



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA

ANÁLISIS DE DECISIÓN EN LA PLANEACIÓN DE LA EXPANSIÓN
DEL SISTEMA ELÉCTRICO MEXICANO

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

ENERGÍA - SISTEMAS ENERGÉTICOS

P R E S E N T A:

SANDRINE TOUPIOL

TUTORA:

DRA. CECILIA MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ



AÑO

2007



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. HIRIART LE BERT GERARDO

Secretario: DRA. MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ CECILIA

Vocal: DR. FRANÇOIS LACOUTURE JUAN LUIS

1^{er} suplente: M.C. ORTEGA CARMONA RUBÉN

2^{do} suplente: ING. SÁNCHEZ CIFUENTES AUGUSTO

LUGAR DONDE SE REALIZÓ LA TESIS:

FACULTAD DE INGENIERÍA, UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO, MÉXICO DF.

TUTORA DE TESIS:

DRA. CECILIA MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ

FIRMA



AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mis tutores, la Dra. Cecilia Martín del Campo Márquez y el M. Rubén Ortega Carmona, por su ayuda a lo largo del proceso de desarrollo de esta tesis, por sus consejos que contribuyeron a mejorar el presente trabajo y por su apoyo moral.

Agradezco a todos los profesores de la Maestría en Energía por todo lo que me han enseñado a lo largo de estos dos años.

Agradezco a todos los profesores que apoyaron mi demanda de beca ante la Dirección General de Estudios de Posgrado y gracias a los cuales pude recibir ayuda económica durante un semestre. En particular, agradezco a la Dra. Cecilia Martín del Campo Márquez, al Dr. Víctor Rodríguez Padilla, al Dr. Arturo Reinking Cejudo y al Dr. Wilfrido Rivera Gómez Franco.

Agradezco a todo el personal de la Coordinación del Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería por su apoyo y ayuda a lo largo de estos dos años. En particular, agradezco a la Lic. Ana María Martínez Velásquez, a la Lic. Susana Ramírez, a la Ing. Ma. Antonieta Teyssier, a la Lic. Cristina Brito Bahena y a la Lic. Margarita Zavala.

Finalmente, agradezco a la Dirección General de Estudios de Posgrado y a la Universidad Nacional Autónoma de México por el apoyo que me otorgaron como becario durante un semestre y gracias al cual pude desarrollar mi tesis.



	Páginas
INTRODUCCIÓN.....	1
I. LA PLANEACIÓN DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO MEXICANO.....	1
I.1. Estructura del sistema eléctrico nacional.....	1
I.2. Legales y regulatorias.....	1
I.3. Principales características de la planificación a largo plazo.....	2
I.4. Liberalización de los mercados eléctricos.....	2
I.5. Riesgos y generación eléctrica.....	3
II. EL SISTEMA ELÉCTRICO MEXICANO.....	3
II.1. Evolución del sistema eléctrico desde la nacionalización hasta ahora.....	3
II.2. Producción de electricidad, contaminación y cambio climático.....	5
II.3. Normas Oficiales Mexicanas en la industria eléctrica.....	5
II.4. Evaluación de las externalidades.....	6
III. ENFOQUE Y OBJETIVO DE LA TESIS.....	7
III.1. Enfoque.....	7
III.2. Planes de expansión desarrollados.....	7
III.3. Parámetros considerados.....	8
III.4. Análisis de decisión.....	9
III.5. Objetivo.....	10
III.6. Contenido.....	10
CAPÍTULO I: LA PLANEACIÓN DE LA EXPANSIÓN CON EL MODELO WASP-IV.....	13
I. PRESENTACIÓN DEL MODELO.....	13
I.1. Objetivo.....	13
I.2. Metodología.....	14
II. PRINCIPALES MÓDULOS.....	14
II.1. Módulo LOADSY.....	15
II.2. Módulo FIXSYS.....	16
II.3. Módulo VARSYS.....	16
II.4. Módulo CONGEN.....	16
II.5. Módulo MERSIM.....	17
II.6. Módulo DYNPRO.....	18
II.7. Módulo REPROBAT.....	18

III. PRINCIPALES CÁLCULOS Y ALGORITMOS CLAVE.....	19
III.1. Representación de la carga del sistema.....	19
III.2. Evaluación del LOLP y de la energía no servida.....	20
III.3. Modo de funcionamiento de las plantas hidroeléctricas.....	21
CAPÍTULO II: PLANES DE EXPANSIÓN DESARROLLADOS - HIPÓTESIS Y CONSIDERACIONES.....	23
I. INFORMACIÓN UTILIZADA.....	23
II. CONSIDERACIONES ECONÓMICAS.....	24
II.1. Escenarios macroeconómicos.....	24
II.2. Evolución de la demanda.....	24
II.3. Escenarios de precios de combustibles.....	25
III. SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE.....	26
III.1. Principales plantas en operación.....	27
III.2. Costos de generación.....	29
IV. PLANTAS COMPROMETIDAS.....	30
IV.1. Conversiones y repotenciaci3nes.....	30
IV.2. Proyectos de rehabilitaci3n y modernizaci3n.....	30
IV.3. Productores independientes de energí3.....	30
IV.4. Programa de autoabastecedores.....	31
IV.5. Exportaci3n e importaci3n.....	31
IV.6. Generaci3n distribuida.....	31
IV.7. Diferimiento de obras en construcci3n.....	31
IV.8. Programa de retiros.....	31
V. PLANTAS CANDIDATAS PARA LA EXPANSI3N DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	32
V.1. Adiciones de capacidad para el servicio pú3blico.....	32
V.2. Diversificaci3n de las fuentes de generaci3n.....	33
V.3. Selecci3n de las tecnologí3s.....	35
VI. EVALUACI3N DE LAS EMISIONES.....	39
VI.1. Emisiones de bi3xido de azufre.....	39
VI.2. Emisiones de óxidos de nitr3geno.....	40
VI.3. Factores de emisi3n calculados.....	41
VII. HIPÓTESIS Y CONSIDERACIONES PARA LAS SIMULACIONES.....	43
VII.1. Disponibilidad del parque de generaci3n.....	43
VII.2. Margen de reserva.....	43
VII.3. Impacto de las característic3s del sitio en el desempeñ3 y costo de inversi3n de las unidades generadoras.....	44
VII.4. Consideraciones de programaci3n.....	46
VII.5. Parámetros para la simulaci3n de la operaci3n del sistema.....	46
VII.5.1. Defini3n de los márgenes de reserva.....	46
VII.5.2. Restricci3n del LOLP.....	47

VII.5.3. Costo de energía no servida.....	47
VII.5.4. Selección del orden de carga.....	47
VII.5.5. Definición del túnel.....	47
VIII. DESCRIPCIÓN DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN DESARROLLADOS.....	48
CAPÍTULO III: RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES.....	51
I. PLAN DE REFERENCIA.....	51
I.1. Adiciones de capacidad.....	51
I.2. Evolución del margen de reserva, el LOLP y la energía no servida.....	52
I.3. Generación por tipo de combustible.....	54
I.4. Costos de generación.....	54
I.5. Cantidad de emisiones generadas.....	55
I.6. Evaluación de la diversidad.....	58
II. PLAN DIVERSIFICADO LIMITADO EN GAS NATURAL.....	60
II.1. Adiciones de capacidad.....	60
II.2. Evolución del margen de reserva, el LOLP y la energía no servida	60
II.3. Generación por tipo de combustible.....	61
II.4. Costos de generación.....	63
II.5. Cantidad de emisiones generadas.....	65
II.6. Evaluación de la diversidad.....	66
III. PLAN DIVERSIFICADO LIMITADO EN GAS NATURAL Y CARBÓN.....	67
III.1. Adiciones de capacidad.....	67
III.2. Evolución del margen de reserva, el LOLP y la energía no servida	68
III.3. Generación por tipo de combustible.....	69
III.4. Costos de generación.....	70
III.5. Cantidad de emisiones generadas.....	72
III.6. Evaluación de la diversidad.....	73
IV. COMPARACIÓN DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN.....	74
IV.1. Expansión del parque de generación.....	74
IV.2. Evolución del margen de reserva, el LOLP y la energía no servida.....	74
IV.3. Costos de generación.....	76
IV.4. Cantidad de emisiones generadas.....	77
IV.5. Diversidad.....	78
CAPÍTULO IV: EXTERNALIDADES, RIESGO Y ANÁLISIS DE DECISIÓN.....	81
I. EVALUACIÓN DE LAS EXTERNALIDADES ASOCIADAS A LAS EMISIONES DE SO ₂ Y NO _x	81
I.1. Consideraciones.....	81
I.2. Plan de referencia.....	84
I.3. Plan diversificado limitado en gas natural.....	84
I.4. Plan diversificado limitado en gas natural y carbón.....	85
II. EVALUACIÓN DEL RIESGO.....	86

III. ANÁLISIS DE DECISIÓN..... 87

III.1. Metodología..... 87

III.2. Aplicación del análisis..... 88

III.3. Resultados..... 91

CONCLUSIONES..... 95

BIBLIOGRAFÍA..... 103

GLOSARIO DE TÉRMINOS Y DEFINICIONES.....109



ÍNDICE DE GRÁFICAS

	Páginas
Gráfica 1:	Evolución de la demanda de energía neta - Escenario de planeación..... 24
Gráfica 2:	Evolución de los precios de combustibles..... 27
Gráfica 3:	Evolución de los precios de gas natural..... 27
Gráfica 4:	Capacidad instalada del sistema existente al cierre del 2005..... 29
Gráfica 5:	Capacidad instalada del sistema existente y de los proyectos comprometidos a lo largo del estudio.....32
Gráfica 6:	Evolución de la capacidad del sistema en el periodo 2005-2014..... 33
Gráfica 7:	Evolución de la demanda, de la capacidad existente y de la capacidad adicional..... 33
Gráfica 8:	Curvas de selección de tecnologías - Escenario medio PRC 2005 - Año 2009.....37
Gráfica 9:	Curvas de selección de tecnologías - Escenario medio PRC 2005 - Año 2024.....37
Gráfica 10:	Curvas de selección de tecnologías - Escenario alto PRC 2005 - Año 2009.....38
Gráfica 11:	Curvas de selección de tecnologías - Escenario alto PRC 2005 - Año 2024.....38
Gráfica 12:	Expansión acumulada de la generación - Plan 1.....52
Gráfica 13:	Capacidad instalada al cierre del año 2024 por tipo de combustible - Plan 1.....52
Gráfica 14:	Evolución del margen de reserva - Plan 1.....53
Gráfica 15:	Evolución del LOLP - Plan 1.....53
Gráfica 16:	Evolución de la energía no servida - Plan 1.....54
Gráfica 17:	Generación por tipo de combustible - Plan 1..... 55
Gráfica 18:	Generación en el año 2024 en porcentaje por tipo de combustible - Plan 1..... 55
Gráfica 19:	Funciones objetivo acumuladas según el escenario de precios considerado - Plan 1..... 56
Gráfica 20:	Emisiones acumuladas de SO ₂ y NO _x por tipo de combustible - Plan 1.....57
Gráfica 21:	Evolución de las emisiones de SO ₂ por tipo de combustible - Plan 1..... 57
Gráfica 22:	Evolución de las emisiones de NO _x por tipo de combustible - Plan 1..... 58
Gráfica 23:	Expansión acumulada de la generación - Plan 2.....61
Gráfica 24:	Capacidad instalada al cierre del año 2024 por tipo de combustible - Plan 2.....61
Gráfica 25:	Evolución del margen de reserva - Plan 2.....62
Gráfica 26:	Evolución del LOLP - Plan 2.....62
Gráfica 27:	Evolución de la energía no servida - Plan 2.....62
Gráfica 28:	Generación por tipo de combustible - Plan 2.....63
Gráfica 29:	Generación en el año 2024 en porcentaje por tipo de combustible - Plan 2..... 63
Gráfica 30:	Funciones objetivo acumuladas según el escenario de precios considerado - Plan 2..... 64
Gráfica 31:	Emisiones acumuladas de SO ₂ y NO _x por tipo de combustible - Plan 2.....65
Gráfica 32:	Evolución de las emisiones de SO ₂ por tipo de combustible - Plan 2..... 66
Gráfica 33:	Evolución de las emisiones de NO _x por tipo de combustible - Plan 2..... 66
Gráfica 34:	Expansión acumulada de la generación - Plan 3.....67
Gráfica 35:	Capacidad instalada al cierre del año 2024 por tipo de combustible - Plan 3.....68
Gráfica 36:	Evolución del margen de reserva - Plan 3.....68
Gráfica 37:	Evolución del LOLP - Plan 3.....69
Gráfica 38:	Evolución de la energía no servida - Plan 3.....69
Gráfica 39:	Generación por tipo de combustible - Plan 3.....70
Gráfica 40:	Generación en el año 2024 en porcentaje por tipo de combustible - Plan 3..... 70

Gráfica 41:	Funciones objetivo acumuladas según el escenario de precios considerado - Plan 3.....	71
Gráfica 42:	Emisiones acumuladas de SO ₂ y NO _x por tipo de combustible - Plan 3.....	72
Gráfica 43:	Evolución de las emisiones de SO ₂ por tipo de combustible - Plan 3.....	73
Gráfica 44:	Evolución de las emisiones de NO _x por tipo de combustible - Plan 3.....	73
Gráfica 45:	Evolución del margen de reserva - Comparación de los planes.....	75
Gráfica 46:	Evolución del LOLP - Comparación de los planes.....	75
Gráfica 47:	Evolución de la energía no servida - Comparación de los planes.....	75
Gráfica 48:	Funciones objetivo según el escenario de precios de combustibles - Comparación de los planes.....	76
Gráfica 49:	Evolución del costo total acumulado al año 2024 - Comparación de los planes.....	76
Gráfica 50:	Evolución de las emisiones de SO ₂ y NO _x - Comparación de los planes.....	78
Gráfica 51:	Emisiones acumuladas de SO ₂ y NO _x al año 2024 - Comparación de los planes.....	78
Gráfica 52:	Evolución del índice Shannon-Weiner - Comparación de los planes.....	79
Gráfica 53:	Evolución del índice Herfindahl-Hirschman - Comparación de los planes.....	79
Gráfica 54:	Costo por tonelada de contaminante emitida.....	83
Gráfica 55:	Emisiones y costos de SO ₂ y NO _x - Plan 1.....	84
Gráfica 56:	Emisiones y costos de SO ₂ y NO _x - Plan 2.....	85
Gráfica 57:	Emisiones y costos de SO ₂ y NO _x - Plan 3.....	85
Gráfica 58:	Riesgo asociado a los planes 1, 2 y 3.....	86
Gráfica 59:	Riesgo contra costo.....	89
Gráfica 60:	Emisiones contra costo.....	89
Gráfica 61:	Costo contra diversidad.....	90
Gráfica 62:	Riesgo contra emisiones.....	90
Gráfica 63:	Riesgo contra diversidad.....	91
Gráfica 64:	Emisiones contra diversidad.....	91



ÍNDICE DE TABLAS

	Páginas
Tabla I:	Principales características del modelo WASP-IV.....13
Tabla II:	Grupos de combustibles..... 25
Tabla III:	Precio medio nivelado de los combustibles en el periodo 2005-2024..... 26
Tabla IV:	Plantas térmicas e hidroeléctricas candidatas..... 39
Tabla V:	Factores de emisión definidos por la NOM-085-ECOL-1994.....40
Tabla VI:	Factores de emisión de las plantas existentes..... 42
Tabla VII:	Evolución de los costos de construcción, valor de rescate, energía no servida, O&M y de la función objetivo - Plan 1..... 56
Tabla VIII:	Evolución de los costos de construcción, valor de rescate, energía no servida, O&M y de la función objetivo - Plan 2.....64
Tabla IX:	Evolución de los costos de construcción, valor de rescate, energía no servida, O&M y de la función objetivo - Plan 3.....71
Tabla X:	Expansión acumulada al año 2024 - Comparación de los planes..... 74
Tabla XI:	Función objetivo acumulada al 2024 - Comparación de los planes.....77
Tabla XII:	Costo por tonelada de SO ₂ y NO _x emitida..... 82
Tabla XIII:	Costo promedio por tonelada de SO ₂ y NO _x emitida..... 82
Tabla XIV:	Valores normalizados de costo, riesgo, diversidad y emisiones..... 88
Tabla XV:	Planes óptimos en términos de cada par de criterios..... 92
Tabla XVI:	Plan óptimo en términos de costo, riesgo, emisiones y diversidad.....92



ÍNDICE DE ESQUEMAS

	Páginas
Esquema I: Principales módulos del programa WASP-IV.....	15
Esquema II: Transformación de la curva de carga horaria en la curva de duración de carga normalizada e invertida.....	19
Esquema III: Evaluación del LOLP y la energía no servida.....	20
Esquema IV: Margen de reserva y margen de reserva operativo.....	44
Esquema V: Evolución del índice Shannon-Weiner en función del número de combustibles usados....	59



SIGLAS Y ACRÓNIMOS

CFE	Comisión Federal de Electricidad
CNSNS	Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias
CONAE	Comisión Nacional para el Ahorro de Energía
COPAR	Costos y Parámetros de Referencia
EDP	“Electricidade de Portugal”, Electricidad de Portugal
ENS	Energía No Servida
EPC	Escenario de Precios de Combustibles
EPRI	“Electric Power Research Institute”, Instituto de Investigación para la Generación Eléctrica
EUA	Estados Unidos de América
FIDE	Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GEPI	Gerencia de Evaluación y Programación de Inversiones
GNL	Gas Natural Licuado
GPG	Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos
INE	Instituto Nacional de Ecología
INEGI	Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática
LOLP	“Loss of Load Probability”, Probabilidad de Pérdida de Carga
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
LyFC	Luz y Fuerza del Centro
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
MR	Margen de Reserva
MRE	Margen de Reserva de Energía
MRO	Margen de Reserva Operativo
NOM	Normas Oficiales Mexicanas
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
OIEA	Organismo Internacional de Energía Atómica
O&M	Operación y Mantenimiento
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PIB	Producto Interno Bruto
PICC	Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés)
PIE	Productor Independiente de Energía
POISE	Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico
POLIN	Modelo “Polynomial fitting to the load duration curve”, Modelo de aproximación polinomial de la curva de duración de carga
PRC	Programa de Requerimientos de Capacidad
SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SIMPACTS	Modelo “Simplified Approach for Estimating Impacts of Electricity Generation”, Modelo Simplificado para la Estimación de los Impactos de la Producción de Electricidad
SIN	Sistema Interconectado Nacional
WASP	Modelo “Wien Automatic System Planning Package”
WECC	“Western Electricity Coordinating Council”



ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS

CARB	Central carboeléctrica
CC	Central de ciclo combinado
CH ₄	Metano
CO	Monóxido de carbono
CO ₂	Bióxido de carbono
CONGEN	Módulo “Configuration Generator” (Generador de Configuración) del WASP
CTG	Capacidad Total de Generación
DYNPRO	Módulo “Dynamic Programming Optimization” (Optimización por medio de Programación Dinámica) del WASP
ELDC	“Equivalent Load Duration Curve”, Curva de Duración de Carga Equivalente
EOLI	Central Eoloeléctrica
E1	Escenario de precios de combustibles 1
E2	Escenario de precios de combustibles 2
E3	Escenario de precios de combustibles 3
FE	Factor de Emisión
FIXSYS	Módulo “Fixed System Description” (Descripción del Sistema Fijo) del WASP
GEOT	Central geotermoeeléctrica
HFC	Hidrofluorocarbonos
HID	Central hidroeléctrica
HIDA	Grupo de centrales hidroeléctricas A
HIDB	Grupo de centrales hidroeléctricas B
LDC	“Load Duration Curve”, Curva de Duración de Carga
LOASY	Módulo “Load System Description” (Descripción del Sistema de Carga) del WASP
MERSIM	Módulo “Merge and Simulate” (Combinar y Simular) del WASP
N ₂ O	Óxido nitroso
NO _x	Óxidos de nitrógeno
NUCL	Central nucleoeeléctrica
PFC	Perfluorocarbonos
REPROBAT	Módulo “Report Writer of WASP in a Batched Environment” (Reporte Escrito) del WASP
SF ₆	Hexafluoruro de azufre
TG	Unidades de turbogás
VAPC	Central térmica convencional
VARSYS	Módulo “Variable System Description” (Descripción del Sistema Variable) del WASP



UNIDADES

Bl	Barril
Btu	British thermal unit
°C	Grados Celcius
CO ₂ e	Bióxido de carbono equivalente
cUS\$05	Centavos de dólares americanos del 2005
°F	Grados Fahrenheit
g	Gramo
GWh	GigaWatt-hora
Hz	Hertz
kcal	Kilocaloría
kg	Kilogramo
km	Kilómetro
kT	Kilotonelada
kUS\$05	Miles de dólares americanos del 2005
kV	Kilovolt
kWh	Kilowatt-hora
m	Metro
MMBtu	Millones de Btu
MMpcd	Millones de pies cúbicos diarios
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
ppm	Parte por millón
TWh	Terawatt-hora
US\$05	Dólares americanos del 2005



RESUMEN Y PALABRAS CLAVE

En los últimos años, la planificación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) se ha orientado principalmente a tecnologías de ciclo combinado, contribuyendo al establecimiento de un sistema de generación poco diversificado y dependiente de la disponibilidad y volatilidad de los precios de gas natural. Por otro lado, el sistema eléctrico sigue expandiéndose sin considerar las emisiones de gases provenientes de la generación eléctrica y la participación significativa de las tecnologías renovables y nucleares en la producción de electricidad como parámetros determinantes para la planificación a largo plazo, por lo que los planes desarrollados son económicamente atractivos pero no contribuyen al respeto del medio ambiente, al desarrollo sustentable, ni a la diversificación. Con base a lo anterior, se propuso en este trabajo desarrollar esquemas viables para la expansión a largo plazo del SIN usando el modelo de planeación uninodal WASP-IV (Wien Automatic System Planning Package - Versión IV) del Organismo Internacional de Energía Atómica, con el fin de buscar el plan óptimo de los planes desarrollados no sólo en términos del costo total de generación, sino también en términos del riesgo asociado a los precios de gas natural, la cantidad de emisiones de SO₂ y NO_x generadas por las plantas del sistema y la diversidad del parque de generación, recurriendo a un análisis de decisión de criterios múltiples basado en el criterio de Savage. Así, se fijó como objetivo determinar si el plan de mínimo costo representa la mejor opción a largo plazo o si conviene más expandir el sistema basándose en el plan que represente el mejor compromiso costo-riesgo-emisiones-diversidad.

PALABRAS CLAVE: Planificación, Sistema eléctrico, Costos de generación, Riesgo, Diversidad, Emisiones contaminantes, Análisis de decisión.



ABSTRACT AND KEY WORDS

In the last years, the National Interconnected System (SIN) planning has been mainly oriented to combined cycle technologies, contributing to the establishment of a not very diversified generation system that depends on the availability and volatility of the natural gas prices. On the other hand, the electric system keeps expanding without considering the gas emissions coming from electric generation and the significant participation of renewable and nuclear technologies in electricity production as important factors for the long term planning, resulting on developed plans that are economically attractive but do not contribute to the environment protection, the sustainable development or to the diversification. Based in the aforementioned, it is proposed to develop viable outlines for the SIN long term expansion, using the uniodal planning model WASP-IV (Wien Automatic System Planning Package - Version IV) from the International Atomic Energy Agency, with the purpose of finding the optimum plan from the developed plans not only in terms of the total generation cost, but also in terms of the risk associated to the natural gas prices, the amount of SO₂ and NO_x emissions produced by the generation plants and the diversity of the electric system, using a multiple criteria decision analysis based on the Savage criteria. The established objective is to determine if the minimum cost plan represents the best long term option or, if instead, it is more convenient to expand the system based on the plan that represents the best compromise between cost, risk, emissions and diversity.

KEYWORDS: Planning, Electric system, Generation costs, Risk, Diversity, Polluting emissions, Decision analysis.



I. LA PLANEACIÓN DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO MEXICANO

I.1. Estructura del sistema eléctrico nacional

El sistema eléctrico nacional está conformado por dos sectores: el público y el privado. El sector público se integra por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), Luz y Fuerza del Centro (LyFC) y los Productores Independientes de Energía (PIE) que entregan su energía a CFE para el servicio público de energía eléctrica. Por otro lado, el sector privado agrupa las modalidades de cogeneración, autoabastecimiento, usos propios y exportación.

También se conforma de tres actividades sustantivas, generación, transmisión y distribución, las cuales están consideradas dentro del sistema eléctrico a través de centrales eléctricas, líneas de transmisión y distribución.

En lo que respecta a la operación y planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), CFE lo divide en nueve áreas, de las cuales siete están interconectadas con la finalidad de compartir recursos de capacidad y lograr un funcionamiento más económico y confiable del sistema en su conjunto. En particular, el área Noroeste se interconectó de manera permanente al resto del sistema en marzo del 2005, lo que ha permitido importantes ahorros en costos de producción de energía eléctrica, así como beneficios locales al evitar afectaciones de carga en las áreas Norte y Noroeste. Estas siete áreas conforman el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Hoy en día, solamente las dos áreas de la península de Baja California permanecen como un sistema aislado, ya que, hasta el momento, su interconexión con el resto de la red nacional no se justifica desde el punto de vista técnico y económico. No obstante, el sistema de Baja California opera ligado con la red eléctrica de la región occidental de los Estados Unidos Americanos (EUA), con el *Western Electricity Coordinating Council* (WECC), lo que permite realizar exportaciones e importaciones de capacidad y energía.

I.2. Premisas Legales y regulatorias para la planificación

De acuerdo con los artículos 4º y 9º de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE)¹, CFE debe actualizar anualmente la planificación de mediano plazo del SEN a fin de asegurar la prestación del servicio a un mínimo costo global.

A su vez, el artículo 36-BIS de la LSPEE establece que la planificación del SEN debe hacerse aprovechando, tanto en el corto como en el largo plazo, la producción de energía eléctrica que resulta de menor costo para la CFE y que, además, ofrezca óptima estabilidad, calidad y seguridad del servicio público.

Una de las tareas para este fin es el estudio del mercado en el horizonte de planeación, con el objetivo de definir las trayectorias futuras del consumo y la demanda máxima de electricidad a nivel nacional,

¹ Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, “Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica”, Publicada en 1975, Última Reforma aplicada en 1993, México, 23 páginas.

sectorial y regional a partir de las proyecciones macroeconómicas definidas por la Secretaría de Energía (SENER) y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP). Con base a estas proyecciones, se identifican los requerimientos de capacidad, energía y transmisión necesarios para satisfacer el consumo nacional de electricidad, tanto el atendido por las empresas públicas (CFE y LyFC), como el cubierto a través de proyectos de autoabastecimiento, cogeneración y pequeña producción.

1.3. Principales características de la planificación a largo plazo

La planificación del sistema eléctrico se realiza aprovechando las mejores opciones de inversión y producción de energía y optimizando su entrada al sistema de generación.

Optimizar una expansión es un ejercicio complejo en sí. En efecto, supone tratar con una gran variedad de datos (de tipo financiero, técnico y/o ambiental); un gran rango de opciones (alternativas de generación y transmisión) e incertidumbres (variación de la demanda, de los precios de combustibles, de los costos de inversión); resolver objetivos de conflicto múltiple (minimizar los costos, impactos ambientales, importaciones energéticas o maximizar la eficiencia) y estudios de largo plazo; y adecuar grupos con intereses diferentes (empresas generadoras o distribuidoras, Estado, ambientalistas).

Por consiguiente, la planificación del sistema eléctrico requiere de datos actualizados sobre las alternativas de generación y transmisión factibles de incorporarse al programa de expansión, entre otros sus costos de inversión y operación, así como sobre las disposiciones nacionales en materia energética, financiera, ambiental y social. Esta información se obtiene de estudios que realiza la CFE para identificar y evaluar proyectos y tecnologías, así como de otras fuentes especializadas.

Asimismo, los incrementos previstos en la demanda de electricidad se cubren mediante proyectos ya comprometidos, esto es, obras en proceso de construcción, licitación o cierre financiero; mientras las necesidades no satisfechas por la vía antes señalada se atienden mediante nuevos proyectos de generación desarrollados por particulares o por la propia CFE, de conformidad con la LSPEE y su reglamento. Las decisiones sobre nuevos proyectos para expandir el SEN se toman varios años antes, ya que los periodos desde que se decide su construcción hasta su operación son largos. Transcurren aproximadamente cuatro años entre el análisis de la oferta para construir una nueva central generadora y su entrada en operación comercial.

Finalmente, se busca el plan de expansión óptimo, mediante un análisis técnico-económico de diversas alternativas basado en modelos que optimizan el comportamiento del sistema ante diversas condiciones de operación y, así, se define el programa para expandir el SEN seleccionando aquellos proyectos que minimizan, a lo largo del estudio, los costos acumulados de inversión, operación y energía no suministrada.

1.4. Liberalización de los mercados eléctricos

Hace 30 años, optimizar la expansión de la generación era relativamente fácil: el ambiente de planeación era estable, los precios de combustibles constantes y los costos de inversión de las tecnologías de generación conocidos con bastante precisión. Con la crisis petrolera de 1973, optimizar la expansión se complicó: los costos de los energéticos se volvieron muy volátiles, los de inversión de las nuevas tecnologías poco conocidos y surgieron las restricciones ambientales.

Por otro lado, la apertura de los mercados eléctricos nacionales ocasionó cambios drásticos en la manera de tomar decisiones e impulsó la competencia entre las empresas productoras. Ser competitivos se volvió entonces una necesidad y, para eso, evaluar los riesgos que amenazan a las empresas se volvió indispensable.

En efecto, antes de la liberalización de los mercados de energía, las empresas energéticas operaban como monopolio integrado. La mayoría de las empresas eran públicas y podían beneficiarse de los préstamos del

gobierno. Dado que las ganancias eran garantizadas, las utilidades podían financiar las inversiones. No había riesgos de mercado y el principal riesgo provenía de una toma de decisiones regulatorias desfavorables o de la mala gestión de un proyecto. En este ambiente, la mayoría de los riesgos asociados a las inversiones no afectaban directamente a las empresas eléctricas, ya que en caso de gastos mayores se podían aumentar los precios de electricidad. Dicho de otra manera, sí existían riesgos, pero básicamente éstos se transferían de los inversionistas a los consumidores. La introducción de la liberalización de los mercados de energía desestabilizó este clima de seguridad. Desde entonces, los inversionistas deben tomar en cuenta riesgos adicionales e internalizarlos en sus decisiones de inversión. El reto ahora es entender cómo la internalización de los riesgos afecta no solamente las ganancias sino las decisiones de recurrir a ciertas tecnologías de generación.

Aunque el mercado eléctrico mexicano todavía no se haya abierto y siga siendo verticalmente integrado, la CFE también debe considerar los riesgos que afectan los mercados internacionales, sobre todo para poder ser competitivo frente a las empresas energéticas privadas y no quedar al margen de las nuevas tendencias económicas y políticas.

1.5. Riesgos y generación eléctrica

Identificar los riesgos asociados a la generación eléctrica y evaluar sus impactos puede resultar muy complejo. Por eso, se acostumbra identificar primero los parámetros con mucho grado de incertidumbre y luego evaluar las repercusiones que estas incertidumbres pueden ocasionar en el sistema y su operación. Así, se determinan cuáles parámetros afectan más la generación y su expansión por la incertidumbre que conllevan y, por lo tanto, cuáles son los mayores riesgos que se deberán internalizar.

Obviamente, siendo inherente a la planificación, la incertidumbre no podrá ser eliminada; sin embargo, un análisis de riesgo permitiría minimizar la pérdida a la que la incertidumbre expone a la empresa y encontrar los planes más atractivos desde el punto de vista riesgo-beneficio.

En la expansión del sistema eléctrico, la mayor incertidumbre ocurre en las siguientes variables²: crecimiento de la demanda de energía eléctrica, precio de la electricidad y elasticidad precio-consumo, normativa ambiental, comportamiento de los mercados energéticos y financieros, papel de los PIE en la generación eléctrica, confiabilidad y disponibilidad de las unidades generadoras, costos de nuevas tecnologías, costos y disponibilidad de combustibles, tasas de inflación e interés y plazos de construcción de la infraestructura eléctrica.

II. EL SISTEMA ELÉCTRICO MEXICANO

II.1. Evolución del sistema eléctrico desde la nacionalización hasta ahora

Al nacionalizarse la industria eléctrica en 1960, la capacidad instalada era de 3,021 MW y el suministro se realizaba a través de sistemas aislados. Con el tiempo, se interconectaron los sistemas utilizando mayores tensiones de transmisión; se unificó la frecuencia a 60 Hz; se desarrollaron grandes proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos; se diversificó la generación mediante el uso de energía geotérmica, nuclear, carboeléctrica y eólica; y se introdujeron tarifas con diferenciación horaria para la administración de la demanda. A diciembre de 2004, el Sistema Eléctrico Nacional contaba con una capacidad de generación de 46,552 MW para el servicio público y con un total de 746,911 km de líneas de transmisión y distribución³.

² IAEA, 1984, "Expansion Planning for Electrical Generating Systems - A Guidebook", Technical Report Series No. 241, Vienna, 614 pages.

³ CFE, 2006, "Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2005-2014".

En los últimos años, tomando como base los escenarios de precios de combustibles definidos por SENER, los costos de inversión de las tecnologías de generación disponibles y la normativa para generar energía eléctrica con gas natural en zonas ambientalmente críticas, la planificación del sector eléctrico se ha orientado principalmente a tecnologías funcionando a base de gas natural, en específico con ciclos combinados. Estas tecnologías tienen en efecto características favorables que les permiten ser atractivas y menos vulnerables a los riesgos, entre otras: alta eficiencia en el proceso de conversión de la energía, bajo costo de capital, tiempo de arranque corto, diseño estandarizado, generación con bajos niveles de contaminación y flexibilidad de la operación.

Si se adopta el plan de referencia actual establecido por CFE, en 2014, 52.5% de la generación será producida a base de gas natural y especialmente por plantas de ciclo combinado. Esto conlleva a que, en 2014 el consumo de gas natural para la generación eléctrica alcanzará el 55.8% del consumo total del combustible⁴. Lo demás provendrá de plantas de carbón, geotermoeléctricas, combustión interna, así como de proyectos eoloeleéctricos e hidroeléctricos. Como resultado del análisis de escenarios de demanda, precio alto y restricciones en el suministro de gas, se incluyeron en efecto estas tecnologías en el Programa de Requerimientos de Capacidad (PRC) para favorecer la diversificación del parque de generación. Sin embargo, aún tienen muy poca participación en la composición total del parque de generación nacional.

Asimismo, en el plan 2005-2014, se incluyen 3,671 MW de capacidad en plantas hidroeléctricas, geotermoeléctricas, eólicas y carboeléctricas, 594 MW en unidades de turbogás y de combustión interna, 11,683 MW en centrales de ciclo combinado, así como 6,178 MW cuya tecnología aún no se ha definido.

Aunque este plan de expansión cumpla con el criterio de generación a mínimo costo, es muy poco diversificado y, por lo tanto, sujeto a muchos riesgos. El principal proviene de la disponibilidad del gas natural y la volatilidad de sus precios. Ante escenarios de restricción o altos precios de ese combustible, podría en efecto exponer a la empresa a un nivel de riesgo muy alto y ser el origen de un aumento drástico de los precios nacionales de electricidad.

Por lo tanto, generar a mínimo costo presenta ciertamente ventajas pero, para asegurarse de que un esquema de generación sea realmente más económico ante cualquier escenario, se necesita internalizar los riesgos y sus costos asociados a los costos totales de generación⁵.

Actualmente, la metodología de expansión usada por CFE no considera los riesgos asociados a sus planes de expansión. Ante la posibilidad de tener en el futuro un incremento en el precio de gas natural o limitaciones en su suministro por reducción de la oferta de Petróleos Mexicanos (PEMEX) o de las importaciones desde el extranjero, CFE planea reducir los proyectos a base de gas y expandir el sistema a base de ciclos combinados con gasificación de residuos de vacío o carbón, centrales nucleares y desarrollos con fuentes de energía renovable, tales como hidroeléctricas y eoloeleéctricas. El PRC 2005⁶ considera en efecto seis centrales eoloeleéctricas denominadas La Venta II, III y Oaxaca I, II, III y IV con una capacidad total de 592 MW durante el periodo 2006-2012. Éstas se ubicarán en el Istmo de Tehuantepec en la región conocida como la Ventosa. Con objeto de diversificar el suministro de gas para centrales eléctricas, CFE ha considerado también como alternativa la importación de Gas Natural Licuado (GNL) y la instalación de terminales de regasificación en la costa del Golfo de México, el occidente del país y la península de Baja California: la terminal de Altamira entró en operación en 2006 y dispone ahora de una capacidad de 500 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd); mientras que, en la costa del Pacífico (Manzanillo) y en Ensenada, se han considerado la instalación de dos terminales de regasificación.

⁴ SENER, 2004, "Prospectiva del Sector Eléctrico 2005 - 2014", México, 142 páginas.

⁵ OCDE/IAE, 2005, "Projected Costs of Generating Electricity - Update 2005", Appendix VI: "Methodologies Incorporating Risk into Generating Cost Estimates", France, 230 pages.

⁶ CFE, julio 2004, "Programa de Requerimientos de Capacidad 2005-2014".

Por lo tanto, hay esfuerzos para producir electricidad a partir de energía renovable; no obstante, si se aceptan dichos proyectos, la capacidad que se instalaría sería mínima en comparación a la capacidad instalada de las demás tecnologías, especialmente la de ciclo combinado. Por otro lado, diversificar las fuentes de gas natural permitiría reducir los riesgos de suministro del energético, sin embargo el sistema quedaría igual de dependiente del gas natural.

II.2. Producción de electricidad, contaminación y cambio climático

Según el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático⁷ (PICC o IPCC por sus siglas en inglés), la temperatura promedio de la superficie de la Tierra se ha incrementado en $0.74 \pm 0.18^\circ\text{C}$ durante los últimos 100 años (periodo 1906-2005); la cobertura de nieve y la extensión de hielo han decrecido y el nivel medio del mar se elevó $0.17 \pm 0.05\text{m}$ durante el siglo veinte. Asimismo, confirma que las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera (principalmente CO_2 , CH_4 y N_2O) siguen incrementándose como resultado de las actividades humanas y tienden a provocar un mayor calentamiento global.

Dado que las emisiones de CO_2 juegan un papel preponderante en la problemática del cambio climático, las políticas de energía y de medio ambiente se están orientando a favorecer un desarrollo más rápido de nuevas trayectorias tecnológicas que propicien la descarbonización de los sistemas energéticos en general y de los sectores eléctricos en particular. Esto a su vez ha dado lugar a que, en los últimos años, se haya abierto de nuevo el debate sobre el papel que pueden jugar las fuentes renovables de energía en el mediano y largo plazo pero, esta vez, en el contexto de la problemática del cambio climático. Este planteamiento es de gran importancia en el sector eléctrico ya que se le responsabiliza de generar el 35% de este tipo de emisiones a nivel mundial. De manera similar en México, el sector eléctrico consume el 31% de la oferta interna bruta de energía y, de acuerdo a cifras de la Secretaria de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT, 2006)⁸, genera el 29% de las emisiones de CO_2 del país.

Además de los gases de efecto invernadero que producen, las plantas eléctricas también generan emisiones contaminantes de SO_2 y NO_x . En particular, las emisiones de SO_2 son el origen de las lluvias ácidas y, como las de NO_x , tienen impactos negativos en la salud humana y en el medio ambiente. Según el estudio “Evaluación de las externalidades ambientales de la generación termoeléctrica en México”⁹, el impacto regional debido a estos contaminantes, estimado por el modelo SIMPACTS¹⁰ en las 11 zonas estudiadas, representa entre el 74% y el 99.5% de los costos totales en salud¹¹; y los efectos en la salud se deben principalmente a los contaminantes secundarios, en particular los sulfatos y en menor escala los nitratos.

II.3. Normas Oficiales Mexicanas en la industria eléctrica

Las Normas Oficiales Mexicanas (NOM) en el sector eléctrico están referidas al control de niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera (humos, partículas suspendidas, bióxido de azufre y

⁷ Intergovernmental Panel on Climate Change, Feb. 2007, “Climate Change 2007: The Physical Science Basis - Summary for Policymakers”, Fourth Assessment Report, Paris.

⁸ SEMARNAT, INE, Julio 2006, “Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 2002”, Resumen Ejecutivo, INEGI/2002/1, México, 31 páginas.

⁹ SEMARNAT, CEPAL, Nov. 2004, “Evaluación de las Externalidades Ambientales de la Generación Termoeléctrica en México”, LC/MEX/L.644, México, 59 páginas.

¹⁰ Modelo “Simplified Approach for Estimating Impacts of Electricity Generation”, Modelo Simplificado para la Estimación de los Impactos de la Producción de Electricidad.

¹¹ Cifra comparable a la obtenida en el proyecto ExternE para el caso de Francia. European Commission, “External Costs of Energy: Application of the ExternE Methodology in France”, <http://externe.jrc.es>.

óxidos de nitrógeno). En particular, la norma oficial mexicana NOM-085-SEMARNAT-1994¹² regula las emisiones de los óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno y partículas suspendidas totales por zonas y por capacidad del equipo de combustión, en fuentes fijas, que utilizan combustibles sólidos, líquidos o gaseosos. Además, esta norma define tres zonas críticas: la zona metropolitana, las ciudades fronterizas y los corredores industriales.

II.4. Evaluación de las externalidades

La energía eléctrica en México y en el mundo se genera principalmente a base de combustibles fósiles, cuya combustión produce impactos, tanto en la salud como en el medio ambiente, de carácter local como la contaminación de áreas urbano-industriales, regional como la lluvia o deposición ácida, y global como el cambio climático.

Los costos de estos impactos se denominan externalidades o costos externos. En general, no están considerados en los costos de producción de la energía ni en su precio por el impacto económico que conllevaría, por lo que distorsionan las decisiones económicas. Su valoración, así como la de las externalidades de cualquier proceso productivo, debe servir de base para definir acciones de política ambiental, como por ejemplo, normas técnicas o instrumentos de fomento para prevenir y controlar los impactos.

El sector energético es uno de los sectores más sujetos al problema de las externalidades y su internalización en los costos totales, esto por dos razones.

Primero, las externalidades ligadas a la producción de energía y los efectos secundarios que implican conllevan costos muy elevados. Por lo tanto, internalizar las externalidades permitiría incluir en los costos de producción el costo asociado a su impacto ambiental, así como los costos sobre la salud, con el fin de evaluar el costo real de la energía producida.

Segundo, el desarrollo de las tecnologías renovables y la voluntad de introducirlas en la expansión de los sistemas eléctricos fomentan la internalización de las externalidades. En efecto, el mayor obstáculo para aumentar la participación de estas tecnologías es su alto costo de inversión que las hace menos atractivas que las tecnologías funcionando a base de energía fósil. No obstante, si se consideran las externalidades asociadas a la generación eléctrica a base de combustible fósil, las tecnologías renovables se vuelven más atractivas, ya que su impacto ambiental y sobre la salud es mucho menor.

Según el estudio “Evaluación de las externalidades ambientales de la generación termoeléctrica en México”¹³, los costos externos de las 11 plantas seleccionadas se estimaron en 465 millones de dólares anuales del 2000, considerando sólo el impacto en la salud de la población afectada en un escenario conservador. Asimismo, se encontró que las emisiones de SO₂ arrojan los mayores costos externos y que la internalización de las externalidades en el precio de la electricidad implicaría aumentos de entre 0.12 y 0.83 centavos de dólar del 2000 por kWh, es decir entre 3% y 17% del costo del kWh.

Para considerar estas externalidades, se puede fácilmente asociar un impuesto por tonelada de contaminante emitida a cada uno de los gases generados. Eso permitiría a CFE considerar un costo de generación adicional y, así, expandir el sistema eléctrico de manera más sustentable o bien estudiar la posibilidad de abatir las emisiones.

¹² Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), Última revisión publicada en el Diario Oficial de la Federación el 23 de Abril de 2003.

¹³ SEMARNAT, CEPAL, Nov. 2004, “Evaluación de las Externalidades Ambientales de la Generación Termoeléctrica en México”, LC/MEX/L.644, México, 59 páginas.

III. ENFOQUE Y OBJETIVO DE LA TESIS

III.1. Enfoque

Como se expuso anteriormente, la planificación de la expansión es un ejercicio complejo que requiere el conocimiento de todos los parámetros que influyen sobre la evolución del sistema eléctrico. En particular, está sujeta a las incertidumbres crecientes que afectan el mercado eléctrico, como a las restricciones ambientales, tecnológicas y políticas.

En México, CFE se encarga de planear la expansión del sistema eléctrico a largo plazo y, según el plan de referencia que desarrolló, prevé aumentar la capacidad de generación principalmente a base de tecnologías que usan gas natural. Como se presentó, las plantas de ciclo combinado son en efecto atractivas desde el punto de vista técnico y económico, ya que sus costos de construcción son relativamente bajos y su eficiencia alta. Sin embargo, la volatilidad de los precios de gas natural en los últimos años y el aumento mundial de su demanda contribuyen a aumentar los riesgos asociados al uso de ciclos combinados y, de manera general, al uso masivo de este energético.

Por otro lado, la toma de consciencia internacional de los impactos negativos de la contaminación sobre el medio ambiente y la salud ha revelado la necesidad de reducir las emisiones de gases provenientes de la generación eléctrica y de favorecer la participación de tecnologías alternativas poco contaminantes en la producción de electricidad. Una manera de tomar en cuenta estos efectos secundarios y de fomentar el desarrollo de las energías alternativas es evaluar las externalidades asociadas a la producción eléctrica e internalizarlas en los costos totales de generación.

Actualmente, en sus estudios de planificación, CFE busca los planes de expansión económicamente óptimos, sin considerar los riesgos que conllevan y pueden afectar la generación. Aún si las plantas de generación cumplen con las restricciones ambientales definidas por el gobierno, tampoco considera la reducción de emisiones como un factor determinante para expandir el sistema y favorecer la entrada de energías renovables. Finalmente, aún si permite la entrada de diferentes tecnologías de generación al sistema, además del ciclo combinado, su participación queda muy limitada en proporción. Por consiguiente, los planes de expansión que desarrolla CFE son económicamente atractivos pero, al mismo tiempo, son poco diversificados, presentan muchos riesgos y no contribuyen claramente al respeto del medio ambiente y a la disminución de las emisiones contaminantes.

Por lo tanto, se decidió en este trabajo realizar un estudio de planificación de la expansión del sistema eléctrico mexicano, especialmente del sistema interconectado nacional, para buscar el plan de expansión óptimo a largo plazo (periodo 2005-2024), no solamente en términos del costo total de generación, sino también en términos de la cantidad de emisiones producidas por las plantas del sistema, la diversidad del parque de generación y el riesgo asociado a los precios de gas natural.

III.2. Planes de expansión desarrollados

Uno de los objetivos del presente trabajo es realizar un estudio de planificación de la expansión del SIN a partir de datos reales que pueda ser adoptado por el país sin ocasionar cambios drásticos en la estructura del parque de generación u oponerse a alguna de las políticas de generación eléctrica existentes. Dicho de otra manera, uno de los objetivos es proponer varios esquemas de expansión, económica y políticamente viables para México, basados únicamente en datos reales y actuales. Para eso, se simuló el SIN en su totalidad exclusivamente a partir de datos actuales de CFE, SENER y de las plantas generadoras existentes y se recurrió al mismo modelo de planeación uninodal que usa CFE, es decir el modelo WASP-IV¹⁴.

¹⁴ IAEA, 2000, "Wien Automatic System Planning (WASP) Package - A Computer Code for Power Generating System Expansion Planning - Version WASP-IV, User's Manual", Computer Manual Series No. 8, Austria, 276 pages.

Se desarrollaron entonces tres planes de expansión distintos para expandir el sistema de generación en el periodo 2005-2024. Cada uno de ellos presenta el mismo sistema existente y su expansión se optimizó considerando la misma cartelera de proyectos candidatos, es decir que cada plan fue optimizado respetando el criterio de mínimo costo así como las restricciones que se impusieron:

- El *primero* corresponde al plan de referencia establecido por CFE en 2005 para el mismo periodo.
- El *segundo* se desarrolló en base al plan de referencia pero limitando la adición de capacidad de generación a base de gas natural a la mitad de la capacidad instalada en el plan de referencia y favoreciendo la entrada de plantas geotermoeléctricas, hidroeléctricas y eoloeleóctricas para aumentar la diversidad del parque de generación.
- El *tercero* se desarrolló en base al plan de referencia pero limitando la adición de capacidad de centrales que utilicen gas natural al 50% de la capacidad instalada del plan de referencia y la adición de capacidad de las centrales que usan carbón al 20% de la capacidad instalada del plan anterior y favoreciendo también la entrada de plantas geotermoeléctricas, hidroeléctricas y eoloeleóctricas.

A continuación, estos planes se llaman respectivamente: plan de referencia o *plan 1*, plan diversificado limitado en gas natural o *plan 2* y plan diversificado limitado en gas natural y carbón o *plan 3*.

III.3. Parámetros considerados

El primer parámetro que caracteriza los planes de expansión es su costo total de generación, ya que la LSPEE define que, a corto como a largo plazo, la generación eléctrica debe cumplir con el criterio de mínimo costo.

Ahora, como se indicó anteriormente, la generación eléctrica es responsable de la mayor parte de las emisiones de gases de efecto invernadero (principalmente CH₄, CO₂, N₂O) y de las emisiones con repercusiones directas en la salud humana y en el medio ambiente (principalmente NO_x y SO₂). Por lo tanto, se querría evaluar las emisiones anuales de cada uno de estos contaminantes y calcular las externalidades correspondientes para integrarlas al costo total de generación. Sin embargo, el modelo WASP-IV sólo permite calcular las emisiones de dos contaminantes a lo largo del estudio y se encontraron datos de externalidades calculados para México solamente para los gases SO₂ y NO_x¹⁵. Por consiguiente, se decidió considerar solamente estos dos contaminantes. Así, se evaluaron las emisiones de SO₂ y NO_x producidas por las plantas del SIN y se calculó su costo asociado a partir de los datos encontrados, el cual representa los efectos en la salud humana, sin considerar el impacto en materiales, cultivos, ecosistemas, bosques o en el calentamiento global.

Por otro lado, se decidió incorporar un análisis de riesgo al estudio de planeación. Como no se disponía de un programa computacional de expansión que incorpore un análisis de riesgo a la simulación de la expansión, se tuvo que limitar el estudio a la evaluación de un solo riesgo. Se decidió entonces analizar uno de los riesgos que más afecta el plan de expansión desarrollado por CFE para el periodo 2005-2014, es decir el riesgo asociado a la incertidumbre de los precios de gas natural. En efecto, además de lo comentado anteriormente así como de la alta inversión necesaria para su producción y transporte, el precio del gas natural es uno de los más volátiles de los combustibles usados para la generación eléctrica. Esa incertidumbre ha particularmente crecido con la liberalización del mercado de gas natural y, actualmente, casi no existen contratos de largo plazo para su suministro.

IAEA, 1995, "Wien Automatic System Planning (WASP) Package - A Computer Code for Power Generating System Expansion Planning - Version WASP-III Plus, User's Manual", Computer Manual Series No. 8, Vol. 2, Austria, 194 pages.

¹⁵ SEMARNAT, CEPAL, Nov. 2004, "Evaluación de las Externalidades Ambientales de la Generación Termoeléctrica en México", LC/MEX/L.644, México, 59 páginas.

Para evaluar el riesgo asociado a cada uno de los planes de expansión desarrollados, se consideraron tres escenarios de precios de gas natural elaborados por SENER:

- *Escenario 1 o E1*: escenario medio de precios de gas natural del Escenario de Precios de combustibles (EPC) 2005¹⁶,
- *Escenario 2 o E2*: escenario alto de precios de gas natural del EPC 2005, y
- *Escenario 3 o E3*: escenario alto de precios de gas natural del Escenario de Precios de combustibles SENER 2006¹⁷; este último es más alto que el del escenario E2.

Después de haber optimizado los tres planes de expansión desarrollados para el escenario E1, se fijó el programa de expansión de cada uno y se sometieron a los escenarios de precios E2 y E3. Así, se evaluó el costo adicional asociado a cada plan que se tendría que asumir si el precio de gas natural sube del precio fijado por el escenario E1, al precio fijado por el escenario E2 y, finalmente, al precio fijado por el escenario E3.

Finalmente, se consideró la diversidad como otro parámetro de selección del plan de expansión óptimo. En efecto, la estrategia recomendada de manera general para reducir riesgos es la diversificación del parque de generación. Para evaluar la diversidad de los planes de expansión se calcularon el Índice Shannon-Weiner, o Índice Stirling, y el Índice Herfindahl-Hirschman¹⁸.

III.4. Análisis de decisión

Por lo anterior, cada uno de los tres planes de expansión desarrollados para expandir el sistema eléctrico en el periodo 2005-2024 se caracteriza por cuatro parámetros:

- *El costo total de generación* (obtenido para el escenario de precios de combustibles E1),
- *El riesgo proveniente de un aumento del precio de gas natural* (del precio fijado por el escenario E1 al fijado por el E3),
- *La cantidad de emisiones de SO₂ y NO_x producidas por las plantas del sistema y*
- *La diversidad del parque de generación.*

Dado que el estudio tiene como objetivo buscar el plan de expansión óptimo en términos de estos cuatro parámetros, se necesitó recurrir a un análisis de decisión de criterios múltiples para poder compararlos y determinar el plan óptimo. Por lo tanto, se decidió relacionar los criterios por pares (cuatro parámetros generan seis pares diferentes) y buscar el óptimo de los tres planes en términos de cada par de criterios aplicando el criterio de Savage o de mínimo arrepentimiento. Una vez que se tuvieron dichos planes óptimos, seis en total, se pudo determinar el plan que supera a los demás en términos de los cuatro parámetros y, así, determinar el plan óptimo en términos de todos los criterios.

En este caso, el arrepentimiento se asocia a la distancia métrica entre cada plan y un plan considerado como referencia en una gráfica bidimensional, cuya abscisa corresponde a un parámetro y la ordenada al otro parámetro comparado. Por lo tanto, el arrepentimiento mínimo corresponde a la distancia métrica mínima, y el plan más cercano geoméricamente al plan de referencia es el óptimo en términos de los dos criterios estudiados. El plan tomado como referencia corresponde al plan ideal que se podría obtener para

¹⁶ CFE, 2005, “Escenario de Precios de Combustibles 2005”.

¹⁷ SENER, 2006, “Escenario de Precios de combustibles”.

¹⁸ Para más información acerca de estos índices, consultar el artículo siguiente: Grubb M. and Co., 2005, “Diversity and Security in UK Electricity Generation: The Influence of Low-Carbon Objectives”, Q40, Q42, Department of Applied Economics, University of Cambridge, Cambridge Working Papers in Economics.

estos dos criterios, es decir al plan que tenga por coordenadas los valores mínimos de abscisa y ordenada de los planes estudiados, tomados de manera aislada.

III.5. Objetivo

Por lo anterior, el objetivo principal del presente trabajo es proponer esquemas viables para la expansión a largo plazo del SIN (periodo 2005-2024), basados exclusivamente en datos reales y actuales provenientes de instituciones nacionales (CFE, SENER, plantas generadoras, etc.), y buscar el plan óptimo de los planes desarrollados en términos del costo total de generación, el riesgo asociado al precio de gas natural, las emisiones de SO₂ y NO_x generadas por la plantas del sistema y la diversidad del parque de generación, aplicando un análisis de decisión de criterios múltiples. Así, se quiere proponer alternativas de expansión para determinar si el plan de mínimo costo representa la mejor opción a largo plazo o si conviene más expandir el sistema basándose en un plan que represente el mejor compromiso costo-riesgo-emisiones-diversidad.

III.6. Contenido

En el primer capítulo se presentan las principales características del modelo WASP-IV que se usó para planear la expansión del sistema eléctrico, como su funcionamiento y algunos cálculos relevantes para la evaluación de los costos de generación.

En el segundo capítulo se describen las consideraciones e hipótesis que se hicieron para desarrollar los diferentes planes de expansión.

En el tercer capítulo se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones para cada uno de los tres planes de expansión desarrollados.

En el cuarto capítulo se evalúan las externalidades y el riesgo asociado a cada uno de los planes de expansión. También se describe la metodología usada para realizar el análisis de decisión y se presentan los resultados finales.

Finalmente se presentan las conclusiones del estudio.



I. PRESENTACIÓN DEL MODELO

I.1. Objetivo

Para la planeación de la expansión del sistema eléctrico mexicano, CFE cuenta con el programa WASP (Wien Automatic System Planning Package) que fue suministrado por el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA o IAEA por sus siglas en inglés) en 1984. Constituye una herramienta de planeación uninodal que considera aspectos técnicos, económicos y ahora ambientales de las tecnologías de generación disponibles.

En particular, el modelo WASP-IV (Wien Automatic System Planning Package - Versión IV) permite planear la expansión de un sistema de generación eléctrica tomando en cuenta la disponibilidad de combustibles y las restricciones ambientales. Su objetivo es encontrar la expansión económicamente óptima de un sistema, en el cual existen restricciones específicas. Para eso, estima de manera probabilística los costos de producción, los de energía no servida y la disponibilidad del sistema; utiliza una técnica de programación lineal para encontrar el despacho óptimo que cumple con las restricciones y las limitaciones de emisiones, así como para determinar la generación eléctrica de las plantas; y recurre a un método de programación dinámica para optimizar los costos de los planes candidatos.

Sus principales características se presentan en la Tabla I.

Principales características del modelo WASP-IV	
Periodo máximo de planeación	30 años
Número máximo de periodos por año	12
Número máximo de curvas de duración de carga	360
Número máximo de tipos de combustibles	12 (10 para las plantas térmicas y 2 grupos hidroeléctricos)
Número máximo de plantas térmicas	88 (87 si se considera una planta de bombeo-almacenamiento)
Número máximo de plantas candidatas	14 12 térmicas (11 si se considera un proyecto de bombeo-almacenamiento) y 2 grupos de plantas hidroeléctricas, cada uno compuesto de hasta 30 proyectos, llamados HIDA e HIDB
Número máximo de contaminantes	2
Número máximo de grupos de limitaciones	5
Número máximo de condiciones hidrológicas	5
Número máximo de configuraciones	5000 a lo largo del estudio (500 por año)

Tabla I: Principales características del modelo WASP-IV¹

I.2. Metodología

¹ Todas las tablas de esta tesis son de elaboración propia utilizando las fuentes de información descritas en los textos.

Con el fin de encontrar el plan óptimo para la expansión de la capacidad eléctrica en el periodo estudiado, el modelo WASP-IV evalúa cada secuencia de adición de unidades al sistema a través de una función de costo, llamada función objetivo. Ésta se compone de los costos de inversión de capital (I); el valor de rescate de los costos de inversión (S); los costos de combustibles (F); los costos de almacenamiento de combustible (L); los costos de operación y mantenimiento (sin considerar los costos de combustibles) (M); los costos de energía no servida (O); y se calcula como sigue:

$$B_j = \sum_{t=1}^T [\bar{I}_{j,t} + \bar{S}_{j,t} + \bar{F}_{j,t} + \bar{L}_{j,t} + \bar{M}_{j,t} + \bar{O}_{j,t}]$$

Donde B_j = función objetivo correspondiente al plan de expansión j

t = año considerado (1, 2, ..., T)

T = periodo total de estudio

La barra encima de los símbolos significa que los valores se descuentan con respecto a un año de referencia usando una tasa específica i .

Una vez calculada la función objetivo de todas las expansiones posibles encontradas, el modelo determina el plan de expansión óptimo, es decir el que minimiza la función objetivo (B).

Este análisis implica el conocimiento de las alternativas de expansión para el sistema de generación al inicio de cada año. Es decir, para cada año del estudio, se debe de determinar el vector $[K_t]$ que representa las unidades de generación que operan en el año t para un plan de expansión dado. Para cada año, el vector $[K_t]$ debe satisfacer la relación siguiente:

$$[K_t] = [K_{t-1}] + [A_t] - [R_t] + [U_t]$$

Donde $[A_t]$ = Vector de adición de unidades comprometidas en el año t

$[R_t]$ = Vector de retiro de unidades comprometidas en el año t

$[U_t]$ = Vector de adición de unidades candidatas en el año t ($[U_t] \geq [0]$).

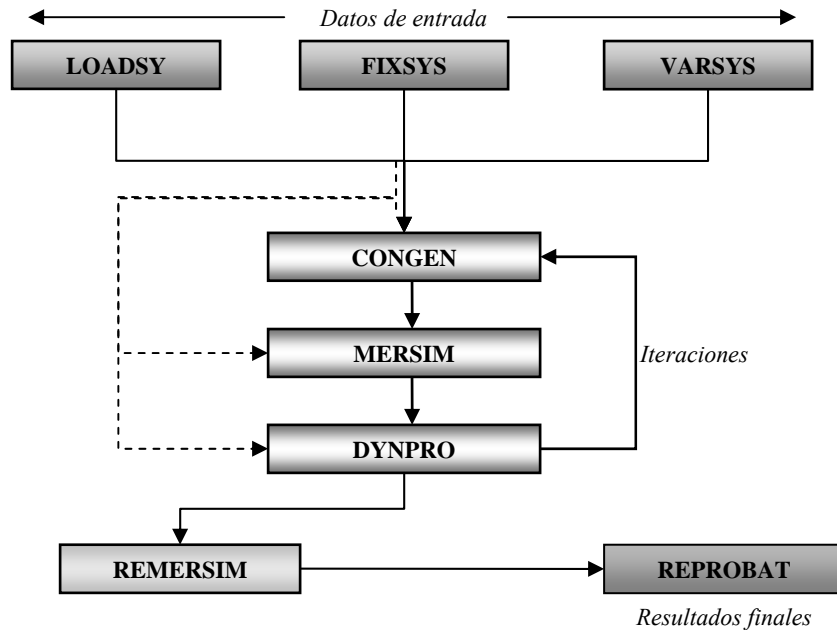
Por lo tanto, para cada año, $[A_t]$ y $[R_t]$ son conocidos y $[U_t]$ es la variable a determinar.

Optimizar la expansión consiste entonces en encontrar los valores del vector $[U_t]$ a lo largo del estudio de planeación que satisfacen las restricciones de la probabilidad de pérdida de carga, (LOLP, Loss of Load Probability), energía no servida (ENS), periodo crítico, márgenes de reserva, túnel y de las diversas limitaciones que se definieron por el planeador.

Así, el plan de expansión que minimiza la función objetivo es el plan óptimo.

II. PRESENTACIÓN DE LOS PRINCIPALES MÓDULOS DEL WASP-IV

El modelo WASP-IV se compone de siete módulos: LOADSY, FIXSYS, VARSYS, CONGEN, MERSIM, DYNPRO y REPROBAT, los cuales se presentan en el Esquema I. Los tres primeros (LOADSYS, FIXSYS y VARSYS) pueden ser ejecutados de manera independiente y contienen gran parte de la información necesaria para determinar la expansión del sistema. Los módulos CONGEN, MERSIM y DYNPRO deben ser ejecutados en el orden señalado, después de los tres módulos presentados anteriormente. Permiten simular la expansión del sistema y optimizarla después de varias iteraciones. Una vez encontrada la expansión óptima, MERSIM funciona en modo REMERSIM y vuelve a realizar los mismos cálculos pero de manera más detallada y únicamente para el plan óptimo. Finalmente, el módulo REPROBAT produce un resumen de toda la información usada y de los resultados de las corridas.



Esquema I: Principales módulos del programa WASP-IV²

A continuación se presenta, para cada módulo, un resumen de los principales datos de entrada que necesita, de los cálculos que efectúa y de los resultados que entrega.

II.1. Módulo LOADSY

Para cada año del estudio de planeación, el módulo LOADSY describe las características de carga y la evolución de la demanda en electricidad del sistema.

Como datos de entrada se necesitan definir:

- El número de periodos por año,
- El número de coeficientes de Fourier necesarios para aproximar la curva de duración de carga (conviene usar 50 coeficientes de Fourier para representarla),
- Las cargas pico anuales y las fracciones de carga pico de cada periodo con respecto a la carga máxima del año correspondiente,
- La forma de la curva de duración de carga, descrita por puntos (X_i, Y_i) (X =fracción de tiempo y Y =fracción de carga) o mediante los coeficientes (a_i) de un polinomio de quinto grado como se presenta a continuación:

$$Y = a_0 + a_1 * X + a_2 * X^2 + a_3 * X^3 + a_4 * X^4 + a_5 * X^5 \text{ con } a_0=1.$$

Para facilitar el cálculo del LOLP y de la energía producida por cada planta, conviene convertir la curva de duración de carga en una curva invertida y normalizada.

A partir de esta información, LOADSY calcula, para cada periodo de cada año, el coeficiente constante y los cosenos de las series de Fourier que mejor aproximan las curvas invertidas y normalizadas de duración de carga, así como las energías pico y los factores de carga anuales de cada periodo. Las energías pico y

² Todos los esquemas de esta tesis son de elaboración propia utilizando las fuentes de información descritas en los textos.

los factores de carga son calculados para cada una de las representaciones de la curva de carga (por punto o polinomio de quinto grado y por serie de Fourier).

II.2. Módulo FIXSYS

El módulo FIXSYS describe las plantas del sistema de generación existente y las comprometidas para cada año del estudio. Por lo tanto, describe las condiciones iniciales del sistema eléctrico.

Como datos de entrada se necesitan definir:

- El número de periodos e hidrocondiciones por año,
- Los tipos de planta definida en el sistema,
- El número de plantas térmicas usadas,
- Las probabilidades hidrológicas usadas,
- Algunos datos económicos y técnicos de las plantas térmicas existentes y comprometidas (entre otros, número de unidades, capacidad, régimen térmico, costo de combustibles),
- Las características por periodo e hidrocondición de las plantas hidroeléctricas, como los cambios de condiciones hidroeléctricas a lo largo del estudio,
- El programa de adiciones y retiros de unidades y
- Las repotenciones, remodelaciones y modernizaciones de las unidades existentes.

A partir de estos datos, FIXSYS calcula el orden económico de carga de las plantas térmicas basado en los costos de producción a plena carga. Luego, evalúa el modo de operación y las capacidades base y pico de cada proyecto hidroeléctrico compuesto, combinando las características de los proyectos individuales del grupo A y del B (es decir de los dos grupos de plantas hidroeléctricas que considera el modelo WASP-IV, Tabla I). Finalmente, combina el catálogo de plantas térmicas existentes con el programa de adiciones y retiros.

II.3. Módulo VARSYS

Todas las unidades consideradas para expandir el sistema de generación se describen en el modelo VARSYS, aún cuando existen en el sistema de generación y fueron descritas en el modulo FIXSYS. El módulo VARSYS presenta entonces un catálogo de plantas candidatas que pueden ser térmicas (hasta 12), hidroeléctricas (repartidas en dos grupos llamados HIDA e HIDB) y de bombeo-almacenamiento (uno máximo).

Se necesitan como datos de entrada:

- El número de periodos e hidrocondiciones por año,
- Las probabilidades hidrológicas usadas,
- El número de plantas térmicas candidatas,
- Algunos datos económicos y técnicos de las plantas térmicas candidatas (entre otros, número de unidades, capacidad, régimen térmico, costo de combustibles) y
- Las características por periodo e hidrocondición de las plantas hidroeléctricas candidatas.

A partir de estos datos calcula el orden económico de carga de las plantas térmicas basado en los costos de producción a plena carga. Luego, evalúa el modo de operación y las capacidades base y pico de cada proyecto hidroeléctrico compuesto, combinando las características de los proyectos individuales del grupo A y del B.

II.4. Módulo CONGEN

Este módulo genera todas las configuraciones permitidas para la expansión del sistema eléctrico que respeten las restricciones impuestas para cada año del estudio. Su principal objetivo es generar un número

limitado de configuraciones que serán analizadas por los programas de simulación y optimización. Se puede reducir este número limitando el número anual de unidades de cada planta candidata susceptible de entrar al sistema, los márgenes de reserva y la confiabilidad del sistema (a través del LOLP).

Para eso, CONGEN usa información que proviene de los módulos anteriores: entre otros, la evolución de la carga a lo largo del estudio y las características de las plantas existentes, comprometidas y candidatas.

Además, se necesitan como datos de entrada:

- El número máximo de unidades de cada tipo de planta que pueden entrar anualmente al sistema,
- El rango permitido de margen de reserva, y
- El valor máximo admitido de LOLP.

Usando toda esta información, CONGEN determina para cada año las combinaciones posibles de las plantas candidatas, calcula la capacidad asociada incluyendo la capacidad del sistema existente y verifica que la configuración obtenida cumple con las restricciones y puede ocurrir a partir de las configuraciones que fueron aceptadas en los años anteriores.

III.5. Módulo MERSIM

El módulo MERSIM permite calcular el costo de operación, la confiabilidad y la energía no servida asociados a cada configuración generada por CONGEN.

Para eso, compila los datos obtenidos de los módulos anteriores para usarlos en la simulación probabilística y, así, simula la operación del sistema para cada configuración aceptada por CONGEN. Estas simulaciones se realizan para cada periodo e hidrocondición tomando en cuenta las salidas forzadas de las unidades térmicas (se considera que las plantas hidroeléctricas están disponibles todo el tiempo) y las características de los proyectos hidroeléctricos según las condiciones hidrológicas definidas. También se consideran los requerimientos de mantenimiento de las unidades y, para eso, se elabora un programa de mantenimiento basado en la carga del sistema y las características de las plantas. Los primeros resultados de la simulación son los costos anuales de operación, el LOLP y la energía no servida para cada hidrocondición y configuración.

Toda esa información será necesaria para la comparación económica de los planes de expansión efectuada por DYNPRO.

La ejecución de este programa requiere de mucha información. Parte proviene de los módulos anteriores, entre otros:

- Las configuraciones anuales generadas por CONGEN,
- Las características de carga anual y
- Las características de las plantas del sistema existente y de las candidatas.

También se necesitan como datos de entrada:

- Información sobre el orden de carga de las plantas,
- El número de coeficientes de Fourier para aproximar la curva de duración de carga y
- Las limitaciones impuestas por el planeador (por ejemplo, cantidad máxima de combustible que se puede usar).

Una vez que se han corrido los tres módulos CONGEN-MERSIM-DYNPRO y se ha encontrado una expansión que todavía no es la óptima, se pueden hacer las iteraciones necesarias para encontrarla. Una vez que se ha encontrado, MERSIM funciona en modo REMERSIM y vuelve a simular la operación para el plan óptimo pero de manera más detallada.

II.6. Módulo DYNPRO

El objetivo del módulo DYNPRO es encontrar el mejor plan de expansión, es decir, el plan de menor costo de generación que respeta las restricciones de confiabilidad, reserva y adiciones programadas.

En el costo de generación se consideran el costo de inversión (costos de construcción incluyendo los intereses durante la construcción y el costo de almacenamiento de combustible) de las plantas adicionales corregido por su valor de rescate al horizonte, el costo de operación (costos de combustibles y operación y mantenimiento) y el costo de la energía no servida por el sistema. Los costos de operación provienen de MERSIM, mientras los demás costos son calculados por DYNPRO tomando en cuenta la escalación de los precios.

Se considera que los costos de capital ocurren al principio del año y los de operación a la mitad del año.

DYNPRO usa datos provenientes de los módulos anteriores, entre otros:

- Las características de las plantas candidatas,
- Las configuraciones anuales definidas por CONGEN,
- Los costos de operación del sistema,
- El LOLP y
- La energía no servida para cada hidrocondición y configuración.

También se necesitan como datos de entrada:

- El año de referencia para expresar los costos en valor presente y escalarlos,
- La tasa de descuento aplicable,
- Las fracciones de escalación de los precios de combustibles,
- Los costos de inversión de las plantas candidatas,
- La vida económica de las plantas candidatas y
- Las restricciones adicionales para mejorar la confiabilidad.

A partir de todos estos datos, DYNPRO:

- Calcula los costos de inversión y de energía no servida asociados a cada configuración;
- Realiza los cálculos de escalación y descuento de costos con respecto a un año de referencia usando una tasa de descuento específica; y
- Calcula la función objetivo para cada año, sumando todos los costos anteriormente calculados, la cual representa el costo total de la expansión para una configuración dada.

Mientras calcula el valor de la función objetivo para cierta configuración, el módulo DYNPRO busca también el camino sub-óptimo para llegar a esta configuración a partir de una combinación diferente de unidades en los años anteriores.

Como resultado del análisis produce un reporte completo que indica al planeador cómo optimizar la expansión.

II.7. Módulo REPROBAT

El principal objetivo del módulo REPROBAT es producir un reporte completo de toda la información técnica y económica usada en el programa, así como de los resultados obtenidos para la expansión del sistema eléctrico. También establece un programa de inversión para la construcción de las nuevas plantas.

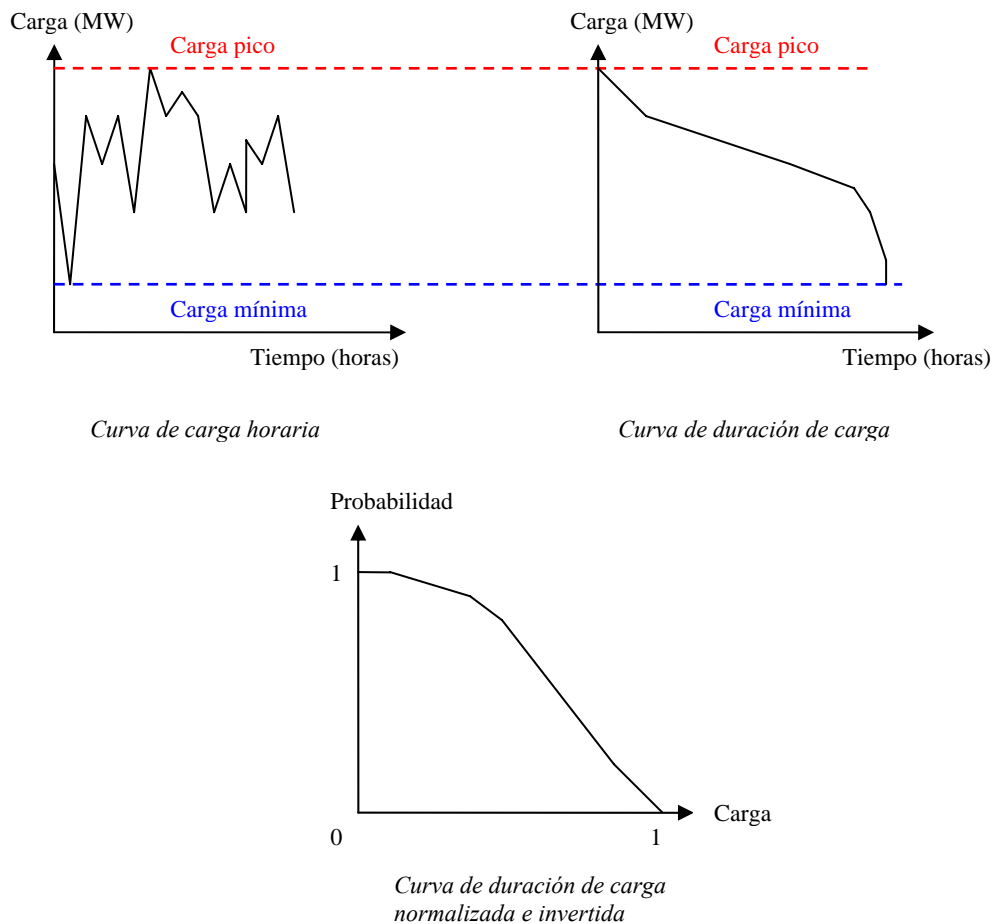
III. PRINCIPALES CÁLCULOS Y ALGORITMOS CLAVE

III.1. Representación de la carga del sistema

La carga de un sistema de generación varía a cada momento del día, de la semana, del mes y del año. Para modelar con el modelo WASP la naturaleza cambiante de la carga de un sistema de un periodo a otro, se considera la demanda pico prevista para cada periodo así como su curva de duración de carga.

Generalmente, para cada mes del año, se tiene una curva de carga horaria cronológica. Tales curvas son muy útiles para determinar el programa de mantenimiento y la producción de energía de las unidades del sistema. Para estudios de planeación a largo plazo, conviene transformar esta curva en una curva de duración de carga. De manera similar a la curva de carga horaria, el área debajo de la curva de duración de carga mide los requerimientos totales de energía, aunque la secuencia cronológica de carga se perdió. En este caso, la abscisa representa el número de horas durante las cuales la carga del sistema es igual o rebasa la potencia asociada a las ordenadas. Se puede también normalizar la curva de duración de carga en tiempo y carga y, por conveniencia para calcular el LOLP y la ENS, se acostumbra invertir la curva de duración de carga normalizada, la cual se puede entonces aproximar por una serie de Fourier.

El Esquema II presenta las etapas de transformación de la curva de carga horaria en la curva de duración de carga normalizada e invertida.



Esquema II: Transformación de la curva de carga horaria en la curva de duración de carga normalizada e invertida

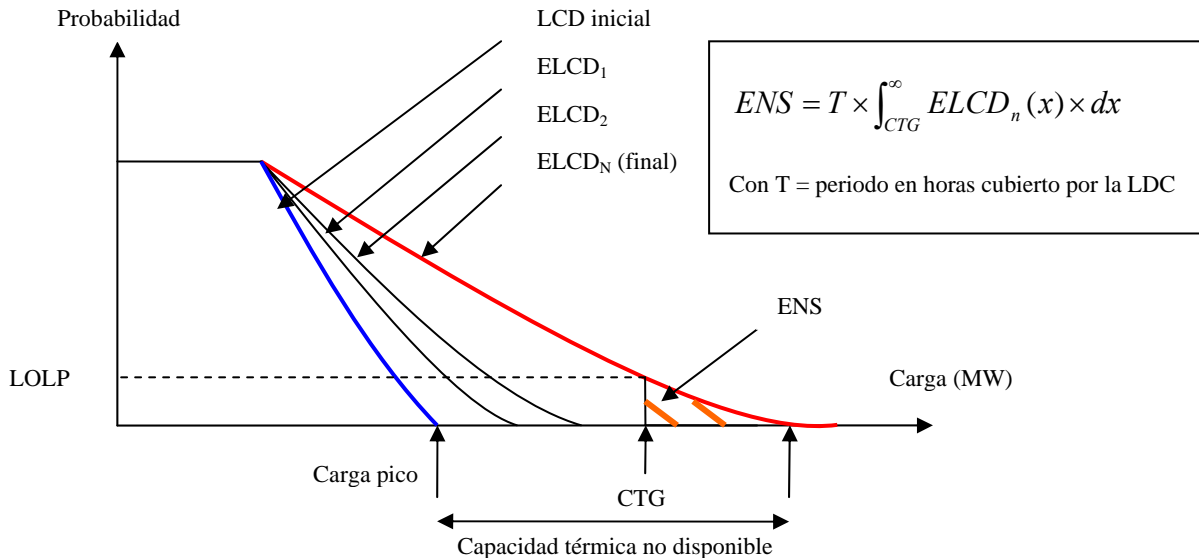
Como se ha dicho anteriormente, en el modelo WASP-IV, la curva de duración de carga normalizada e invertida se puede representar por puntos o por un polinomio de quinto grado. En realidad, conviene representarla directamente por un polinomio de quinto grado, ya que la rutina integrada en el modelo WASP para calcular los coeficientes de dicho polinomio a partir de los puntos de la curva de duración de carga no da resultados muy precisos.

Por consiguiente, en las simulaciones que serán descritas a continuación, se usó el programa POLIN³ para determinar la ecuación del polinomio de quinto grado que mejor aproxima la curva de duración de carga normalizada e invertida de cada periodo.

III.2. Evaluación del LOLP y de la energía no servida

En el modelo WASP, la seguridad y confiabilidad del sistema para una configuración de expansión dada son representadas por dos parámetros: el LOLP y la cantidad de ENS. El LOLP puede ser definido como el porcentaje de tiempo (con respecto a un año en este caso) durante el cual la carga del sistema rebasa su capacidad de generación. La ENS es la cantidad de energía requerida que no puede ser generada por el sistema. Para evaluar el LOLP y la ENS asociados a cierta configuración de expansión, se necesita evaluar la capacidad total existente del sistema y construir las curvas de duración de carga equivalentes (ELDC) a partir de la curva de duración de carga inicial. Dicho de otra manera, se necesita calcular los efectos de las salidas forzadas de cada una de las unidades térmicas sobre la curva de duración de carga inicial (LDC) y establecer la curva de duración de carga equivalente final por convolución de la curva de duración de carga inicial y de las salidas forzadas de las unidades.

Entonces, como se presenta en el Esquema III, si CTG es la capacidad total de generación del sistema, el LOLP y la ENS pueden ser calculados, respectivamente, midiendo la ordenada correspondiente a la carga CTG de la curva de duración de carga equivalente final e integrando el área debajo de esta curva para una carga mayor a CTG.



Esquema III: Evaluación del LOLP y la energía no servida

³ Guziel K., 1985, "A Discussion of CALLOAD, POLIN, DURAT and SNYDER - Program for Load Duration Curve Studies", Argonne National Laboratory, Argonne, Illinois.

III.3. Modo de funcionamiento de las plantas hidroeléctricas

Para incorporar la tecnología hidroeléctrica a la estrategia de expansión, se necesita amplia información acerca de los proyectos hidroeléctricos candidatos y/o existentes, especialmente el tamaño de la cuenca, la cantidad de agua disponible y la naturaleza estocástica de las lluvias de la región. En particular, el modelo WASP-IV pide como datos de entrada la capacidad de almacenamiento de energía de la cuenca y, para cada periodo y condición hidrológica, la energía evaluada, la generación mínima y la capacidad disponible.

Para obtener estos datos y realizar las simulaciones que se presentarán a continuación, se recurrió al programa VALORAGUA⁴ diseñado por *Electricidade de Portugal* (EDP) y se usó la información obtenida para incorporarla a las bases de datos del WASP-IV.

El programa VALORAGUA permite, en efecto, determinar la estrategia óptima de operación cuando se toman en cuenta la demanda, las características de las unidades, la naturaleza estocástica de las lluvias, las restricciones de operación del sistema y las salidas forzadas de las unidades. En particular, el análisis detallado de VALORAGUA para las plantas hidroeléctricas permite determinar las características operacionales de éstas en función de la naturaleza dinámica de las reservas hidroeléctricas; es decir permite determinar si conviene más usar el agua en cuanto llega, lo que se traduce en una economía de combustible inmediata, o almacenar el agua para usarla cuando los beneficios son mayores.

Una vez que dispone de la información necesaria, el modelo WASP-IV puede analizar la viabilidad de cada uno de los proyectos hidroeléctricos y buscar su modo de operación óptimo con respecto a las hidrocondiciones y las características del lugar, es decir puede escoger entre:

- *Generación continua o de paso (run-of-the-river)*: generación continua a lo largo del día.
- *Generación regulada diaria*: la planta genera al máximo de su capacidad cierta cantidad de horas durante el periodo pico y a capacidad menor durante el resto del día, para que el agua vuelva a acumularse en la cuenca antes de ser usada durante el periodo pico. No genera durante el fin de semana.
- *Generación regulada semanal*: la planta no genera durante el fin de semana ni durante las horas de carga mínima. Genera exclusivamente un cierto número de horas diarias durante el periodo pico.
- *Generación regulada estacional*: la generación en este caso depende mucho del sistema, de la planta y de la cuenca.
- *La energía del agua es igual o mayor que la capacidad de la planta*: la planta genera en base.
- *Los requerimientos mínimos de energía de la planta son iguales o mayores que la energía del agua*: la planta genera en base con el paso de toda el agua disponible.
- *La planta opera en periodo pico más de cinco días a la semana*.

Si una planta hidroeléctrica entra al sistema, su capacidad de generación según el periodo del año y la condición hidrológica se suma a aquellas de las plantas del sistema existente. De esta manera, el programa no considera de manera independiente la capacidad de generación de cada planta hidroeléctrica, sino la capacidad total de las plantas existentes según el periodo del año.

Por otro lado, el programa encuentra el mejor momento para la entrada de dichas plantas, sin embargo no puede reordenar los proyectos candidatos para escoger el más atractivo. Por lo tanto, los proyectos hidroeléctricos más atractivos deben ser los primeros en las listas del grupo A y del grupo B.

⁴ IAEA, 1984, "Expansion Planning for Electrical Generating Systems - A Guidebook", Technical Report Series No.241, Vienna, 614 pages.

IAEA, 1998, "Decades Tools - User's Manual for Version 1.0", DECADES-02, Vienna.



CAPÍTULO II

PLANES DE EXPANSIÓN DESARROLLADOS HIPÓTESIS Y CONSIDERACIONES

I. INFORMACIÓN UTILIZADA

Para desarrollar los planes de expansión, primero se necesita conocer el sistema eléctrico existente en el primer año del estudio, así como el programa de adiciones y retiros definido para el periodo del estudio; es decir se necesitan conocer los datos técnicos y económicos de las plantas existentes, de las comprometidas en proceso de construcción o licitación, de los proyectos de repotenciación y modernización y de las unidades que se van a retirar del sistema. Estos datos se encontraron principalmente en el informe “Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión 2005” (COPAR de Generación 2005) y en el “Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2005-2014” (POISE, 2005) elaborados por CFE. La información faltante se encontró en algunos informes de CFE, los cuales son: “Unidades Generadoras en Operación 2004”, “Eficiencia térmica anual por Categoría 2005”, “Programa de Retiros y Adiciones 2005-2014”, “Estadística de centrales del SIN 2000-2004” e “Informes de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos 2005” (GPG).

Una vez que se conoce el sistema eléctrico existente y comprometido, se necesita definir un programa de adición de capacidad para expandir el sistema de generación. Para eso, se necesitan conocer los datos económicos que suelen usarse para planear la expansión; es decir, entre otros, las tasas de descuento, las tasas de escalación para la evolución de los precios de combustibles, los costos de inversión y operación de las plantas candidatas, la evolución de la demanda, así como los escenarios de crecimiento macroeconómico. Estos datos se encontraron en algunos de los informes de CFE señalados anteriormente y también en los informes “Escenarios de Desarrollo del Mercado Eléctrico 2000-2014”, “Escenario de Precios de combustibles 2005” (PRC 2005) y “Escenario de Precios de combustibles SENER 2006”.

También se necesitan datos técnicos acerca de las plantas que se agregarán al sistema, como datos técnicos para la operación del sistema entero; es decir, entre otros, capacidad y eficiencia de las plantas candidatas, mezcla de combustibles necesarios para la generación, disponibilidad del sistema de generación, márgenes de reserva, probabilidad máxima aceptada de pérdida de carga, cantidad de emisiones generadas por las plantas, así como el programa de requerimientos de capacidad para el periodo estudiado. Estos datos se encontraron en los informes señalados anteriormente y también en los informes de CFE “Programa de Requerimientos de Capacidad 2005-2014” (PRC), “Disponibilidad Esperada de la Generación Termoeléctrica 2005-2014”, “Mezcla de combustibles a utilizar en las centrales generadoras 2005-2014” y “Libro de emisiones de las centrales 2004” de la Gerencia de Evaluación y Programación de Inversiones (GEPI).

Esta información se presenta de manera más detallada a continuación, junto con las hipótesis y consideraciones que se hicieron para expandir el sistema de generación.

II. CONSIDERACIONES ECONÓMICAS

II.1. Escenarios macroeconómicos

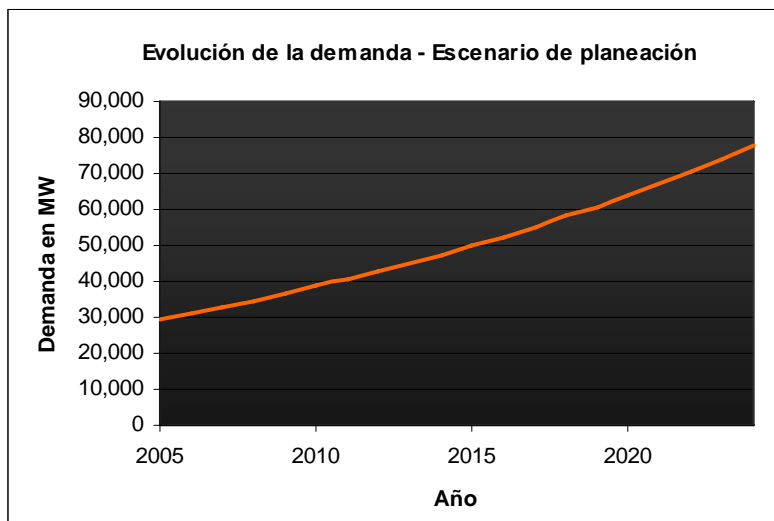
SENER define tres escenarios económicos (de planeación, alto y bajo) para utilizarse como base de las estimaciones del consumo de electricidad. El de planeación considera las proyecciones económicas con mayor probabilidad de realización en los próximos diez años. Constituye la trayectoria de referencia del ejercicio de planeación del SEN para 2005-2014 y la base para estimar los niveles por sector y región del consumo de energía, necesarios para identificar los requerimientos de capacidad del sistema en el periodo. En este escenario la tasa media de crecimiento anual del Producto Interno Bruto (PIB) es de 4.3%, mientras que en los escenarios alto y bajo se proyectan tasas de 5.2% y 2.8%, respectivamente.

Para desarrollar los planes de expansión se consideró el escenario de planeación.

II.2. Evolución de la demanda

De manera general, la evolución de la demanda depende de los escenarios macroeconómicos definidos por SENER, del desarrollo de la industria, del crecimiento de la población y número de habitantes por vivienda, de los precios de la electricidad y del uso eficiente de la energía.

A continuación, se considera el escenario de planeación de crecimiento de la demanda hasta el 2014 proveniente del documento “Escenarios de Desarrollo del Mercado Eléctrico 2000-2014” de mayo 2005; adicionalmente, para el largo plazo 2015-2024, se consideran las proyecciones del mismo escenario realizadas por el Departamento de Estudios de Carga de CFE. En la Gráfica 1 se muestra la evolución de la demanda de energía neta en el largo plazo para el escenario de planeación. Se nota que, según las previsiones, la demanda pasará de 29,581 MW en 2005 a 49,969 MW en 2015 y a 77,945 MW en 2024.



Gráfica 1: Evolución de la demanda de energía neta - Escenario de planeación¹

¹ Todas las gráficas de esta tesis son de elaboración propia utilizando las fuentes de información descritas en los textos.

II.3. Escenarios de precios de combustibles

La decisión de construir una central generadora compromete recursos durante la vida útil de la instalación. Esto significa que, para lograr una selección adecuada de proyectos, es necesario considerar el flujo monetario específico a cada tecnología, desde el inicio de su construcción hasta que sea retirada. Durante el periodo de operación, uno de los componentes más importantes del flujo es el costo por concepto de combustible. Por lo tanto, es importante considerar las expectativas de evolución de los precios de combustibles.

En el estudio, se consideraron tres escenarios de precios de combustibles definidos por SENER: del documento “Escenario de Precios de combustibles 2005” (PRC 2005), se utilizaron los precios domésticos promedio del escenario de referencia para cada uno de los combustibles considerados, los precios domésticos promedio de gas natural del escenario alto; y del “Escenario de Precios de combustibles SENER 2006” (SENER 2006) se utilizaron los precios domésticos promedio ponderados de gas natural del escenario alto. Además, se usaron datos provenientes del informe de CFE titulado “Mezcla de combustibles a utilizar en las centrales generadoras 2005-2014” para considerar los cambios de combustibles en las centrales a lo largo del estudio.

Para simular las expansiones con el modelo WASP-IV se necesita además definir los grupos de combustibles. En este estudio, se consideraron nueve grupos que se presentan en la Tabla II.

Grupos de combustibles	Nomenclatura	Nombre
0	NUCL	Nuclear
1	COMB	Combustóleo
2	DIES	Diesel
3	CARN	Carbón nacional
4	CARI	Carbón importado
5	GASN	Gas natural
6	GASL	Gas natural licuado
7	GEOT	Geotérmicas
8	EOLI	Eólicas

Tabla II: Grupos de combustibles

A partir de los escenarios de precios definidos por SENER, se establecieron tres escenarios de precios de combustibles para usarlos en las simulaciones de expansión del sistema eléctrico. Dado que se decidió evaluar el riesgo asociado a la incertidumbre de los precios de gas natural, los tres escenarios difieren entre ellos solamente por su precio de gas natural. Esto permite estudiar las repercusiones de las variaciones del precio de gas natural en los costos totales de generación de cada uno de los planes desarrollados.

Asimismo, los tres escenarios que se considerarán a continuación son:

- *Escenario 1 (E1)*: Los precios considerados son los precios medios del escenario de referencia (EPC 2005) para todos los combustibles incluyendo el gas natural.
- *Escenario 2 (E2)*: Los precios considerados son los precios medios del escenario de referencia (EPC 2005) para todos los combustibles excepto el gas natural cuyo precio proviene del escenario alto (EPC 2005).

- *Escenario 3 (E3):* Los precios considerados son los precios medios del escenario de referencia (EPC 2005) para todos los combustibles excepto el gas natural cuyo precio proviene del escenario alto (SENER 2006).

Como se presenta en la Tabla III, en el escenario de referencia del EPC 2005, el precio medio nivelado del gas natural doméstico para el periodo 2005-2024 es de 5.01 US\$05/MMBTU, el precio de gas natural licuado es de 3.58 US\$05/MMBTU (incluye costo de licuefacción y regasificación), el de combustóleo de 22.50 US\$05/bl, el de diesel de 39.07 US\$05/bl, el de uranio de 2.43 US\$05/g, el de carbón nacional de 1.62 US\$05/MMBTU (carbón nacional Micare con manejo de cenizas de 38.55%), el de carbón importado de 1.68 US\$05/MMBTU (carbón importado con manejo de cenizas y 0.81% en contenido de azufre) y el precio asociado a la tecnología geotermoeléctrica es de 0.42 US\$05/MMBTU. En las centrales geotermoeléctricas, el vapor geotérmico tiene también un costo nivelado pero éste depende del programa de reemplazo de pozos e instalaciones asociadas: al vapor geotérmico le son imputados los costos de desarrollo, extracción, conducción, así como la operación y mantenimiento del campo geotérmico. Por su parte, para las centrales hidroeléctricas, el pago por concepto de uso de agua es considerado como el costo de combustible.

En el escenario alto del EPC 2005, el precio medio nivelado del gas natural doméstico para el periodo 2005-2024 es de 6.54 US\$05/MMBTU; mientras que, en el escenario alto SENER 2006, es de 8.39 US\$05/MMBTU (Tabla III).

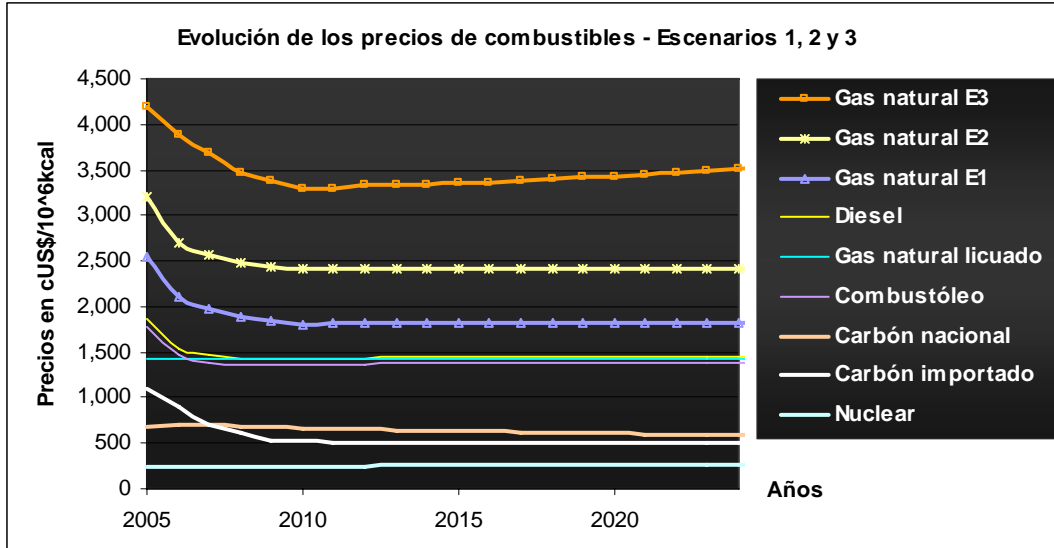
Precio medio nivelado de los combustibles en el periodo 2005-2024		
Tipo de combustible	Precio	Unidad
Uranio	2.43	US\$05 / g
Combustóleo	22.50	US\$05 / bl
Diesel	39.07	US\$05 / bl
Carbón nacional	1.62	US\$05 / Millones BTU
Carbón importado	1.68	US\$05 / Millones BTU
Gas natural - E1	5.01	US\$05 / Millones BTU
Gas natural - E2	6.54	US\$05 / Millones BTU
Gas natural - E3	8.39	US\$05 / Millones BTU
Gas natural licuado	3.58	US\$05 / Millones BTU
Vapor geotérmico	0.42	US\$05 / Millones BTU

Tabla III: Precio medio nivelado de los combustibles en el periodo 2005-2024

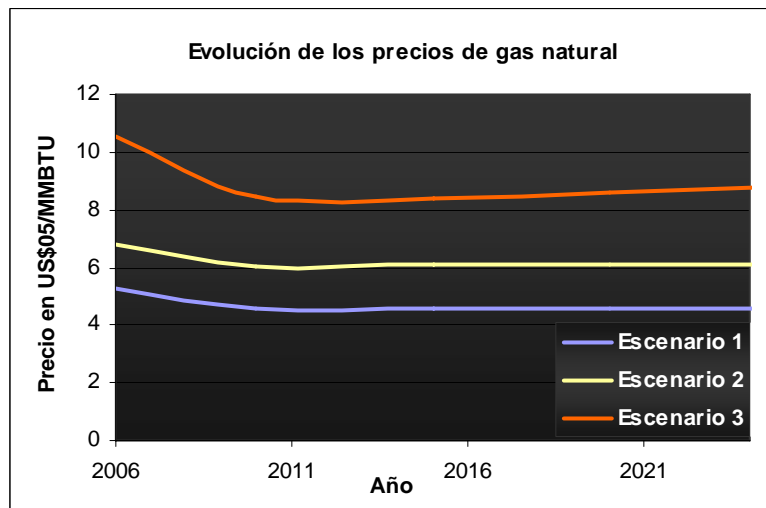
La Gráfica 2 presenta las evoluciones de precios de combustibles y la 3 compara los precios de gas natural de los tres escenarios. Cabe notar que el costo de combustible usado en las simulaciones es el CIF (Costo, Seguro y Flete).

III. SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE

Se consideró como sistema existente la capacidad efectiva instalada en el SIN a diciembre del 2004, reportada en el documento “Unidades Generadoras en Operación 2004”, así como las adiciones de capacidad programadas en 2005. A diciembre de 2004, la capacidad considerada para el servicio público era de 46,552 MW.



Gráfica 2: Evolución de los precios de combustibles



Gráfica 3: Evolución de los precios de gas natural

III.1. Principales plantas en operación

A continuación se presentan las principales tecnologías y plantas que se consideraron en la simulación del sistema de generación existente:

- *Centrales hidroeléctricas*

En la cuenca del río Grijalva se localiza el mayor desarrollo hidroeléctrico del país con 4,800 MW. Está integrado por las centrales Angostura (Belisario Domínguez), Chicoasén (Manuel Moreno Torres), Malpaso y Peñitas (Ángel Albino Corzo) y representa 45.6% de la capacidad hidroeléctrica total en operación a diciembre de 2004.

Otro desarrollo importante es el de la cuenca del río Balsas, localizado al occidente del país. Las centrales que lo integran son: Caracol (Carlos Ramírez Ulloa), Infiernillo y Villita (José Ma. Morelos) con un total de 1,880 MW que corresponden a 17.9% de la capacidad hidroeléctrica.

También se consideran las centrales de Aguamilpa Solidaridad en la cuenca del río Santiago en Nayarit con 960 MW, que representa 9.1% de la capacidad hidroeléctrica total; de Huites con 422 MW y la de Zimapán con dos unidades de 146 MW cada una, las cuales representan el 6.8% de la capacidad hidroeléctrica total. El 20.6% restante se encuentra distribuido principalmente en las cuencas de los ríos Papaloapan, Santiago, Panuco, Yaqui, El Fuerte, Culiacán y Sinaloa.

- *Centrales a base de hidrocarburos*

La energía termoeléctrica generada con estos combustibles proviene de centrales de diferentes capacidades y tecnologías.

El combustóleo se emplea principalmente en unidades termoeléctricas convencionales de carga base. Éstas se localizan cerca de los puertos o en la proximidad de las refinerías de PEMEX. Entre las principales plantas que utilizan combustóleo se encuentran Tuxpan con 2,100 MW y Manzanillo con 1,900 MW.

El gas natural ha cobrado especial importancia en los ciclos combinados recientes pero también se usa en las unidades de turbogás. Adicionalmente, por restricción ecológica, se ha incrementado su uso en centrales ubicadas en las grandes ciudades como el Distrito Federal y Monterrey.

El diesel se utiliza en unidades de turbogás que operan durante las horas de demanda máxima, en generadores para abastecer zonas aisladas y, por restricciones en la disponibilidad de gas, en algunas centrales de ciclo combinado.

- *Centrales carboeléctricas*

Carbón II con 1,400 MW utiliza combustible nacional e importado y río Escondido con 1,200 MW consume sólo carbón nacional, ambas se localizan en Coahuila.

- *Central dual*

Petalcalco con capacidad de 2,100 MW tiene la posibilidad de quemar combustóleo y/o carbón. Actualmente emplea carbón importado y se ubica en el estado de Guerrero.

- *Centrales geotermoeléctricas*

El mayor aprovechamiento de esta energía se encuentra cerca de Mexicali, en Cerro Prieto, con 720 MW y representa 75% de la capacidad geotermoeléctrica en operación. El 25% restante se localiza en los Azufres (189.5 MW), Los Humeros (40 MW) y Tres vírgenes (10 MW).

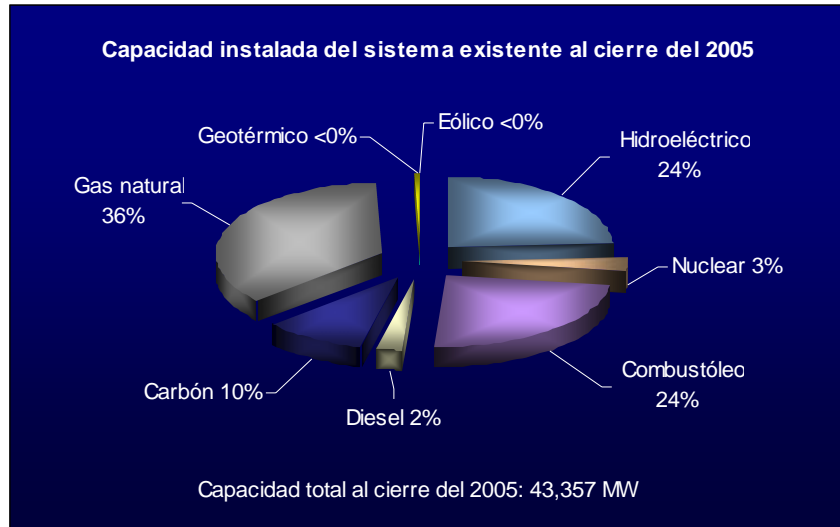
- *Central nucleoelectrica*

Laguna Verde consta de dos unidades de 682.4 MW cada una.

- *Centrales eoloeléctricas*

La Venta y Guerrero Negro con 1.575 MW y 0.6 MW aprovechan la energía del viento en Oaxaca y Baja California Sur.

En la Gráfica 4, se presenta la repartición de la capacidad instalada del sistema existente por tipo de combustible al cierre del año 2005. Se nota que el parque eléctrico podía generar principalmente a base de gas natural, combustóleo y energía hidroeléctrica, ya que estos energéticos representaban respectivamente 36%, 24% y 24% de la capacidad instalada total; a base de carbón en menor proporción (10% de la capacidad instalada); y a base de diesel, energía eólica, geotermoeléctrica y nuclear en pequeña proporción (en total 6% de la capacidad instalada).



Gráfica 4: Capacidad instalada del sistema existente al cierre del 2005

III.2. Costos de generación

Los costos de generación de las plantas incluyen costos de inversión, de operación y mantenimiento, y de combustible.

Los costos de inversión se dividen en tres costos unitarios:

- *El costo directo:* es la suma en moneda constante de las erogaciones correspondientes de una central dividida entre la capacidad de la misma, lo cual equivale a que todos los costos de inversión de la obra fueran erogados instantáneamente (conocido en inglés como *overnight cost*).
- *El costo directo más indirecto:* es el resultado de añadir al costo directo los costos de estudios previos, administración de proyecto, ingeniería, control y otras actividades relacionadas con la obra.
- *El costo actualizado al inicio de la operación:* es el resultado de asignar un valor al dinero en el tiempo mediante una tasa de descuento, para tomar en cuenta el plazo de construcción y el cronograma de inversión. A partir del "costo directo más indirecto" y mediante el uso de una tasa real de descuento del 12% anual, se calcula el valor de la inversión actualizada al inicio de la puesta en operación de la central. Esta tasa de descuento incluye, entre otros, el costo de los intereses devengados durante el proceso de construcción.

El costo de operación y mantenimiento del MWh neto generado considera dos componentes, uno fijo y otro variable. Los costos fijos están presentes independientemente de la operación de la planta y, por lo tanto, no están directamente relacionados con la energía generada. Incluyen, entre otros, los siguientes conceptos de costos: salarios, prestaciones, seguro social, servicios de terceros, gastos generales y materiales (excepto del área de operación). Los costos variables son los que guardan una relación directa con la generación de energía eléctrica. Por ejemplo, entran en esta categoría los costos de los consumibles y lubricantes.

Los costos de inversión y de operación y mantenimiento de las plantas existentes usados en las simulaciones provienen directamente de las centrales generadoras.

IV. PLANTAS COMPROMETIDAS

Se consideraron como adición al sistema existente las plantas definidas hasta el 2009 en el documento “Programa de Requerimientos de Capacidad 2005-2014”; así como los proyectos firmemente comprometidos posteriores a este año, como las conversiones, repotenciones, rehabilitaciones, modernizaciones, los proyectos de los PIE, de los autoabastecedores, los proyectos de generación distribuida y los proyectos eoloeléctricos e hidroeléctricos.

IV.1. Conversiones y repotenciones

Actualmente el uso de nuevas tecnologías para la generación de energía eléctrica es importante ya que permite diversificar y aumentar la eficiencia del parque de generación; tal es el caso de las repotenciones de unidades de vapor a ciclos combinados. Esto se posibilita mediante el uso de turbinas de gas acopladas a unidades de vapor. Tal arreglo permite incrementar la capacidad entre 150 y 200% aproximadamente, alcanzando eficiencias ligeramente menores a las de ciclos combinados nuevos. Además, la inversión para estos proyectos es menor, situándose entre 25 y 40% de la inversión para ciclos combinados nuevos.

En el programa de expansión actual, se incluyen repotenciones para las unidades 1 y 2 de Manzanillo I, actualmente de 300 MW cada una, las cuales incrementarán su capacidad a 758 MW y tendrán una eficiencia cercana al 50%. También se prevé repotenciar las unidades 1 y 2 de Manzanillo II para ampliar la capacidad de la central en 1,732 MW. Para el área central se ha programado la repotenciación de las unidades 2 y 3 de la central Valle de México, a fin de obtener una capacidad de 534 MW por unidad, lo que significa un incremento de 384 MW para cada una.

Por necesidades de simulación, se consideró que las unidades de vapor y turbinas de gas que se repotencian o convierten a ciclo combinado se retiran de la operación. Este es el caso de las unidades: conversión a ciclo combinado de Hermosillo, El Encino, San Lorenzo y Tuxpan y repotenciación de Valle de México y Manzanillo I y II.

IV.2. Proyectos de rehabilitación y modernización

De manera general, se considera que los proyectos para la rehabilitación y modernización de algunas centrales eléctricas contribuyen a la recuperación de capacidad, al incremento en disponibilidad y a la mejora en eficiencia del parque de generación.

De acuerdo con la información proporcionada por la Subdirección de Generación, la capacidad bruta de cada unidad de Laguna Verde se incrementará de 686.7 a 784.8 MW. Las unidades modernizadas entrarán en operación en agosto del 2009 y junio del 2010, respectivamente.

Además, la Subdirección de Generación integrará, en un paquete de ciclo combinado de 215 MW, la unidad U6 de Huinalá con las unidades 3 y 4 de vapor de la central San Jerónimo. La operación comercial se prevé para septiembre del 2007.

IV.3. Productores independientes de energía

Al cierre de 2004, en la modalidad de PIE se contaba con centrales de ciclo combinado que operan a gas natural con una capacidad total de 7,264.9 MW, lo que equivale a 25.1% del total a base de hidrocarburos.

Las plantas de los productores independientes de energía se consideran como parte del sistema de generación existente. En las simulaciones, se consideraron las adiciones de capacidad de los PIE programadas para el periodo 2005-2014.

IV.4. Programa de autoabastecedores

Al cierre de 2004, los proyectos de autoabastecimiento (local y remoto) y cogeneración tenían una capacidad instalada de 5,475 MW y el consumo autoabastecido en las modalidades establecidas por la LSPEE fue de 20.5 TWh, es decir 11.1% del consumo de electricidad.

En el pronóstico de planeación se estima que el consumo autoabastecido crecerá 22% y llegará a 25 TWh en 2014, representando entonces 6.7% del consumo nacional en ese año. El autoabastecimiento remoto que utiliza la red eléctrica llegará en el mismo año a 12 TWh. Asimismo, si los proyectos de autoabastecimiento previstos se concretan, su capacidad instalada representará 8.6% de la total.

En las simulaciones, se consideraron las adiciones de capacidad de los autoabastecedores programadas para el periodo 2005-2014, las cuales se simulan como tecnologías de ciclo combinado sin costos de inversión ni operación.

IV.5. Exportación e importación

Para estimar los requerimientos de capacidad se tomaron en cuenta los compromisos actuales de exportación e importación, así como los que se prevén en el corto y mediano plazo de acuerdo con los estudios realizados. Actualmente, las regiones de Baja California, norte y noreste tienen convenios con los Estados Unidos Americanos, mientras la región sureste tiene uno con Belice. Por otro lado, se han realizado estudios de factibilidad para exportar a Guatemala y otros países centroamericanos.

IV.6. Generación distribuida

La generación distribuida se puede definir como la potencia eléctrica conectada directamente a los niveles de voltaje de la red de distribución o en la acometida de una empresa cuya capacidad instalada es del orden de magnitud de la carga local de la zona atendida por la red de distribución.

En el estudio se incluyen 640 MW de generación distribuida de Luz y Fuerza del Centro. Este proyecto fue considerado como predefinido, por lo que no forma parte de las alternativas estudiadas para determinar el plan de expansión de mínimo costo.

IV.7. Diferimiento de obras en construcción

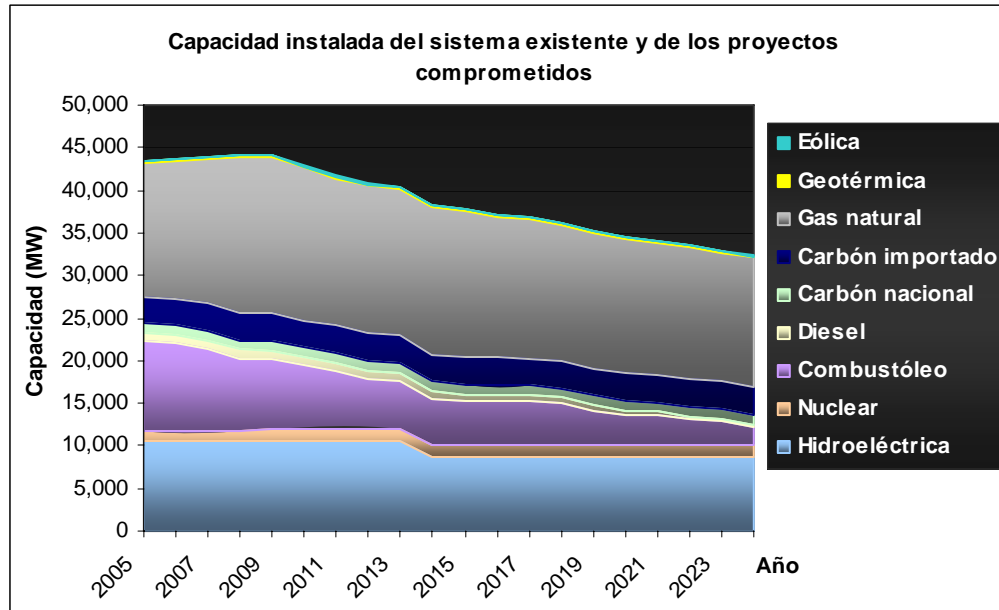
Con el crecimiento del consumo de energía eléctrica inferior al previsto, ha sido necesario diferir la entrada en operación de 26 centrales generadoras, las cuales se encuentran en el POISE 2005. En esta decisión, se considera el tiempo requerido desde que se decide la adición de una nueva planta hasta su puesta en servicio (4 a 5 años). Por lo tanto, en el corto plazo no ha sido posible realizar todos los ajustes necesarios para no diferir la entrada de obras en construcción. En el mediano plazo (más de 5 años), se ha podido reprogramar las fechas de entrada en operación, ya que los proyectos aún no se han licitado.

IV.8. Programa de retiros

Se considera el Programa de Retiros 2005-2014, así como la propuesta de largo plazo 2015-2025, proporcionados por el Departamento de Programas de Producción y Combustibles.

Al cierre de 2004, se tenían 12,347 MW de capacidad instalada con 25 o más años en operación y 6,474 MW con 30 años o más, lo que representa 26.5% y 13.9% respectivamente de la capacidad total que, por vencimiento de su vida útil, es susceptible de retiro. En 2005, saldrán de operación 1,482.8 MW y, durante los siguientes cuatro años, un porcentaje alto quedará en reserva fría por ser unidades con baja eficiencia. A lo largo del periodo saldrán 5,108 MW, es decir 11% de la capacidad térmica instalada a diciembre de 2004. Las unidades retiradas son en su mayoría térmicas.

En la Gráfica 5, se presenta la evolución de la capacidad instalada del sistema existente por tipo de combustible a lo largo del estudio de planeación, tomando en cuenta las adiciones y retiros de capacidad de los proyectos comprometidos.



Gráfica 5: Capacidad instalada del sistema existente y de los proyectos comprometidos a lo largo del estudio

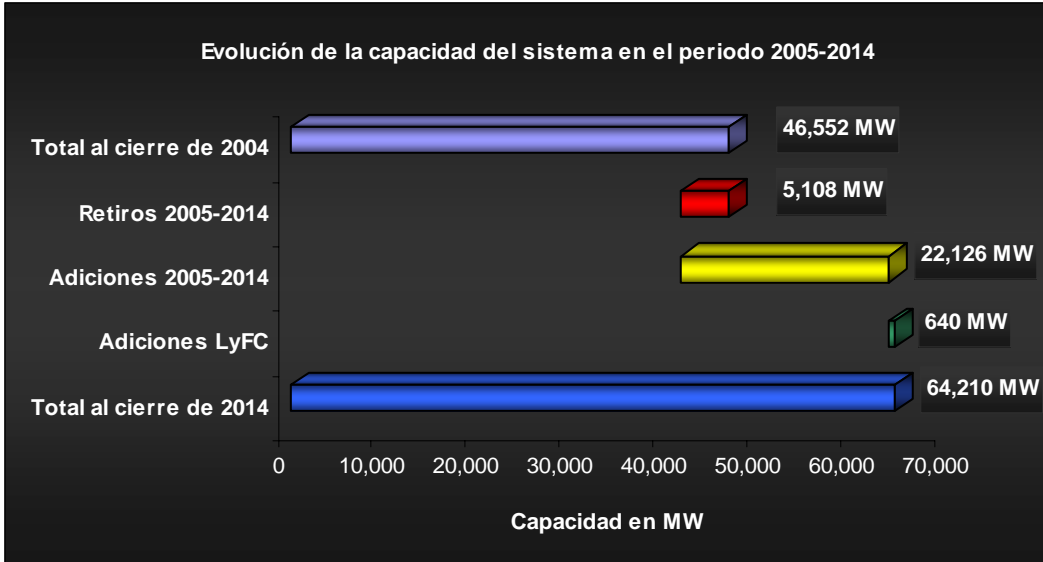
V. PLANTAS CANDIDATAS PARA LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

V.1. Adiciones de capacidad para el servicio público

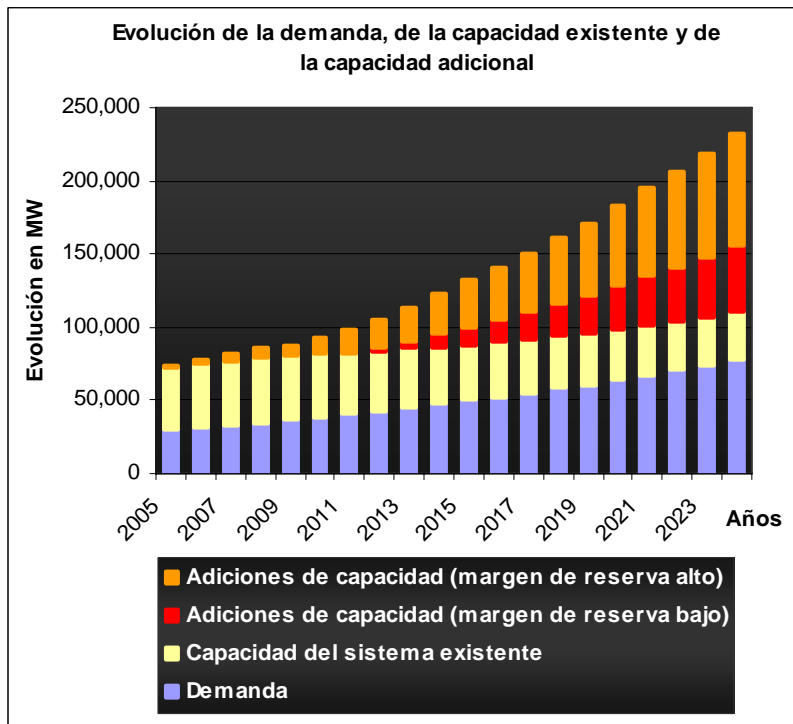
Para satisfacer la demanda en electricidad se requerirán 22,126 MW de capacidad adicional en el periodo 2005-2014, de los cuales 6,184 MW se encuentran en proceso de construcción o están comprometidos y 15,942 MW corresponden a proyectos aún no comprometidos.

La Gráfica 6 presenta la evolución de la capacidad del sistema de generación en el periodo 2005-2014 en función de la capacidad instalada al cierre del año 2004, de las adiciones y retiros de capacidad de los proyectos comprometidos y de la capacidad adicional requerida en el periodo.

En la Gráfica 7, se presenta la capacidad adicional que se tendrá que agregar anualmente al sistema de generación para cumplir con los requerimientos de la demanda y los márgenes de reserva. Estos datos corresponden a los usados en las simulaciones.



Gráfica 6: Evolución de la capacidad del sistema en el periodo 2005-2014



Gráfica 7: Evolución de la demanda, de la capacidad existente y de la capacidad adicional

V.2. Diversificación de las fuentes de generación

La diversificación de las tecnologías adquiere importancia relevante para reducir riesgos. Las ventajas más importantes de una estrategia de diversificación son: mayor protección contra la volatilidad de los precios

de los energéticos primarios, eliminación de la dependencia de un proveedor único de un combustible importado y reducción de la contaminación atmosférica mediante el uso de fuentes renovables.

Existen varias tecnologías que podrían implementarse en México para diversificar el sistema de generación:

- *Centrales térmicas convencionales:*

Actualmente, la mayor parte de las centrales de generación que operan en el SEN utilizan hidrocarburos (combustóleo o gas natural) y, entre ellas, sobresalen las térmicas convencionales alimentadas con combustóleo. Esta tecnología tiene sin embargo la desventaja de ser intensiva en capital y de emitir grandes cantidades de contaminante.

- *Unidades de turbogás:*

Estas unidades emplean como combustible gas natural o diesel en forma alternativa y en los modelos avanzados también pueden quemar combustóleo o petróleo crudo. Desde el punto de vista de la operación, el breve tiempo de arranque y la versatilidad para acoplarse a las exigencias de la demanda hacen a las turbinas de gas ventajosas para satisfacer cargas en horas pico.

- *Centrales de ciclo combinado:*

Las centrales de ciclo combinado están integradas por dos tipos diferentes de unidades generadoras: turbogás y vapor. En la actualidad este tipo de plantas está operando con eficiencias de aproximadamente 50%, medidas a partir del poder calorífico superior del combustible. Desde la última década, como se comentó anteriormente, empresas y productores independientes de energía eléctrica han mostrado una creciente preferencia por los ciclos combinados. Sin embargo, si se sostiene el precio de gas natural en niveles altos, las opciones presentadas a continuación se volverían más competitivas.

- *Centrales carboeléctricas:*

Las centrales carboeléctricas no difieren en cuanto a su concepción básica de las termoeléctricas convencionales. El único cambio importante es el uso del carbón como energético primario y combustóleo como energético secundario (en el caso de las duales). El uso de carbón resulta atractivo ya que las centrales carboeléctricas constituyen una tecnología madura, que existen grandes reservas de este energético a nivel mundial y que sus precios son estables comparados con los de los hidrocarburos. Sin embargo, dado que México no posee yacimientos carboníferos con un costo de extracción competitivo, de intensificarse su uso se incrementaría su importación. Asimismo, los estudios consideran que las inversiones requeridas en las centrales carboeléctricas son más altas que las de ciclo combinado, pues se necesitan recursos adicionales para instalaciones de recepción y manejo de carbón y, en su caso, para la construcción o adecuación de los puertos. Finalmente, a fin de cumplir con la normativa ambiental se consideran las inversiones asociadas a equipos anticontaminantes. Con todos estos elementos se incluye esta tecnología dentro de la estrategia de diversificación del parque generador, aunque su participación sea limitada.

- *Unidades diesel:*

Actualmente, este tipo de motor puede funcionar únicamente a base de combustóleo o diesel. De acuerdo con la información de los fabricantes de los equipos y dependiendo de la calidad del combustóleo, las unidades pueden consumir este combustible como base y diesel como respaldo. Por usar varios energéticos, esta tecnología tiende a presentar menos riesgo de limitaciones de suministro.

- *Centrales nucleoeeléctricas:*

En los últimos años, el desarrollo de la tecnología de centrales nucleoeeléctricas ha permitido una importante reducción de sus costos nivelados, lo que las hace competitivas en escenarios con restricciones en el suministro de gas natural y altos precios del energético. Además, ésta puede ser una solución para reducir las emisiones de gases contaminantes.

- *Centrales hidroeléctricas:*

Si bien tienen altos costos de inversión y requieren resolver problemas sociales y ambientales provocados por la inundación de importantes áreas, operan competitivamente durante las horas pico y ofrecen los beneficios siguientes: utilizan energía renovable; no contaminan el ambiente; su construcción tiene el mayor componente de integración nacional; las obras civiles y las presas generalmente pueden destinarse a otros usos como riego, agua potable, turismo y navegación. Por consiguiente, son atractivas desde el punto de vista económico y ambiental y, por eso, se incluyen en la estrategia de diversificación.

- *Centrales geotérmicas y eoloelectricas:*

Las centrales geotérmicas operan con principios análogos a los de una termoeléctrica convencional, excepto en la producción de vapor, el cual en este caso es extraído del subsuelo. Por lo tanto, ofrecen capacidad y energía de manera continua.

En cuanto a las centrales eólicas, deben integrarse a un sistema interconectado y aportar a la red la energía que se genere cuando sople el viento. Dada la naturaleza intermitente de los vientos, no se pueden considerar al 100% disponible y, por lo tanto, necesitan contar con una capacidad de respaldo.

Si embargo, ambas tecnologías permitirían aumentar la diversidad del parque de generación con proyectos poco contaminantes, no dependientes de la disponibilidad o de la importación de un combustible y poco costosos en operación y mantenimiento. Además de los beneficios ambientales y del progreso tecnológico que se prevé, las energías renovables son apreciadas también por su potencial en la diversificación y seguridad energética, el empleo que pueden generar, el desarrollo regional, la transferencia de tecnología y la cooperación internacional.

En este trabajo, no se consideró la tecnología solar como una tecnología candidata para expandir el sistema eléctrico, dado que no se encontraron propuestas viables de proyectos solares para implementarse en México.

V.3. Selección de las tecnologías

Para seleccionar las tecnologías y el tipo de plantas que se propondrán como proyectos candidatos en el modelo WASP-IV, se consideraron los proyectos económicamente viables reportados en el “COPAR de Generación 2005” y en el “COPAR de Nuevas Tecnologías” y se establecieron las curvas de selección de tecnologías (“*Screening Curves*”) con el fin de determinar cuáles son las más atractivas para la expansión. Este método permite en efecto comparar gráficamente los costos anuales de generación a plena carga de las diferentes tecnologías en función del factor de planta.

Para tomar en cuenta el impacto de un aumento de los precios de gas natural en el costo de generación de los ciclos combinados y de las unidades de turbogás, se establecieron las curvas de selección de tecnologías para dos escenarios de precios de gas natural: el escenario de precios medios y el de precios altos del EPC 2005. Los demás precios de combustibles corresponden al escenario medio de precios domésticos del EPC 2005.

Además, para tomar en cuenta la evolución de los precios de combustibles en el tiempo y su impacto en el costo total de generación, se establecieron las curvas de selección de tecnologías para los años 2009 y 2024, es decir para el primer año del estudio en el cual se necesita expandir el sistema de generación y su último año.

Las Gráficas 8 y 9 muestran las curvas de selección de tecnologías que se establecieron para el escenario medio de precios domésticos del EPC 2005 para los años 2009 y 2024, respectivamente. Cabe mencionar que no se consideraron las tecnologías geotermoeléctrica e hidroeléctrica en las curvas de selección, ya que sus características dependen del sitio de implementación y, por lo tanto, no se pueden estandarizar.

Se observa que el comportamiento en ambas gráficas es similar y, de ellas, se deducen las tecnologías más atractivas según el valor del factor de planta: la turbogás industrial de 190 MW es la tecnología más atractiva para un factor de planta de hasta 15%; los ciclos combinados de 776 MW son los más competitivos para un factor de planta comprendido entre 16 y 80%; las centrales nucleares lo son para un factor de planta superior al 81%; y, finalmente, los proyectos eólicos son económicamente atractivos para un factor de planta mínimo de 39%. Por otro lado, el costo de generación de los ciclos combinados de 581 MW y su evolución en función del valor del factor de planta son muy similares a aquellos de los ciclos combinados de 776 MW, por lo que esta tecnología también es atractiva para un factor de planta comprendido entre 16 y 80 %. Finalmente, las carboeléctricas son atractivas para un factor de planta mayor del 80% y las turbogás aeroderivadas lo son para un factor de planta menor del 20%.

De manera similar, las Gráficas 10 y 11 presentan las curvas de selección de tecnologías para el escenario alto de precios de gas natural y medio para los demás combustibles del EPC 2005 para los años 2009 y 2024, respectivamente.

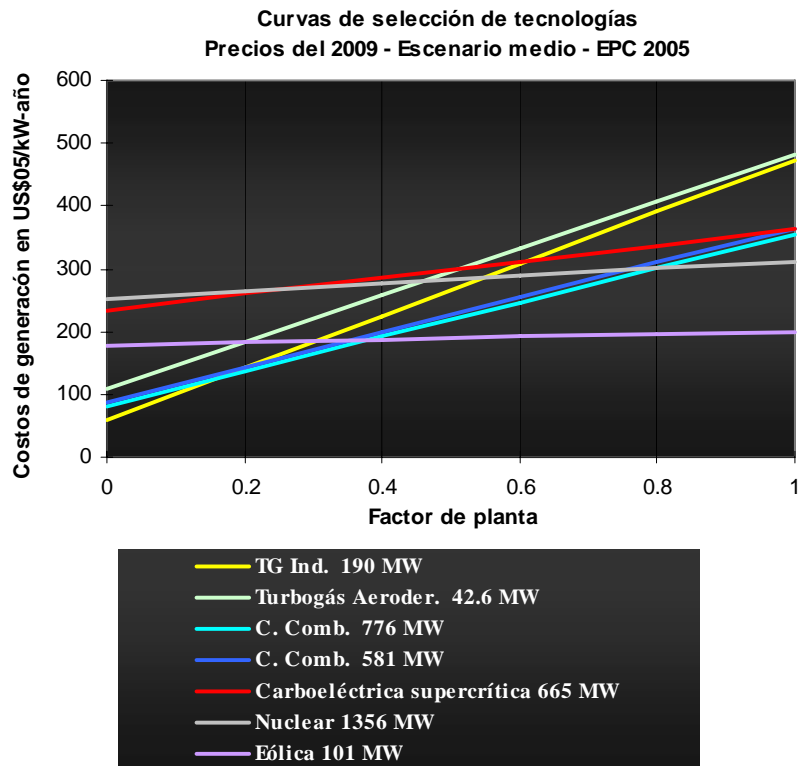
Se observa que, también en este caso, el comportamiento en ambas gráficas es similar, por lo que el impacto de la evolución de los precios de combustibles en el tiempo sobre el costo total de generación es mínimo para interferir en la selección de las tecnologías candidatas.

De las gráficas, se deduce que las turbogás industriales son las más atractivas para un factor de planta comprendido entre 0 y 11%; los ciclos combinados para un factor de planta comprendido entre 12 y 58%; las centrales nucleares lo son para un factor de planta superior a 59%; y los proyectos eólicos resultan económicamente factibles para un factor de planta superior a 28%. En este caso, las carboeléctricas son atractivas para un factor de planta mayor que 69% y las turbogás aeroderivadas para un factor menor que 17%.

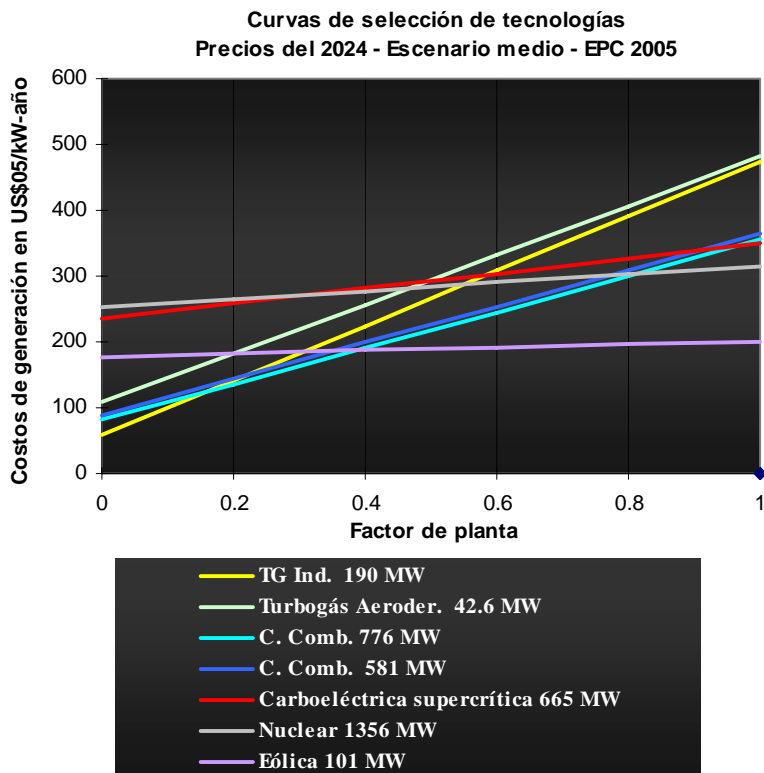
De lo anterior, se deduce que cada una de las tecnologías analizadas es atractiva para cierto factor de planta y que las más competitivas son las eoloeléctricas, nucleares, carboeléctricas y de ciclo combinado. Las turbogás industriales de 190 MW, siendo poco atractivas para un factor de planta superior a 15%, no se consideran como plantas candidatas en el estudio, mientras que se seleccionan las otras tecnologías para expandir el sistema de generación.

Por otro lado, para seleccionar las demás tecnologías candidatas, se recurrieron a los catálogos de proyectos térmicos, hidroeléctricos, geotermoeléctricos y eoloeléctricos incluyendo estudios de diseño, factibilidad y prefactibilidad, cuyas características y datos técnicos se describen en el POISE 2005. Así, del catálogo de proyectos térmicos, se seleccionó la planta térmica convencional de 700 MW con el fin de aumentar la diversidad del parque de generación; del catálogo de proyectos geotermoeléctricos, se seleccionó la planta geotérmica tipo Cerro Prieto de 107.8 MW, ya que su entrada al sistema de generación es muy probable; y finalmente, del catálogo de proyectos hidroeléctricos, se seleccionaron todos los proyectos hidroeléctricos susceptibles de entrar al parque de generación.

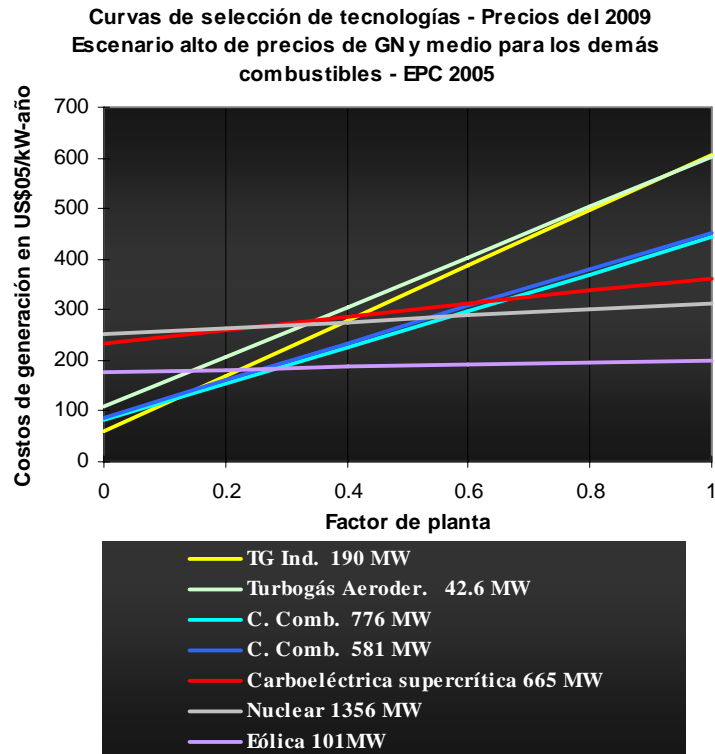
Todas estas plantas candidatas se presentan en la Tabla IV. Los costos de inversión y de operación y mantenimiento usados en las simulaciones para las tecnologías candidatas de ciclo combinado, turbogás y nuclear provienen del COPAR de generación 2005; los de la central carboeléctrica supercrítica del COPAR de Nuevas Tecnologías 2005; y los de los proyectos geotermoeléctricos y eólicos fueron proporcionados por la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos (GPG).



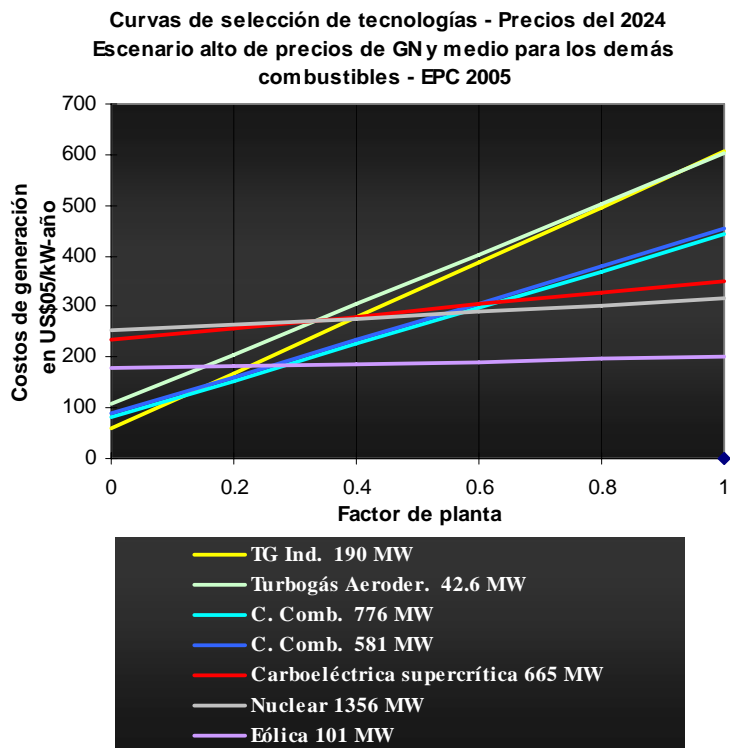
Gráfica 8: Curvas de selección de tecnologías - Escenario medio PRC 2005 - Año 2009



Gráfica 9: Curvas de selección de tecnologías - Escenario medio PRC 2005 - Año 2024



Gráfica 10: Curvas de selección de tecnologías - Escenario alto PRC 2005 - Año 2009



Gráfica 11: Curvas de selección de tecnologías - Escenario alto PRC 2005 - Año 2024

Plantas térmicas candidatas		
Tecnología	Abreviación	Potencia bruta en condiciones ISO (MW)
Nuclear (ABWR)	NUCL	1356
Térmica convencional	VAPC	700
Carboeléctrica supercrítica	CARB	665
Turbogás aeroderivada a gas	TG	42.6
Ciclo combinado mediano	CC1	581
Ciclo combinado grande	CC2	776
Ciclo combinado grande (GNL)	CC3	776
Geotermoeléctrica (Tipo Cerro Prieto)	GEOT	107.8
Eoloeléctrica	EOLI	101
Plantas hidroeléctricas candidatas		
Proyecto	Abreviación	Potencia Bruta (MW)
El Cajón	HIDA	748
Ampliación Balsas (Repotención Infiernillo y ampliación Villita)	HIDA	600
Tufanito	HIDA	70
La Parota	HIDA	897
La Yesca	HIDB	746
Pozolillo	HIDB	494
Madera	HIDB	276
Río Moctezuma	HIDB	120

Tabla IV: Plantas térmicas e hidroeléctricas candidatas

VI. EVALUACIÓN DE LAS EMISIONES

En las simulaciones se consideran solamente las emisiones atmosféricas de SO₂ y NO_x. El bióxido de azufre proviene de la combustión del azufre contenido en el combustible, mientras los óxidos de nitrógeno se forman durante la combustión a partir de las moléculas de nitrógeno atrapadas en el combustible y del nitrógeno presente en el aire.

Los datos de emisiones de las plantas térmicas se calcularon a partir de varios informes de CFE, los cuales son: “Comunicación directa de la Gerencia de Centrales Nucleoeléctricas” (2004), “Comunicación directa de la Gerencia de Energéticos” (2004), “Informes semestrales de las emisiones de gases contaminantes de las centrales de CFE en operación” (2004) y “Comunicación directa de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos” (2004).

Para calcular los factores de emisión (FE) de los contaminantes atmosféricos, en g/kWh, se hicieron las consideraciones e hipótesis siguientes.

VI.1. Emisiones de bióxido de azufre

Para los óxidos de azufre (SO₂ en este caso), se usaron los factores presentados en la Tabla V provenientes de la NOM-085-ECOL-1994².

² Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), Última revisión publicada en el Diario Oficial de la Federación el 23 de Abril de 2003.

Factor de emisión específico al tipo de combustible NOM-085-ECOL-1994	
Combustible	Factor de emisión (kg de SO ₂ / 10 ⁶ kcal)
Combustóleo con 1% en peso de azufre	2.04
Combustóleo con 2% en peso de azufre	4.08
Combustóleo con 4% en peso de azufre	8.16
Diesel con 0.5% en peso de azufre	0.91
Gas natural	0.00

Tabla V: Factores de emisión de SO₂ definidos por la NOM-085-ECOL-1994

Para los combustibles que no están contemplados en esta tabla, se calculó el factor de emisión expresado en [kg SO₂/10⁶kcal], notado FE1, de acuerdo a la ecuación 5 de la misma norma³, como se presenta a continuación:

$$FE1 \left[\frac{kgSO_2}{10^6 kcal} \right] = \frac{\%S \left[\frac{kgS}{kgCombustible} \right] \times 2 \left[\frac{kgSO_2}{kgS} \right]}{PoderCalorífico \left[\frac{10^6 kcal}{kgCombustible} \right]}$$

Donde %S = Porcentaje en peso de azufre del combustible.

Luego, a partir de la ecuación anterior o de los factores presentados en la Tabla V y de la conversión siguiente, se obtuvo el factor de emisión de SO₂, FE2, expresado en [g de SO₂/kWh]:

$$FE2 \left[\frac{gSO_2}{kWh} \right] = FE1 \left[\frac{kgSO_2}{10^6 kcal} \right] \times RégimenTérmico \left[\frac{kcal}{kWh} \right] \times 10^{-3}$$

Como el modelo WASP-IV maneja el factor de emisión FE3 expresado en %, se efectuó el siguiente cálculo:

$$FE3[\%] = \frac{FE2 \left[\frac{gSO_2}{kWh} \right]}{Consumoespecífico \left[\frac{ToneladaCombustible}{GWh} \right]}$$

VI.2. Emisiones de óxidos de nitrógeno

Ahora, para los óxidos de nitrógeno (NO_x), se usaron los factores siguientes:

- Para los ciclos combinados existentes se consideró un factor de emisión de 375 ppm (parte por millón) y para los nuevos uno de 110 ppm, es decir la emisión máxima solicitada en la licitación

³ J.E. Ibars Hernández et al., Oct. 2002, "Comparación de Opciones para la Expansión a largo plazo del Sector Eléctrico Mexicano usando el Modelo DECADES", XXVIII Congreso Interamericano de Ingeniería Sanitaria y Ambiental, Cancún, México, 8 páginas.

de nuevos proyectos (valores provenientes de la NOM-085-ECOL-1994). Expresado en [kg de $\text{NO}_x/10^6$ kcal], el factor de emisión usado para los proyectos existentes es 0.959 y para los nuevos 0.281.

- Para las plantas funcionando a base de combustóleo, se usó el factor de emisión de la publicación EPA AP-42, 5ª edición, 1996⁴, cuyo valor es 0.5766 kg $\text{NO}_x/10^6$ kcal.
- Para las plantas funcionando a base de diesel, se utilizó el factor de emisión de la publicación EPA AP-42, 5ª edición, 1996, cuyo valor es 5.7656 kg $\text{NO}_x/10^6$ kcal.
- Para las plantas de carbón, se recurrió a mediciones reales de las centrales mexicanas. En este caso, el factor de emisión usado es 14.4 kg $\text{NO}_x/10^6$ kcal.

A partir de estos factores y de la conversión siguiente, se obtuvo el factor de emisión de NO_x en [g de NO_x/kWh], FE2:

$$FE2 \left[\frac{\text{gNO}_x}{\text{kWh}} \right] = FE \left[\frac{\text{kgNO}_x}{10^6 \text{kcal}} \right] \times \text{RégimenTérmico} \left[\frac{\text{kcal}}{\text{kWh}} \right] \times 10^{-3}$$

Como el modelo WASP maneja el factor de emisión FE3 expresado en [%], se efectuó el cálculo siguiente:

$$FE3[\%] = \frac{FE2 \left[\frac{\text{gNO}_x}{\text{kWh}} \right]}{\text{Consumoespecífico} \left[\frac{\text{ToneladaCombustible}}{\text{GWh}} \right]}$$

VI.3. Factores de emisión calculados

A partir de estas consideraciones, de los cálculos presentados anteriormente y de los valores del poder calorífico proporcionados por las centrales, se evaluaron las emisiones de las plantas del sistema de generación existente y de las comprometidas.

Para evaluar las emisiones de las plantas candidatas, se usaron los valores calculados para las plantas del sistema existente que les son más similares, ya que no se disponen de todos los datos necesarios para evaluarlas.

Los resultados se presentan en la Tabla VI. De ésta, se observa que las unidades funcionando a base de gas natural y diesel prácticamente no emiten óxidos de azufre, mientras que las unidades funcionando a base de carbón emiten 8.66 g/kWh en promedio y las funcionando a base de combustóleo emiten 23.45 g/kWh en promedio. También se nota que las unidades funcionando a base de gas natural y combustóleo emiten las menores cantidades de óxidos de nitrógeno con un promedio de 1.79 g/kWh, mientras que las que funcionan a base de carbón emiten 3.9 g/kWh en promedio, es decir 54% más que las anteriores, y las de diesel emiten 24.16 g/kWh en promedio, es decir 92% más.

⁴ EPA, 1996, "Air Pollution Emission Factors, Mobile Sources", AP-42, 5th edition, USA.

EPA, 2000, "Compilation of Air Pollutant Emission Factors - VOLUME I: Stationary Point and Area Sources AP-42", USA.

Planta	Tipo de combustible	Poder calorífico (kcal/kg)	Factor de emisión con equipo de control (g/kWh)	
			SO ₂	NO _x
Plantas existentes o comprometidas (FIXSYS)				
Usando combustóleo				
V350	Combustóleo (1)	9,942.40	19.20	1.41
V300	Combustóleo (2)	9,751.20	20.38	1.53
V250	Combustóleo (3)	9,889.82	25.20	1.62
V158	Combustóleo (4)	10,038.00	20.94	1.52
V150	Combustóleo (3)	9,889.82	24.08	1.55
V082	Combustóleo (4)	10,038.00	24.52	1.77
V075	Combustóleo (4)	10,038.00	25.47	1.84
V036	Combustóleo (1)	9,942.40	27.85	2.05
Usando carbón				
C350	Carbón	3,863.05	10.49	4.6
C300	Carbón	4,364.45	7.53	4.52
D350	65% Carbón, 35% combustóleo	7,361.41	7.96	2.6
Usando gas natural o diesel				
CC23	Gas Natural	12,171.49	0.00	2.11
CC22	Gas Natural	12,171.49	0.00	2.08
CC19	Gas Natural	12,171.49	0.00	2.47
CC17	Gas Natural	12,171.49	0.00	1.78
CC50	Gas Natural	11,943.90	0.00	1.52
CC24	Gas Natural	12,171.49	0.00	1.53
T116	Gas Natural	11,043.90	0.00	2.59
TG43	Diesel	10,845.56	0.30	20.89
TG30	Diesel	10,845.56	0.36	24.76
TG14	Diesel	10,845.56	0.39	26.84
A515	Gas Natural	11,943.90	0.00	1.53
A250	Gas Natural	11,943.90	0.00	1.53
G158	Gas Natural	12,171.49	0.00	2.01
G150	Gas Natural	12,171.49	0.00	1.90
G082	Gas Natural	11,043.90	0.00	2.20
G036	Gas Natural	11,043.90	0.00	1.76
TGGD	Gas Natural	11,043.90	0.00	2.31
Usando una mezcla de gas natural y combustóleo				
M300	45% Combustóleo, 55% Gas	11,168.40	12.1	1.61
M250	20% combustóleo, 80% gas	10,623.77	6.7	1.2
M158	45% Combustóleo, 55% Gas	11,082.36	11.08	1.7
M150	20% combustóleo, 80% gas	11,687.44	5.4	2.01
M036	55% Combustóleo, 45% Gas	10,490.65	14.1	1.2

Notas: (1) Proviene de la Refinería Minatitlán, (2) Proviene de la Refinería Tula; (3) Proviene de la Refinería Madero, (4) Proviene de la Refinería Cadereyta.

V = Central de Vapor; C = Central Carboeléctrica; D = Central carboeléctrica Dual; CC = Central de Ciclo Combinado; T = Central de Turbinas de gas funcionando a base de gas natural; TG = Central de TurboGás funcionando a base de diesel; A = Central de Autoabastecimiento; G = Central de vapor que se convierte a central funcionando a base de Gas natural; TGG= Central de TurboGás funcionando a base de Gas natural; M = Central de vapor que se convierte a central funcionando a base de una Mezcla de combustóleo y gas natural.

Por razones de confidencialidad, no se precisa el nombre ni la ubicación de las plantas mencionadas, sólo se nombran por la abreviación que se usó en el modelo WASP-IV. Ciertas de las plantas descritas corresponden a una central generadora del SIN, otras reagrupan varias centrales existentes con características similares.

Tabla VI: Factores de emisión de las plantas existentes

VII. HIPÓTESIS Y CONSIDERACIONES PARA LAS SIMULACIONES

VII.1. Disponibilidad del parque de generación

De acuerdo al documento de CFE “Disponibilidad Esperada de la Generación Termoeléctrica 2005-2014”, se consideró para las centrales existentes de CFE y LyFC el promedio de 81% de disponibilidad en este periodo. Para los productores independientes y autoabastecedores se consideraron disponibilidades de 90% y 85% respectivamente y para las centrales hidroeléctricas de 87.5%.

Más precisamente se prevé que, para 2005-2014, la disponibilidad se mantendrá arriba de 80%, a excepción de 2006 debido a que algunas unidades dejarán de operar con motivo de su rehabilitación y modernización. Con estos valores, la disponibilidad equivalente del parque de generación del SEN será del orden de 85%.

VII.2. Margen de reserva

La confiabilidad de un sistema eléctrico depende de su capacidad para satisfacer la demanda máxima de potencia y energía. En cualquier momento, es función de la capacidad de generación efectiva instalada y su disponibilidad, así como de las políticas a seguir en el uso de agua en las hidroeléctricas, de la regulación y de las características del sistema de transmisión.

Para evaluar la confiabilidad del suministro de cualquier sistema eléctrico es necesario conocer el Margen de Reserva (MR) y el Margen de Reserva Operativo de capacidad (MRO), así como el Margen de Reserva de Energía (MRE).

El margen de reserva se define como el exceso de energía disponible respecto al consumo anual demandado. Está formado por la generación térmica que no se despacha, más la hidroeléctrica almacenada en los grandes vasos al inicio de cada año, la cual puede transferirse interanualmente para convertirse en energía eléctrica (Esquema IV).

Cuando diversos sistemas regionales se encuentran solidamente interconectados, es posible reducir el MR, ya que los recursos de capacidad de generación pueden compartirse eficientemente entre las regiones.

En la planificación de sistemas eléctricos, no existe un criterio único sobre el MR. En México, se calcula de la manera siguiente:

$$\text{Margen de reserva} = \frac{\text{Capacidad efectiva} - \text{Demanda máxima bruta coincidente}}{\text{Demanda máxima bruta coincidente}} * 100\%$$

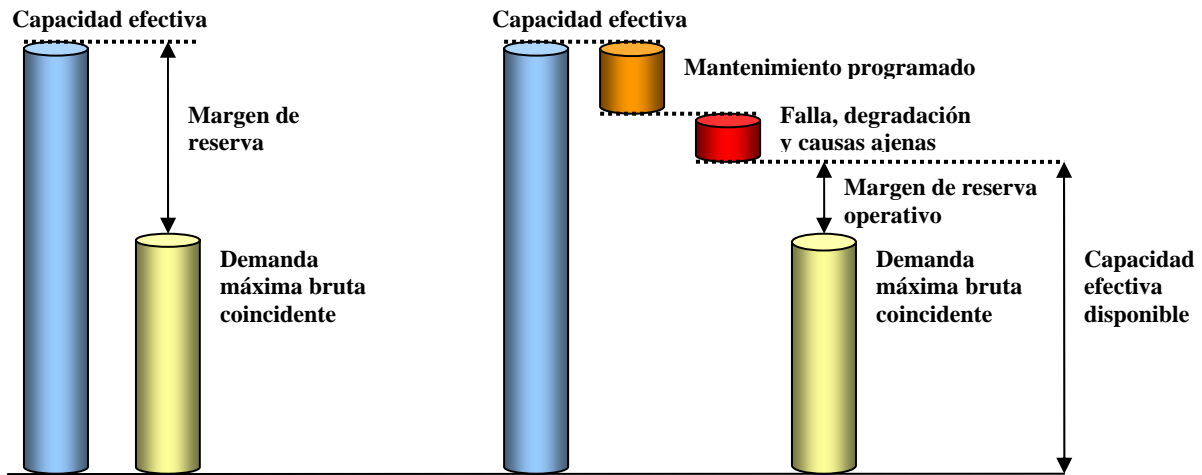
En cuanto al MRO, permite satisfacer la demanda máxima una vez que se ha cubierto, entre otros, la salida de unidades generadoras por mantenimiento, eventos aleatorios como salidas forzadas, desviaciones de mercado y años hidrológicos secos (Esquema IV). Se calcula de la manera siguiente:

$$\text{Margen de reserva operativo} = \frac{\text{Capacidad efectiva disponible} - \text{Demanda máxima bruta coincidente}}{\text{Demanda máxima bruta coincidente}} * 100\%$$

Los valores mínimos adoptados para la planificación del SIN son un margen de reserva del 27% y un margen de reserva operativo del 6%.

En tanto la reserva de capacidad en demanda máxima se refiere a un estado específico del sistema eléctrico, la de energía es la disponible durante todo el tiempo que dura la demanda (un año en este caso), por lo que el 27% aceptado como reserva de capacidad durante la demanda máxima anual será por lo general diferente en el caso de la reserva de energía.

Margen de reserva y margen de reserva operativo de capacidad



Esquema IV: Margen de reserva y margen de reserva operativo

VII.3. Impacto de las características del sitio en el desempeño y costo de inversión de las unidades generadoras

Las referencias para una planta (costo de inversión, eficiencia, consumo de combustible, etc.) son evaluadas cuando ésta funciona en condiciones estándares, es decir en un ambiente a 25°C y 1 atmósfera. Por lo general, las centrales no se encuentran en un ambiente con estas características y, por lo tanto, tenderán a ser menos eficientes y a generar a menos de su capacidad instalada.

Todas las tecnologías no son afectadas de la misma manera: las más afectadas son las de ciclo combinado y turbogás. Para estas tecnologías, las condiciones climatológicas del sitio, particularmente la presión barométrica y la temperatura del aire, influyen en forma sensible en sus parámetros de operación, principalmente en su potencia y eficiencia. Por lo tanto, para un sitio definido donde se pretenda instalar cierta capacidad con turbina de gas, la capacidad nominal de ésta podrá ser mayor o menor a la requerida en el sitio, al corregir su capacidad por el efecto de la temperatura y la presión barométrica. Aunque cada modelo de turbina tenga su respuesta propia a las condiciones del sitio, la diferencia entre ellas no es significativa y se puede usar un factor de corrección promedio; éste se calcula gracias a las curvas de eficiencia elaboradas por el fabricante.

De manera general, las turbinas de gas están diseñadas para operar a nivel del mar y su capacidad es directamente proporcional a la presión atmosférica en el sitio. Se puede considerar que la capacidad disminuirá 3.5% aproximadamente por cada 300 metros de incremento en la elevación.

Por otro lado, la temperatura ambiente de diseño del sitio para las turbinas de gas es de 15 °C. Su capacidad también disminuye de un 0.3% a 0.5% por cada 0.17 °C de incremento en la temperatura del aire a la entrada del compresor de la turbina. Cuando disminuye la temperatura del aire por abajo de la temperatura de diseño, la potencia se incrementa hasta que se alcance el límite mecánico o aerodinámico en la turbina. Además, el régimen térmico se incrementa de un 0.1% a 0.2% aproximadamente por cada 0.17 °C (1 °F) de aumento en la temperatura del aire a la entrada del compresor de la turbina.

En las simulaciones se corrigieron la capacidad, la eficiencia y el régimen térmico de las centrales de ciclo combinado y turbina de gas a partir de los factores promedios de las centrales que operan en el país calculados por la CFE.

Además, por las mismas razones, se necesitó corregir los costos de inversión de las plantas candidatas de ciclo combinado y turbinas de gas. El costo bruto real de inversión se calculó de la manera siguiente:

$$CBRI \left[\frac{US\$05}{kW} \right] = CBI(COPAR) \left[\frac{US\$05}{kW} \right] \times CoeficienteError$$

Donde *CBRI* = Costo Bruto Real de Inversión

CBI = Costo Bruto de Inversión proveniente del COPAR

Coeficiente de error promedio considerado por CFE = 1.2029⁵

US\$05 = Dólares del 2005.

Por otras razones, se corrigieron también los costos de inversión de las plantas carboeléctricas y eoloeléctricas.

En el caso de las plantas de carbón, se consideró un factor de corrección para incluir en los costos totales los costos de construcción y mantenimiento de la infraestructura necesaria para la recepción y manejo del carbón. En este caso, el costo de inversión se calculó de la manera siguiente:

$$CBRI \left[\frac{US\$05}{kW} \right] = CBI(COPAR) \left[\frac{US\$05}{kW} \right] + 165.989 \left[\frac{US\$05}{kW} \right]$$

Donde *CBRI* = Costo Bruto Real de Inversión

CBI = Costo Bruto de Inversión proveniente del COPAR

Factor de corrección para considerar los costos de recepción y manejo de carbón = 165.989 US\$05/kW.⁶

Ahora, para todas las plantas de generación excepto las eoloeléctricas, el costo neto de inversión se calculó como sigue:

$$CNI \left[\frac{US\$05}{kW} \right] = CBRI \left[\frac{US\$05}{kW} \right] \times \frac{PotenciaBruta[MW]}{PotenciaNeta[MW]}$$

Donde *CNI* = Costo Neto de Inversión y *CBRI* = Costo Bruto Real de Inversión.

En el caso de las plantas eólicas, se consideraron los costos por respaldo de capacidad; es decir, además de los costos de construcción del proyecto eólico, se consideraron los costos necesarios para la construcción de una pequeña planta de ciclo combinado para asegurar la generación cuando las condiciones de viento no lo permiten. También se restó la cantidad de bonos de carbono que se pueden obtener por unidad de capacidad instalada de una planta eólica en México. En este caso, el costo neto se calculó como sigue:

⁵ CFE, Subdirección de Programación, 2005, “Análisis de planes de expansión y escenarios para el sistema de generación del SIN en el mediano y largo plazos”, G1210/05/10.

⁶ CFE, Subdirección de Programación, 2005, “Análisis de planes de expansión y escenarios para el sistema de generación del SIN en el mediano y largo plazos”, G1210/05/10.

$$CNI \left[\frac{US\$05}{kW} \right] = CBRI \left[\frac{US\$05}{kW} \right] \times \left[\frac{PotenciaBruta}{PotenciaNeta} \right]_1 - BonosCarbono \left[\frac{US\$05}{kW} \right] + CBICC \left[\frac{US\$05}{kW} \right] \times \left[\frac{PotenciaBruta}{PotenciaNeta} \right]_2$$

Donde CNI = Costo Neto de Inversión del proyecto

CBRI = Costo Bruto Real de Inversión de la planta eólica

CBICC = Costo Bruto de inversión de una planta de CC de 581 MW de capacidad bruta, es decir 506.09 US\$05/kW⁷

1 = Corresponde a las potencias de la planta eólica

2 = Corresponde a las potencias de la planta de ciclo combinado

Bonos de Carbono = 129 US\$05/kW.⁸

VII.4. Consideraciones de programación

En las simulaciones, todos los costos considerados están expresados en dólares constantes del 2005, la tasa de descuento empleada es 12 % y el tipo de cambio usado 11.60 pesos/dólar, es decir el valor promedio estimado por el "Tipo de Cambio para Solventar Obligaciones Denominadas en Moneda Extranjera en la República Mexicana" durante 2005.

Para simular la expansión del sistema eléctrico nacional, se consideró un periodo de estudio de 22 años (periodo 2005-2027) y un periodo de planeación de 19 años (periodo 2005-2024). Por razones de simulación, conviene en efecto usar un periodo de estudio mayor al de planeación para evitar distorsiones en los cálculos de los últimos años, por lo que se consideró el periodo adicional 2025-2027.

Durante este periodo de planeación, la expansión es fija hasta el año 2008, es decir, las tecnologías candidatas pueden entrar libremente al sistema a partir del 2009. Esto se debe a que, en el periodo 2005-2008, el sistema de generación ya cumple con las restricciones de la demanda.

Por otro lado, se dividió cada año en doce periodos (estudio mensual) y se consideraron tres condiciones hidrológicas para representar las temporadas del año y caracterizar el funcionamiento de las centrales hidroeléctricas. Se consideró entonces una temporada seca con una probabilidad de ocurrencia de 19.06%, una mediana con una probabilidad de 58.67% y una húmeda con una probabilidad de 22.27%. Estas condiciones hidrológicas fueron establecidas a partir de la generación estadística mensual de las nueve plantas hidroeléctricas más grandes del país, que generan 75% del total de la generación hidroeléctrica. Éstas son: Angostura (900 MW), Chicoasén (1,500 MW), Malpaso (1,080 MW), Peñitas (420 MW), Caracol (600 MW), Infiernillo (1,000 MW), Villita (295 MW), Temascal (154 MW) y Aguamilpa (960 MW).

VII.5. Parámetros para la simulación de la operación del sistema

VII.5.1. Definición de los márgenes de reserva

Como se explicó anteriormente, el margen de reserva representa una medida de la capacidad de generación disponible abajo y arriba de la capacidad necesaria para cumplir con los requerimientos de la demanda. Para no eliminar configuraciones interesantes en el módulo CONGEN, se fijaron los márgenes de reserva mínima y máxima a 10 y 40% respectivamente.

⁷ CFE, 2005, "Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión 2005".

⁸ CFE, Subdirección de Programación, 2005, "Análisis de planes de expansión y escenarios para el sistema de generación del SIN en el mediano y largo plazos", G1210/05/10.

VII.5.2. Restricción del LOLP

El LOLP es un criterio de confiabilidad que indica la probabilidad de que la capacidad de generación disponible no cubra la totalidad de la demanda o, dicho de otra manera, es la proporción de días por año durante los cuales la capacidad de generación disponible es insuficiente para cubrir la demanda. La CFE considera que el sistema es confiable cuando el LOLP no rebasa los tres días por año, es decir un valor de 0.8219%. Se usó este valor en las simulaciones.

VII.5.3. Costo de energía no servida

La energía no servida es un criterio de confiabilidad que mide la cantidad de energía por año que no va a ser entregada a causa de una deficiencia de capacidad de generación o de salidas forzadas de plantas de base. La CFE fija su costo a 1.5 US\$/kWh⁹.

VII.5.4. Selección del orden de carga

El orden de carga puede ser calculado directamente por el módulo MERSIM, combinando el costo de operación de las plantas del sistema existente y de las candidatas, o especificado por el programador. En el primer caso, MERSIM calcula el orden de carga solamente para el primer año del estudio y asume que no cambia en todo el horizonte. Esta aproximación es muy fuerte dado que los precios de combustibles y, por lo tanto, los costos de operación cambian a lo largo del estudio de planeación. Por consiguiente, para las simulaciones se determinó aparte el orden de carga para cada año del estudio, calculando los costos de operación de las plantas del sistema existente y de las candidatas para todo el horizonte y tomando en cuenta las escalaciones de los precios de combustibles: así las plantas con los costos de operación más bajos son las primeras en el orden de carga y entonces las primeras a generar.

Los costos de operación se evaluaron como se presenta a continuación:

$$\text{Costos de operación} \left[\frac{\text{US\$05}}{\text{MWh}} \right] = \text{Costos Combustible} \left[\frac{\text{US\$05}}{\text{MWh}} \right] + \text{Costos Variables O \& M} \left[\frac{\text{US\$05}}{\text{MWh}} \right]$$

Los costos variables de operación y mantenimiento de las plantas candidatas provienen del COPAR de Generación 2005 y COPAR de Nuevas Tecnologías 2005, mientras que los de las plantas del sistema existente y comprometidas fueron proporcionados por las plantas generadoras. En cuanto a los costos de combustible, se calcularon como sigue:

$$\text{Costos Combustible} \left[\frac{\text{US\$05}}{\text{MWh}} \right] = \text{Costos Combustible} \left[\frac{\text{US\$05}}{\text{kCal}} \right] \times \text{Consumo Específico} \left[\frac{\text{kCal}}{\text{MWh}} \right]$$

Los costos de combustible en [US\$05/kCal] se calcularon a partir de los escenarios de precios de combustibles presentados anteriormente provenientes del EPC 2005 y del Escenario de Precios SENER 2006, mientras que el consumo específico proviene del COPAR de Generación 2005.

VII.5.5. Definición del túnel

El túnel se define en el módulo CONGEN. Para definirlo, se necesita primero indicar al programa el número mínimo de proyectos candidatas para cada una de las tecnologías consideradas que puede entrar al sistema en un año definido. Una vez que se conocen estos números, se especifica el número máximo de

⁹ CFE, 2006, “Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2005-2014”.

estos proyectos que pueden ser agregados o quitados de la expansión en un año definido; éste es el túnel. En las simulaciones, se usó un túnel comprendido entre 0 y 2 para limitar el número de configuraciones.

VIII. DESCRIPCIÓN DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN DESARROLLADOS

Considerando todos los datos e hipótesis presentados anteriormente y con el objeto de obtener un plan robusto, se desarrollaron tres planes de expansión para el sistema de generación durante el periodo 2005-2024:

- Un plan de referencia que se llamará a continuación *plan 1*,
- Un plan diversificado limitado en gas natural, *plan 2*, y
- Un plan diversificado limitado en gas natural y carbón, *plan 3*.

Cada uno de ellos presenta el mismo sistema existente y su expansión se optimizó considerando la misma cartera de proyectos candidatos, es decir que cada plan fue optimizado respetando el criterio de mínimo costo así como las restricciones que se impusieron.

En particular, el plan 1 optimiza la expansión de la generación a partir del 2009 y corresponde al plan de referencia establecido por CFE. En éste, no se impone ninguna restricción, por lo que el modelo WASP-IV define su expansión únicamente con el objetivo de minimizar el costo. Por consiguiente, crece principalmente a base de ciclos combinados.

El plan 2 se desarrolló en base al plan de referencia pero limitando a partir del año 2009 la adición de capacidad de centrales que utilicen gas natural a la mitad de la capacidad instalada en el plan de referencia y favoreciendo la entrada de plantas geotermoeléctricas, hidroeléctricas y eoloeléctricas para aumentar la diversidad del parque de generación. Así, se consideró que las ocho plantas hidroeléctricas candidatas (cuatro de la categoría HIDA y cuatro de la HIDB) entrarán al sistema de generación; que, además del proyecto Los Humeros, entrará otra planta geotermoeléctrica con las mismas características que las del proyecto Cerritos Colorados; y que entrarán todas las plantas eólicas que se pueden construir si se considera un potencial nacional de generación máximo de 2,000 MW para la región de la Ventosa, es decir veinte plantas eólicas en total. Esta hipótesis es muy aceptable según el estudio “Wind Energy Resource Atlas of Oaxaca”¹⁰, en el cual se considera que se podría instalar unos 6,000 MW de capacidad eólica solamente en las tierras con categorías de viento de bueno a excelente de la región del Istmo de Tehuantepec. En cuanto a las plantas hidroeléctricas, son incorporadas al sistema como proyectos fijos a la fecha definida por CFE, ya que, con su alto costo de inversión, estos proyectos no serían incluidos en la expansión si compiten con las demás plantas candidatas.

El plan 3 se desarrolló en base al plan de referencia pero limitando a partir del año 2009 la adición de capacidad de centrales que utilicen gas natural al 50% de la capacidad instalada del plan de referencia, así como la adición de capacidad de las centrales que usan carbón al 20% de la capacidad instalada del plan diversificado limitado en gas. También se favoreció la entrada de plantas geotermoeléctricas, hidroeléctricas y eoloeléctricas para aumentar la diversidad del parque de generación, como se presentó para el plan 2.

Por lo tanto, el plan 1 corresponde al plan de referencia de CFE y se caracteriza por ser un plan poco diversificado pero de mínimo costo de generación si el escenario de precios de combustibles considerado es el escenario medio del EPC 2005. Los planes 2 y 3 constituyen una alternativa posible para un crecimiento del sistema eléctrico más diversificado y orientado al uso de energías renovables y, al mismo

¹⁰ Elliot D. and Co., 2004, “Wind Energy Resource Atlas of Oaxaca”, National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy, Colorado, EUA, NREL/TP-500-35575.

tiempo, respetan el criterio de mínimo costo. Al sustituir tecnologías convencionales por tecnologías eólicas, geotérmicas e hidroeléctricas, se ofrecen ventajas económicas, sociales y ambientales.

A partir de estas consideraciones, se simuló la operación del sistema eléctrico con el programa de expansión WASP-IV para determinar la participación de cada una de las centrales existentes y candidatas en la generación de electricidad, así como los requerimientos de combustible para este fin.

Los tres planes de expansión fueron optimizados para el E1 o escenario de referencia. Una vez optimizados, se fijó el programa de expansión de cada uno y se sometieron a los escenarios E2 y E3, para calcular el costo adicional que se tendría que asumir si el precio de gas natural pasa del precio fijado por el E1, al precio fijado por el E2 y finalmente al precio fijado por el E3.



CAPÍTULO III

RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

A continuación se presentan y comparan entre sí los resultados que se obtuvieron con el modelo WASP-IV para la expansión del sistema eléctrico mexicano para cada uno de los planes desarrollados.

I. PLAN DE REFERENCIA

I.1. Adiciones de capacidad

La expansión óptima del sistema interconectado nacional obtenida para el plan de referencia se presenta en las Gráficas 12 y 13: la Gráfica 12 presenta los bloques de capacidad requerida para cada año del periodo 2005-2024 por tipo de tecnología, mientras que la Gráfica 13 presenta la repartición de la capacidad instalada por tipo de combustible al cierre del año 2024.

De estas gráficas se nota que, a lo largo del estudio, la expansión crece principalmente a base de ciclos combinados, los cuales alcanzan aproximadamente 76% de la capacidad instalada en el sistema al cierre del año 2024, y se prevé la adición de 12 centrales de 565 MW y 64 de 755 MW.

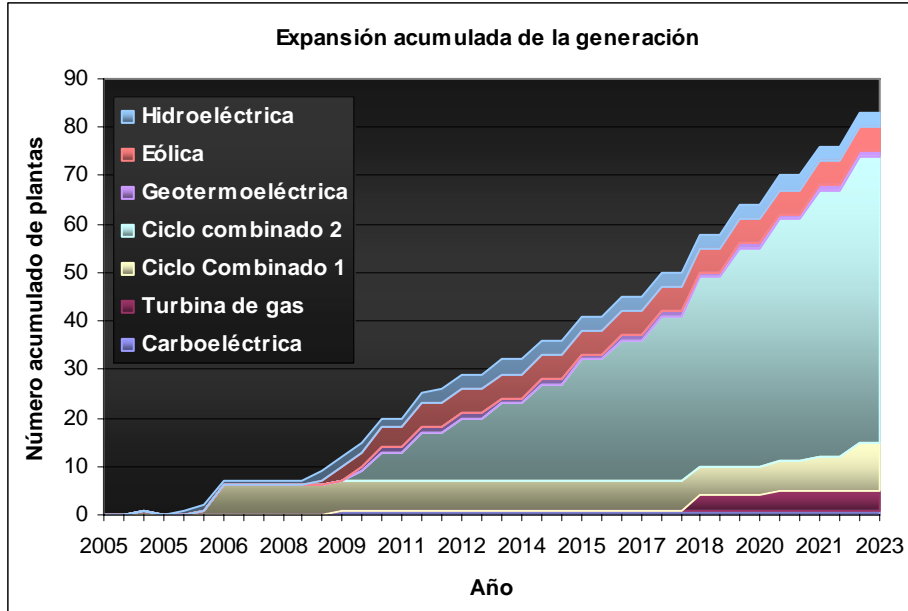
Además, la expansión se realiza con 5 centrales eólicas de 101 MW (La Venta III y Oaxaca I, II, III y IV en 2009, 2010, 2011 y 2012), 4 turbogás aeroderivadas a gas de 42 MW, un proyecto geotérmico de 25 MW (Los Humeros), una carboeléctrica de 648 MW (carboeléctrica del Pacífico) y 3 proyectos hidroeléctricos que se consideraron como capacidad comprometida (El Cajón de 750 MW, La repotenciación Infiernillo-Ampliación Villita de 600 MW y la Yesca de 750 MW).

Las centrales eólicas resultan en efecto atractivas en la expansión, ya que incluyen un incentivo de “bonos verdes” por 0.014 US\$/kWh que anula prácticamente los costos de Operación y Mantenimiento (O&M) y reduce en 129 US\$/kW el costo de inversión¹; por lo que se incluye un proyecto de 101 MW en 2009, 2 en 2010, 1 en 2011 y 1 más en 2012. De hecho, si se planeara construir más centrales eólicas hasta alcanzar el potencial probado, el sistema crecería preferentemente a base de eólicas, ya que es la tecnología más económica aún cuando se considera el costo del respaldo de las unidades térmicas.

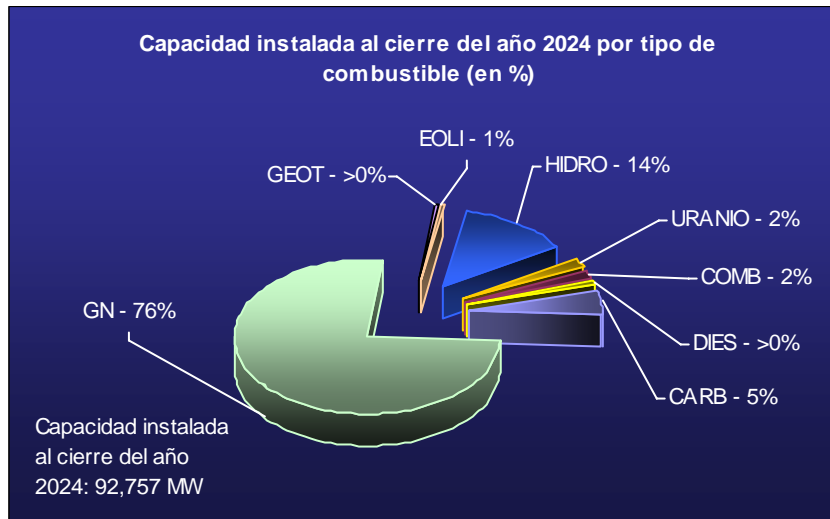
En cuanto al proyecto geotérmico Los Humeros, se prevé su puesta en servicio en 2010 por sus características técnicas y económicas interesantes y por su bajo costo por concepto de combustible evaluado a 8.54 US\$/MWh.

Como se observa en las Gráficas 12 y 13, la expansión del plan de referencia es muy poco diversificada y muy dependiente de la tecnología de ciclo combinado y, por consecuencia, del suministro y precio del gas natural. Si se adopta esta expansión, a largo plazo el parque eléctrico podrá generar principalmente a base de gas natural y energía hidroeléctrica, ya que estos energéticos representarán respectivamente 76% y 14% de la capacidad instalada al cierre del año 2024, y en pequeña proporción a base de carbón (5% de la capacidad instalada), combustóleo (2%), diesel (>0%), energía eólica (1%), energía geotermoeléctrica (>0%) y energía nuclear (2%).

¹ CFE, Subdirección de Programación, 2005, “Análisis de planes de expansión y escenarios para el sistema de generación del SIN en el mediano y largo plazos”, G1210/05/10.



Gráfica 12: Expansión acumulada de la generación - Plan 1



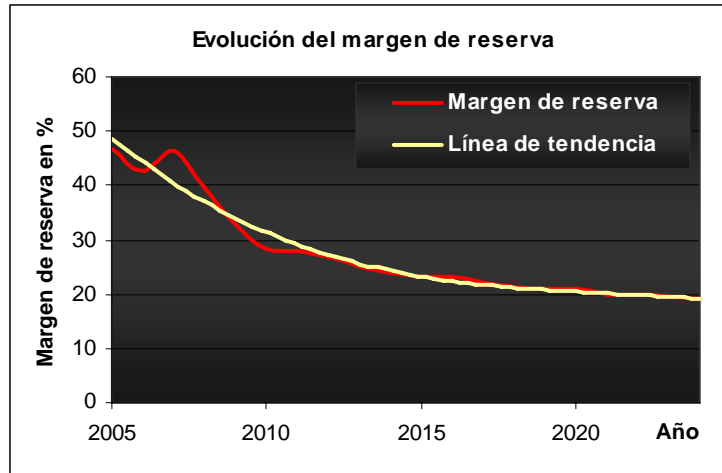
Gráfica 13: Capacidad instalada al cierre del año 2024 por tipo de combustible - Plan 1

1.2. Evolución del margen de reserva, el LOLP y la energía no servida

Como se presenta en la Gráfica 14, se encontró que el margen de reserva promedio del sistema es muy alto hasta el 2009, siendo de 45.1% hasta el 2007 y de 36.3% entre 2008 y 2009. Esto se debe principalmente a la contracción del mercado eléctrico en los últimos años, consecuencia de un desarrollo económico por debajo de las proyecciones del gobierno, así como a la dificultad para hacer ajustes en el programa de generación en el corto plazo y a las adiciones de proyectos comprometidos. En efecto, en los últimos años, la economía del país ha crecido menos de lo estimado por la SENER en 2001, lo que ha obligado a un ajuste anual a la baja en los pronósticos de consumo y demanda de electricidad: en lugar de

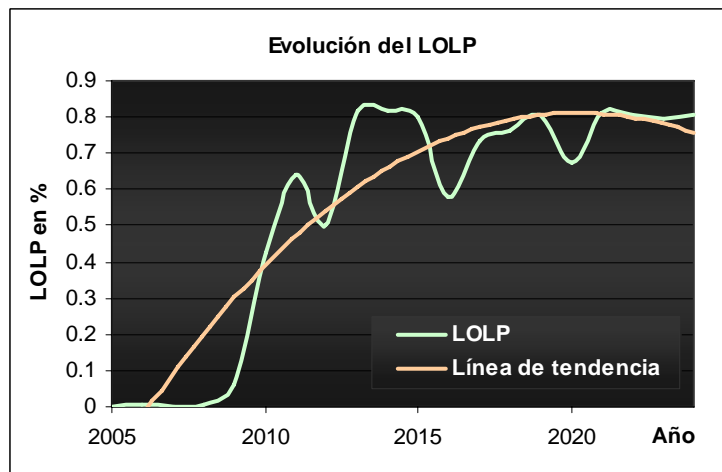
crecer, la tasa media de incremento anual esperada para el consumo de energía en el sector eléctrico se ha mantenido de 2001 a 2004 en el rango de 5.2% a 6.3%.

Entre 2010 y 2014, el margen de reserva se mantiene alrededor de 26.5% y, en el largo plazo, se reduce a un 21% debido al retiro de unidades poco eficientes y a la entrada de unidades con alta disponibilidad y eficiencia. En efecto, a partir de 2010, se ha reprogramado la entrada en operación de centrales y, con ello, se podrá ajustar el margen de reserva para cumplir con los criterios de planificación establecidos. Por lo tanto, es solamente a partir del 2010 que el margen de reserva del sistema respeta el valor de 27% fijado por CFE.



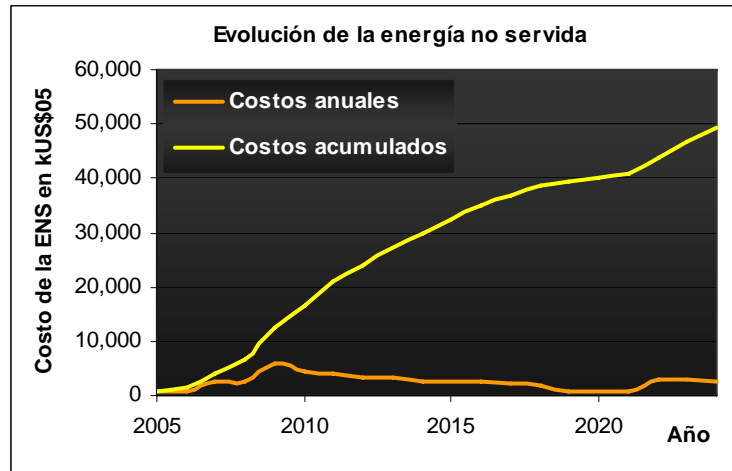
Gráfica 14: Evolución del margen de reserva - Plan 1

La evolución del LOLP a lo largo del estudio se presenta en la Gráfica 15. Se observa que su evolución se relaciona con la del margen de reserva del sistema. En efecto, hasta el 2009, el LOLP es casi nulo ya que, en este periodo, la capacidad de generación es mucho mayor a la demanda pico; pero, a medida que se optimiza la expansión y se reduce el margen de reserva, va creciendo hasta estabilizarse a una probabilidad de 0.807%. Asimismo, se nota que el LOLP respeta a cada momento el valor límite de 0.8219% fijado por CFE.



Gráfica 15: Evolución del LOLP - Plan 1

Finalmente, la evolución de los costos anuales y acumulados de la energía no servida se presenta en la Gráfica 16. Se observa que el costo de la energía no servida es casi constante a lo largo del estudio de planeación, alcanzando un valor promedio de 2,470 miles de dólares del 2005. Por lo tanto, se puede considerar que el sistema es confiable.



Gráfica 16: Evolución de la energía no servida - Plan 1

1.3. Generación por tipo de combustible

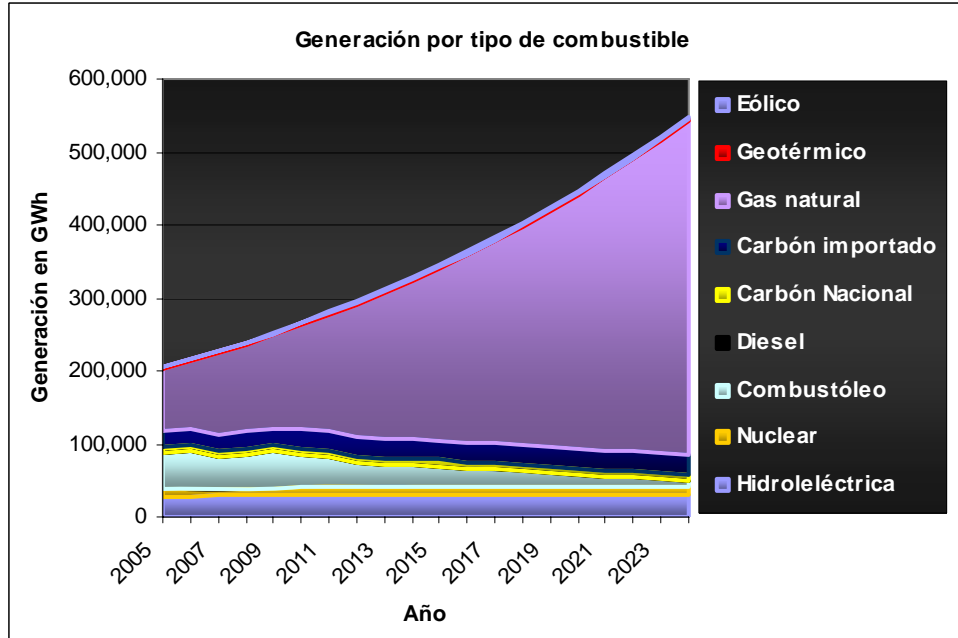
Las Gráficas 17 y 18 presentan respectivamente la evolución de la generación anual por tecnología y tipo de combustible en GWh y la contribución de cada tecnología a la generación eléctrica en el año 2024. Se observa que la electricidad producida se genera principalmente con gas natural (83%); en menor proporción con carbón (7%), energía hidráulica (6%), uranio (2%); y casi no se recurre al diesel, combustóleo o a las energías geotérmica y eólica (entre 0 y 1% cada uno). Por lo tanto, aunque sea económicamente interesante, esta expansión es muy dependiente del suministro y precio del gas natural.

1.4. Costos de generación

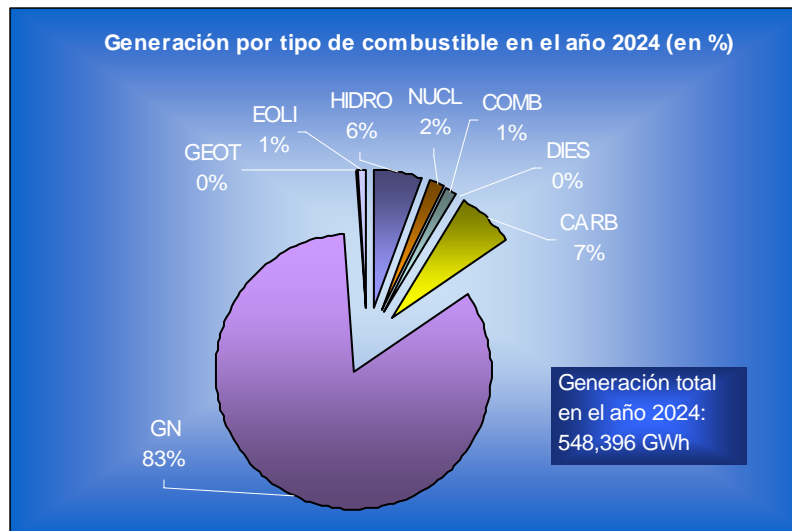
Finalmente, en la Tabla VII y la Gráfica 19, se reportan los costos de construcción, rescate, operación (combustible y O&M) y de energía no servida en miles de dólares del 2005, así como la función objetivo acumulada para cada uno de los tres escenarios de precios.

Se puede observar que la función objetivo acumulada al año 2024 asciende a 78,981 millones de dólares en valor presente para el escenario E1, a 91,762 millones de dólares para el E2 y a 114,775 millones de dólares para el E3; es decir que, más sube el precio de gas natural, más costoso se vuelve el plan de expansión y especialmente porque el plan crece principalmente a base de ciclos combinados.

Ahora, si el precio de gas natural sube del precio fijado por el escenario E1 al fijado por el E2, el plan de expansión será 16.2% más costoso que lo que sería en el escenario base E1; y si sube al precio fijado por el escenario E3, el plan será 45.3% más costoso. Por lo tanto, si se escoge este plan de expansión, habrá que tomar en cuenta cuidadosamente el riesgo asociado a la volatilidad de los precios del gas natural.



Gráfica 17: Generación por tipo de combustible - Plan 1



Gráfica 18: Generación en el año 2024 en porcentaje por tipo de combustible - Plan 1

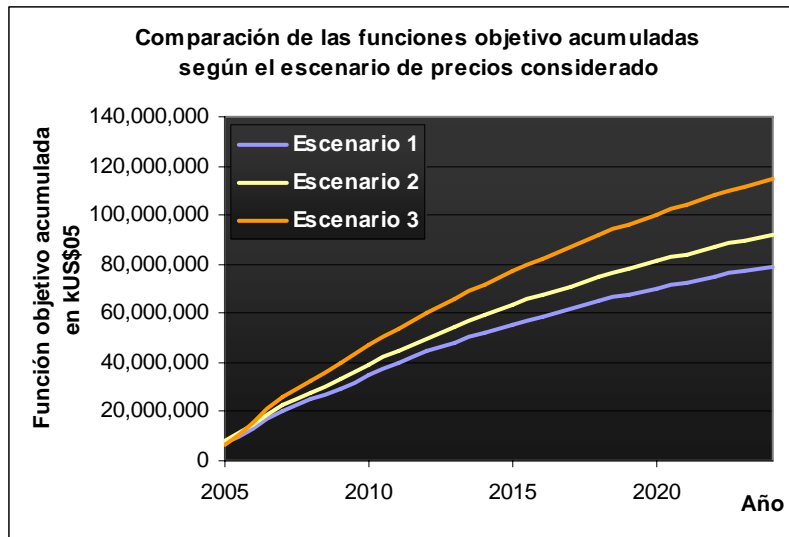
1.5. Cantidad de emisiones generadas

Las Gráficas 21 y 22 presentan, respectivamente, las cantidades de SO₂ y NO_x emitidas a lo largo del estudio por tipo de combustible y por todas las centrales presentes en el sistema; mientras que la Gráfica 20 presenta las emisiones generadas por tipo de combustible en todo el horizonte.

De la Gráfica 20, se observa que el combustóleo es el combustible que por su combustión emite la mayor cantidad de SO₂, la cual alcanza 16,373 kilo toneladas (kT) a lo largo del estudio. Le sigue el carbón que genera 5,736 kT y, luego, el gas natural y el diesel con 388 y 1.1 kT emitidas respectivamente.

Año	Costos anuales (kUS\$05)						Costos acumulados (kUS\$05)		
	Costos de construcción	Valor de rescate	Costos de la energía no servida	Costos de O&M			Función objetivo acumulada		
				Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
2024	338,634.00	186,514.00	2,703.00	1,804,563.70	2,290,471.91	3,190,120.71	78,981,500.53	91,762,423.85	114,775,016.71
2023	367,806.00	173,919.00	2,824.00	1,910,375.62	2,416,046.65	3,351,217.98	77,022,093.83	89,317,128.94	111,429,247.00
2022	373,270.00	151,286.00	2,969.00	2,020,564.79	2,549,510.98	3,515,926.69	74,915,008.21	86,704,371.29	107,880,397.02
2021	365,549.00	126,773.00	609.00	2,137,196.36	2,688,924.32	3,687,028.63	72,669,540.42	83,929,907.31	104,139,190.33
2020	484,336.00	143,449.00	831.00	2,258,644.64	2,835,407.28	3,864,465.09	70,292,936.06	81,001,598.00	100,212,290.70
2019	471,541.00	119,029.00	726.00	2,389,601.69	2,987,006.95	4,041,582.49	67,692,538.43	77,824,472.72	96,006,321.61
2018	506,293.00	108,676.00	1,783.00	2,527,411.32	3,141,783.21	4,221,649.38	64,949,657.73	74,484,227.76	91,611,588.12
2017	453,638.00	82,594.00	2,031.00	2,675,817.72	3,310,144.19	4,408,028.13	62,022,798.41	70,943,044.55	86,990,450.74
2016	635,094.00	97,807.00	2,469.00	2,828,254.95	3,485,839.58	4,606,270.55	58,973,874.69	67,259,825.36	82,209,302.61
2015	569,044.00	73,899.00	2,491.00	3,001,867.29	3,683,325.76	4,812,224.27	55,605,758.74	63,234,229.78	77,063,255.06
2014	745,770.00	91,613.00	2,583.00	3,172,126.34	3,873,071.74	5,044,210.39	52,106,245.45	59,053,268.02	71,753,366.79
2013	535,357.00	48,903.00	3,312.00	3,342,653.94	4,059,781.97	5,279,827.00	48,277,447.11	54,523,456.29	66,052,419.39
2012	1,226,481.00	101,722.00	3,213.00	3,524,372.68	4,252,029.23	5,469,520.36	44,445,207.17	49,973,908.32	60,282,815.39
2011	988,433.00	58,542.00	4,145.00	3,733,739.78	4,469,869.69	5,701,045.42	40,098,583.49	44,593,907.09	53,685,319.04
2010	1,535,048.00	71,717.00	4,296.00	3,984,907.67	4,687,931.13	6,017,466.87	35,082,770.71	39,190,001.40	47,050,237.61
2009	116,698.00	678.00	5,843.00	4,368,336.41	5,082,340.58	6,576,044.53	29,630,237.04	33,034,443.27	39,565,142.74
2008	0.00	0.00	2,596.00	4,676,978.37	5,390,843.23	7,200,592.21	25,140,036.63	27,830,239.68	32,867,235.22
2007	2,225,748.00	82,952.00	2,473.00	5,100,667.32	5,777,788.39	7,896,757.74	20,460,462.26	22,436,800.45	25,664,048.01
2006	315,788.00	6,960.00	739.00	5,775,516.50	6,408,100.79	8,675,972.00	13,214,524.94	14,513,743.07	15,622,020.27
2005	0.00	0.00	747.00	7,128,693.43	7,795,328.27	6,635,733.27	7,129,440.43	7,796,075.27	6,636,480.27

Tabla VII: Evolución de los costos de construcción, valor de rescate, energía no servida, O&M y de la función objetivo - Plan 1



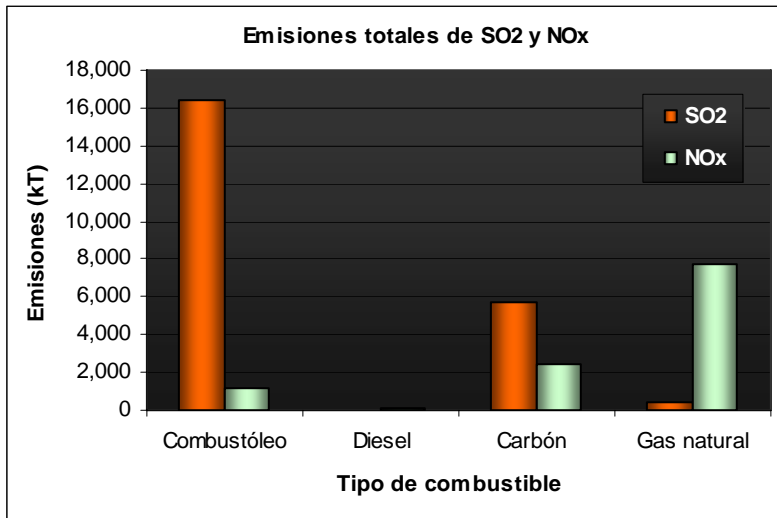
Gráfica 19: Funciones objetivo acumuladas según el escenario de precios considerado - Plan 1

Asimismo, se nota que el gas natural es responsable de la mayor cantidad de NO_x emitido, ya que su combustión genera 7,743 kT. Le sigue el carbón con 2,568 kT, el combustóleo con 1,198 kT y el diesel con 80.1 kT.

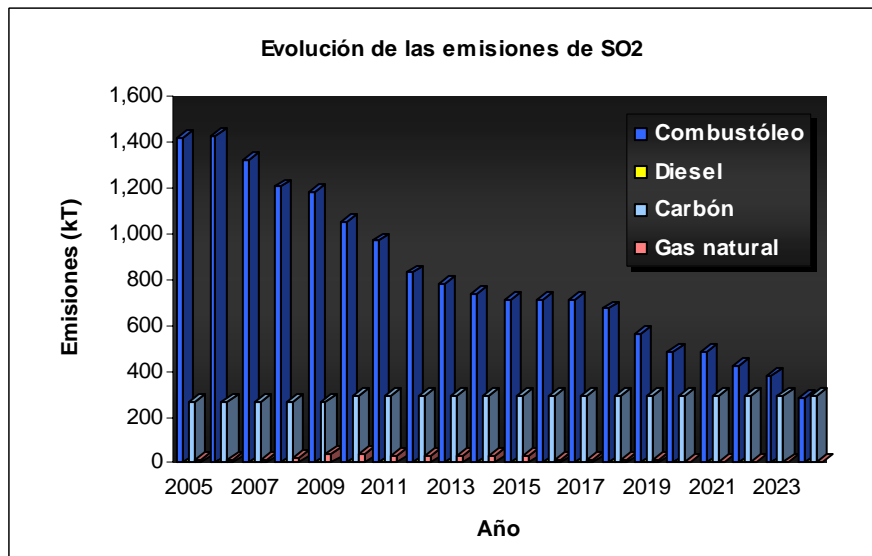
De la Gráfica 21 se observa que la cantidad de SO₂ emitida por la combustión del carbón y gas natural queda casi constante a lo largo del horizonte (en promedio 287 kT y 20 kT respectivamente), mientras la proveniente del diesel es casi inexistente (0,06 kT en promedio). En efecto, a lo largo del periodo de planeación, casi no aumenta el número de plantas carboeléctricas y de turbogás y las emisiones generadas

por los ciclos combinados son mínimas para que se note el impacto del crecimiento de dicha tecnología en las emisiones totales.

Por lo contrario, las emisiones de SO₂ provenientes de la combustión del combustóleo disminuyen a lo largo del estudio: pasan de 1,423 kT en 2005, a 736 kT en 2014 y a 285 kT en 2024. Esta reducción se explica por la sustitución de las tecnologías convencionales usando combustóleo por las de ciclo combinado usando gas natural.



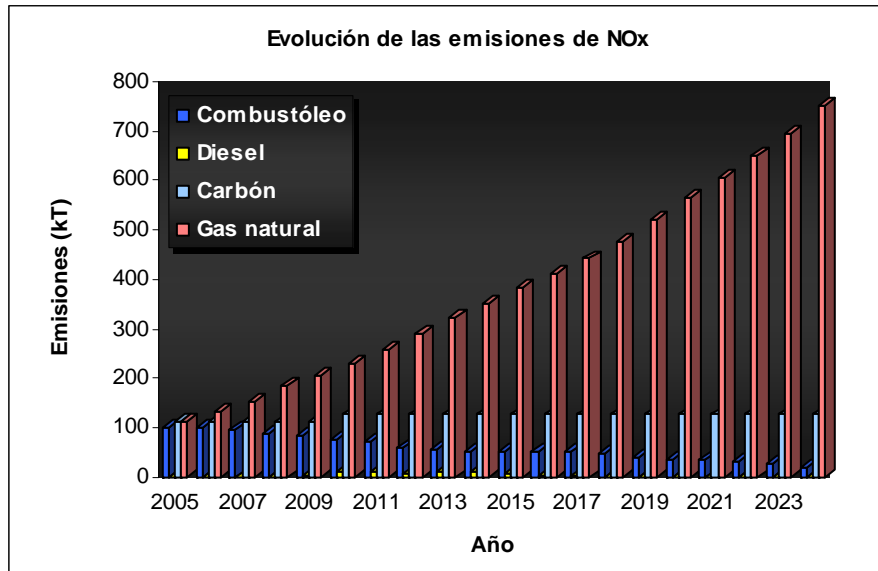
Gráfica 20: Emisiones acumuladas de SO₂ y NO_x por tipo de combustible - Plan 1



Gráfica 21: Evolución de las emisiones de SO₂ por tipo de combustible - Plan 1

Finalmente, de la Gráfica 22 se nota que las emisiones de NO_x provenientes de la combustión del carbón quedan casi constantes a lo largo del estudio (123 kT en promedio), mientras las provenientes de la combustión del combustóleo disminuyen debido al retiro de las unidades térmicas convencionales (pasan

de 102 kT en 2005 a 21 kT en 2024) y las provenientes de la combustión del diesel son casi inexistentes (4 kT en promedio). Por lo contrario, las emisiones provenientes de la combustión del gas natural aumentan considerablemente debido al aumento de las unidades de ciclo combinado: pasan de 115 kT en 2005, a 352 kT en 2014 y a 750 kT en 2024.



Gráfica 22: Evolución de las emisiones de NO_x por tipo de combustible - Plan 1

1.6. Evaluación de la diversidad

Generalmente, se considera que la diversidad de un plan de expansión se refiere a la mezcla de combustibles o tecnologías usadas a lo largo del estudio y se puede evaluar por capacidad instalada o energía generada. A continuación, se asocia la diversidad de un plan de expansión a la mezcla de tecnologías usadas agrupadas por tipo de combustible y se calcula en términos de capacidad instalada.

Para calcular la diversidad de los planes de expansión, se consideraron dos índices que suelen usarse para analizar la expansión de los sistemas eléctricos: el índice Shannon-Weiner o índice Stirling y el índice Herfindahl-Hirschman. Generalmente, se acostumbra recurrir solamente a un índice, particularmente al índice Stirling, pero, para asegurarse de que los resultados no dependen de la selección del índice de diversidad, se decidió comparar los resultados obtenidos del cálculo de dos índices diferentes.

El índice Shannon-Weiner se calculó de la manera siguiente:

$$I_{S-W} = \sum_{i=1}^N - p_i \times \ln(p_i) \quad \text{Con} \quad p_i = \frac{P_i}{P_{total}}$$

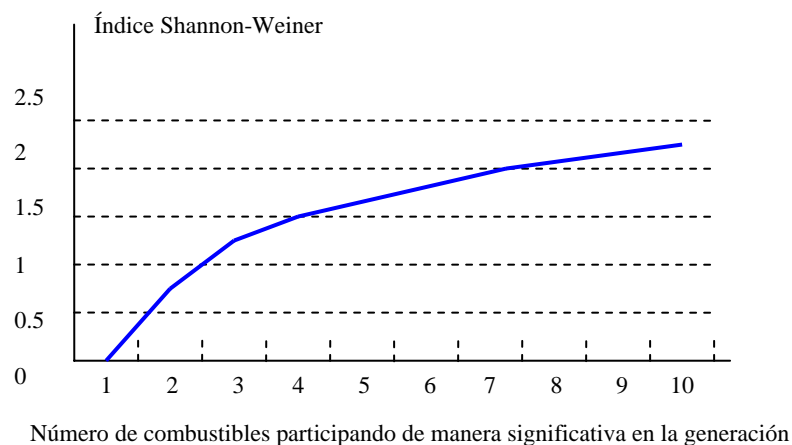
Donde p_i es la proporción de la capacidad instalada de las tecnologías usando el combustible de tipo i ; P_i es la capacidad instalada de las tecnologías usando el combustible de tipo i y P_{total} es la capacidad total instalada en el sistema.

Dado que el índice cuantifica varios conceptos (variedad, balance y disparidad)², es difícil explicar la implicación precisa de un resultado. Sin embargo, del Esquema V, el cual presenta la evolución del índice en función del número de combustibles que participan de manera significativa en la generación, se puede decir que un sistema que genera esencialmente a base de:

- Un combustible tiene una diversidad de 0,
- Dos combustibles tiene una diversidad de 0.69,
- Tres combustibles tiene una diversidad de 1.1 y
- Diez combustibles tiene una diversidad de 2.3.

Por lo tanto, un sistema puede usar varios tipos de combustibles pero generar esencialmente a partir de unos cuantos. En este caso, el índice indica solamente los que participan a la generación de manera significativa.

Por lo anterior, un sistema con una diversidad menor que 1 es muy concentrado y depende únicamente de uno o a lo mucho de dos tipos de combustible. Un sistema tal es obviamente muy dependiente y vulnerable a cualquier limitación en el suministro de sus energéticos. Al contrario, un sistema con una diversidad mayor que 2 usa varios tipos de combustibles sin que uno sea predominante; por lo tanto, puede ser considerado como seguro, aún cuando el suministro de uno de los combustibles sea comprometido.



Esquema V: Evolución del índice Shannon-Weiner en función del número de combustibles usados

Para confirmar los resultados obtenidos con el índice Shannon-Weiner, se calculó también la diversidad de los tres planes de expansión con el índice Herfindahl-Hirschman. Este índice se usa generalmente para medir el grado de concentración de un mercado, tomando en cuenta el tamaño relativo y la participación de las empresas. Se puede aplicar el mismo concepto para evaluar la diversidad de generación. El índice se calcula de la manera siguiente:

$$I_{H-H} = \sum_{i=1}^N p_i^2$$

Donde p_i es la capacidad instalada de las tecnologías usando el combustible de tipo i expresada en porcentaje.

² Grubb M. and Co., 2005, "Diversity and Security in UK Electricity Generation: The Influence of Low-Carbon Objectives", Q40, Q42, Department of Applied Economics, University of Cambridge, Cambridge Working Papers in Economics.

Se considera usualmente que un valor del índice por debajo de 1000 representa un sistema diversificado, mientras que un valor por arriba de 1800 representa un sistema muy concentrado.

Con estas consideraciones se evaluó la diversidad del plan de referencia. Se calculó un índice Shannon-Weiner de 0.5360 y un índice Herfindahl-Hirschman de 7,758.62, lo que confirma que el sistema es totalmente dependiente de un tipo de combustible y muy concentrado.

II. PLAN DIVERSIFICADO LIMITADO EN GAS NATURAL

II.1. Adiciones de capacidad

De manera similar a lo anterior, la expansión óptima del sistema interconectado nacional obtenida para el plan diversificado limitado en gas natural se presenta en las Gráficas 23 y 24: la Gráfica 23 presenta los bloques de capacidad requerida para cada año del estudio por tipo de tecnología, mientras que la Gráfica 24 presenta la repartición de la capacidad instalada por tipo de combustible al cierre del año 2024.

De estas gráficas se nota que, a lo largo del estudio, la expansión sigue creciendo a base de ciclos combinados pero, esta vez, de manera razonable para dejar entrar otras tecnologías. Ésta se conforma en efecto de 41 centrales de ciclo combinado (8 de 565 MW, 32 de 755 MW y 1 de 755 MW funcionando a base de gas natural licuado), 20 centrales eólicas de 101 MW (incluye los proyectos La Venta III y Oaxaca I, II, III y IV en 2009, 2010, 2011 y 2012), 3 turbogás aeroderivadas a gas de 42 MW, 2 proyectos geotérmicos (uno de ellos corresponde a Los Humeros de 25 MW en 2010), 11 carboeléctricas (incluye Carboeléctrica del Pacífico de 648 MW en 2010), 21 centrales de vapor, 4 centrales nucleares y 8 centrales hidroeléctricas de las cuales están comprometidas tres: El Cajón de 750 MW, la repotenciación Infiernillo-Ampliación Villita de 600 MW y la Yesca de 750 MW.

Esta vez, como se limita el crecimiento de las unidades de ciclos combinados y turbogás y se usa al máximo el potencial eólico, geotérmico e hidroeléctrico, la expansión crece a base de plantas de carbón, de vapor y nucleares. En particular, la primera central nuclear de 1,300 MW, de un total de 4, se requiere en 2019.

Como se observa en las Gráficas 23 y 24, la expansión del plan 2 es bastante diversificada y ya no depende de una sola tecnología o de un solo combustible. Aunque las tecnologías funcionando a base de gas natural sigan siendo las de mayor crecimiento a lo largo del estudio (representan 47% de la capacidad instalada al cierre del año 2024), las demás crecen también de manera significativa, en particular las que funcionan a base de combustóleo (17% de la capacidad instalada), carbón (12%), uranio (7%) y energía hidroeléctrica (15%), y en menor grado las que funcionan a base de diesel (>0%), energía eólica (2%) y energía geotermoeléctrica (>0%).

II.2. Evolución del margen de reserva, el LOLP y la energía no servida

Por las mismas razones, la evolución del margen de reserva del plan 2 es la misma que aquella del plan de referencia hasta el 2009. Como se presente en la Gráfica 25, entre 2010 y 2014, se mantiene alrededor de 26.4% y, en el largo plazo, de 23.4%.

La evolución del LOLP a lo largo del estudio se presenta en la Gráfica 26. Se observa también que su evolución se relaciona con la del margen de reserva del sistema. De manera similar al plan de referencia, el LOLP es casi nulo hasta el año 2009, sube a 0.67% entre 2010 y 2014 y, finalmente, se estabiliza a 0.71% en el largo plazo. Por lo tanto, siempre está por debajo del valor límite fijado por CFE.

Finalmente, la evolución de los costos anuales y acumulados de la energía no servida se presenta en la Gráfica 27. Se observa que el costo de la energía no servida es casi constante a lo largo del estudio de

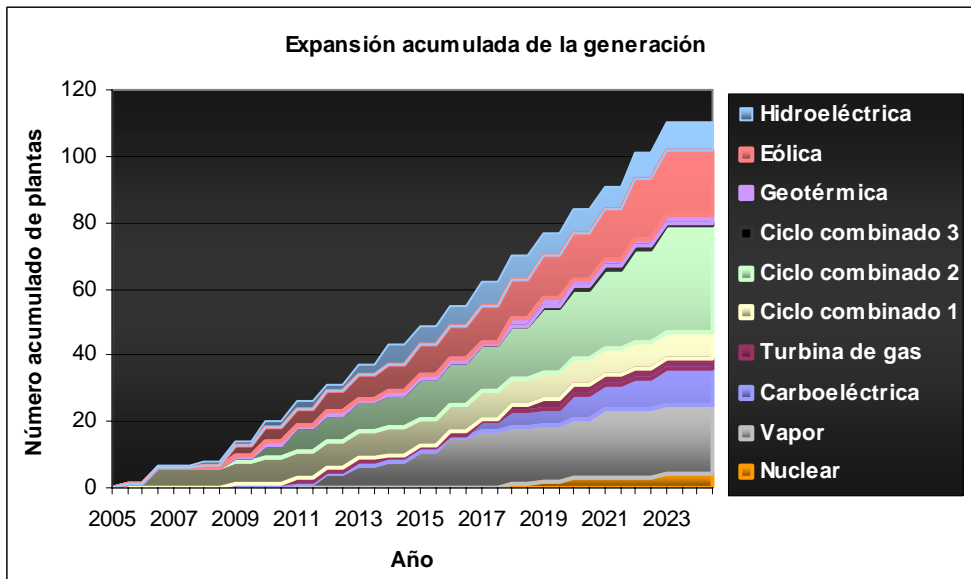
planeación, alcanzando un valor promedio de 2,660 miles de dólares del 2005. Por lo tanto, se puede considerar que el sistema es confiable.

II.3. Generación por tipo de combustible

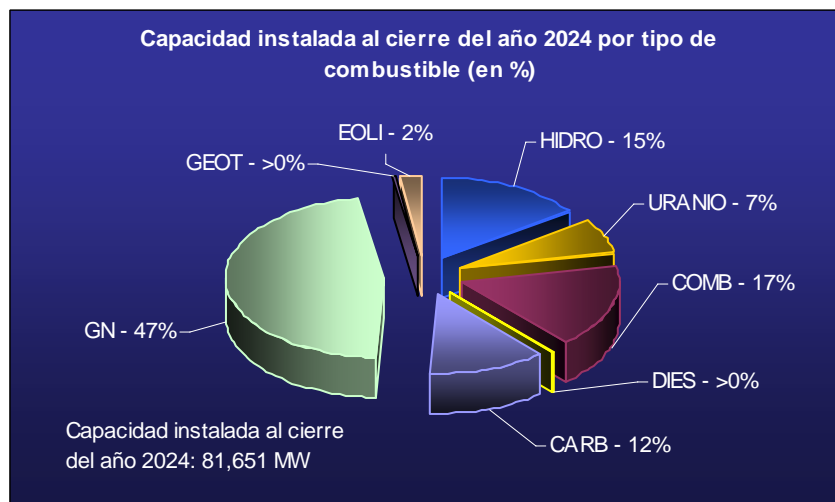
Las Gráficas 28 y 29 presentan respectivamente la evolución de la generación anual por tecnología y tipo de combustible en GWh y la contribución de cada tecnología a la generación eléctrica en el año 2024.

Se observa que un poco más de la mitad de la electricidad producida se genera con gas natural (58% contra 83% en el plan 1); mientras la otra mitad se genera con carbón (15% contra 7% en el plan 1), combustóleo (9% contra menos de 1% en el plan 1), nuclear (8% contra 2% en el plan 1), recursos hidroeléctricos (6%) y en menor proporción con energía eólica (3%) y geotermoeléctrica (1%).

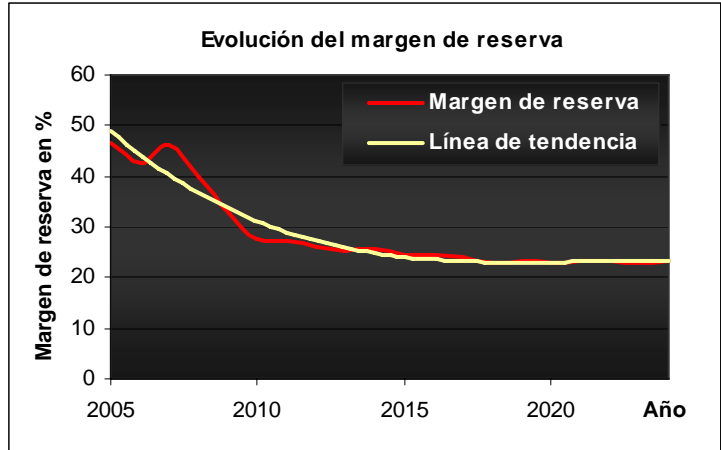
Por lo tanto, esta expansión es razonablemente diversificada: crece todavía en gran parte a base de ciclo combinado pero ya incluye tecnologías y combustibles diversos en buena proporción.



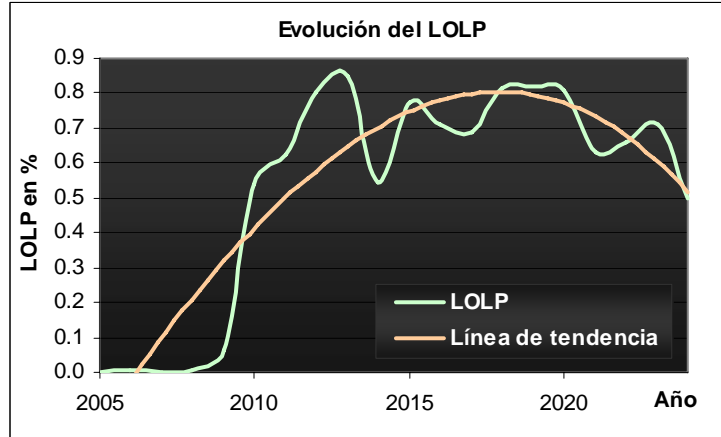
Gráfica 23: Expansión acumulada de la generación - Plan 2



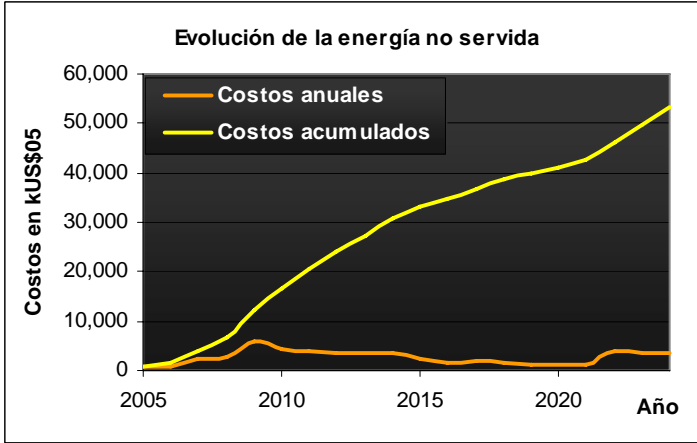
Gráfica 24: Capacidad instalada al cierre del año 2024 por tipo de combustible - Plan 2



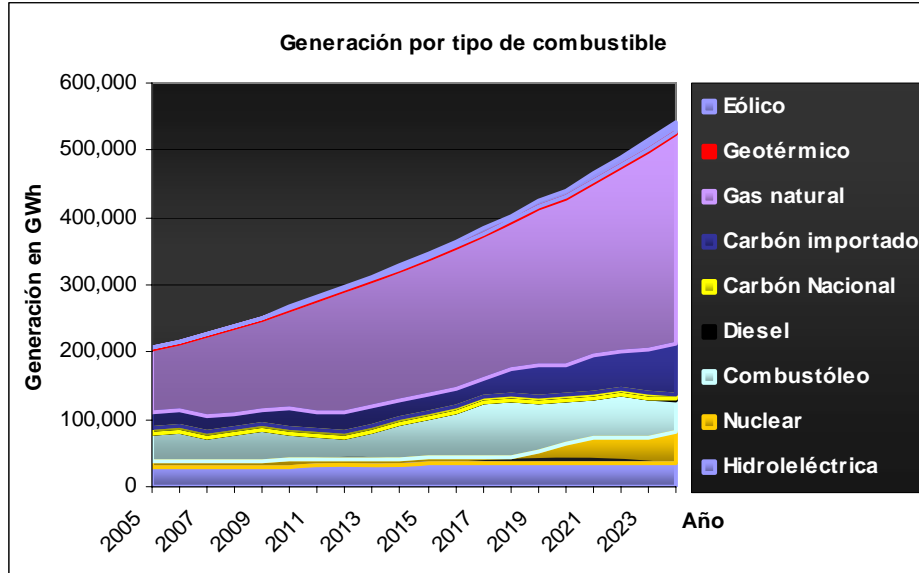
Gráfica 25: Evolución del margen de reserva - Plan 2



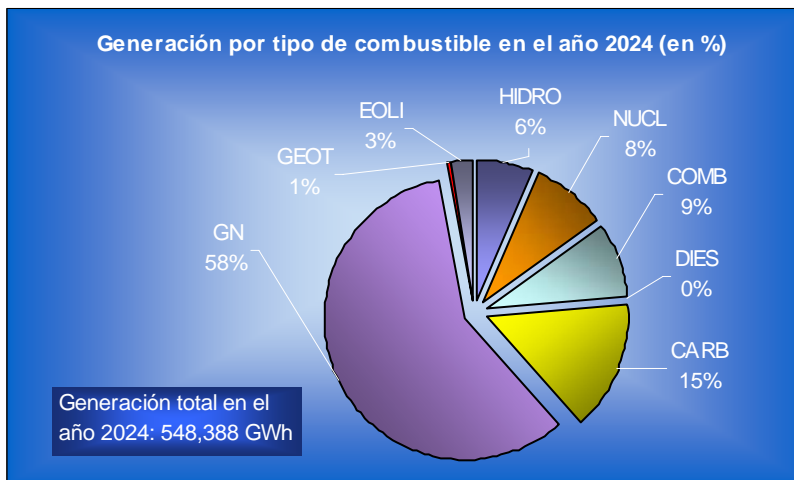
Gráfica 26: Evolución del LOLP - Plan 2



Gráfica 27: Evolución de la energía no servida - Plan 2



Gráfica 28: Generación por tipo de combustible - Plan 2



Gráfica 29: Generación en el año 2024 en porcentaje por tipo de combustible - Plan 2

II.4. Costos de generación

Finalmente, en la Tabla VIII y la Gráfica 30, se reportan los costos de construcción, rescate, operación (combustible y O&M) y de energía no servida en miles de dólares del 2005, así como la función objetivo acumulada para cada uno de los tres escenarios de precios.

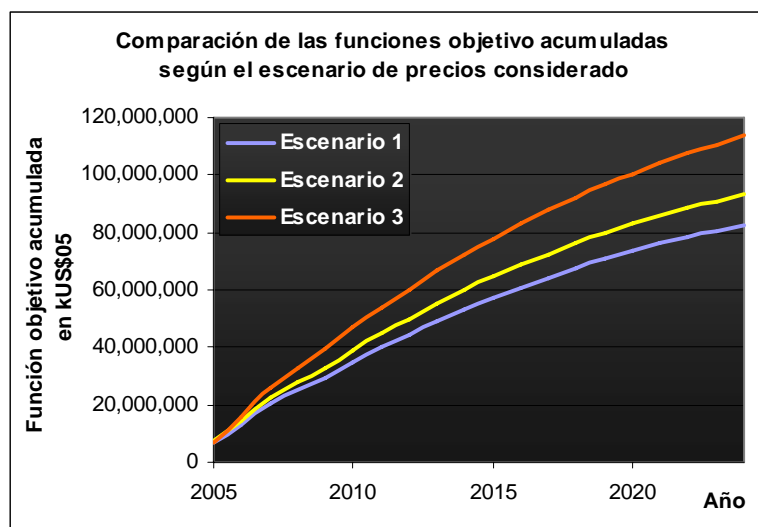
Se puede observar que la función objetivo acumulada al año 2024 asciende a 82,700 millones de dólares en valor presente para el escenario E1, a 93,256 millones de dólares para el E2 y a 113,535 millones de dólares para el E3; es decir, a mayor incremento del precio de gas natural, más costoso es el plan de expansión pero no tanto como el plan de referencia, ya que este plan 2 es más diversificado que el 1.

Ahora, si el precio de gas natural sube del precio fijado por el escenario E1 al fijado por el E2, el plan de expansión será 12.7% más costoso que lo que sería en el escenario base E1 (contra 16.2% en el caso del

plan 1); y si sube al precio fijado por el escenario E3, el plan será 37.3% más costoso (contra 45.3% en el caso del plan 1). Por lo tanto, esta expansión está menos sujeta a las variaciones de precios de gas natural que la del plan 1, sin embargo habrá que seguir tomando en cuenta el riesgo asociado a la volatilidad de su precio, ya que más de la mitad de la generación proviene de los ciclos combinados.

Año	Costos anuales (kUS\$05)						Costos acumulados (kUS\$05)		
	Costos de construcción	Valor de rescate	Costos de la energía no servida	Costos de O&M			Función objetivo acumulada		
				Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
2024	841,772.00	467,932.00	3,537.00	1,619,141.83	1,888,975.03	2,557,222.24	82,699,416.17	93,256,645.57	113,535,012.31
2023	681,190.00	320,133.00	3,433.00	1,753,119.09	2,038,215.66	2,731,493.57	80,702,897.34	90,990,332.55	110,600,958.06
2022	539,231.00	217,200.00	3,790.00	1,885,710.01	2,181,567.56	2,893,522.11	78,585,288.26	88,587,625.88	107,505,431.50
2021	1,127,782.00	400,220.00	1,192.00	1,982,459.75	2,295,524.33	3,024,538.92	76,373,757.25	86,080,308.32	104,286,532.39
2020	815,811.00	252,034.00	1,295.00	2,147,521.59	2,497,187.18	3,262,239.26	73,662,543.50	83,056,057.00	100,533,161.47
2019	1,299,830.00	339,821.00	1,380.00	2,313,306.75	2,684,166.69	3,472,251.30	70,949,949.92	79,993,883.82	96,706,058.21
2018	1,200,663.00	260,567.00	1,724.00	2,514,028.58	2,915,922.34	3,712,628.70	67,675,254.17	76,348,381.14	92,272,590.92
2017	911,139.00	163,406.00	1,915.00	2,701,696.22	3,147,524.37	3,998,798.54	64,219,405.59	72,490,636.80	87,618,139.22
2016	937,327.00	141,645.00	1,741.00	2,846,807.92	3,347,928.26	4,256,344.69	60,768,061.37	68,593,487.43	82,869,772.67
2015	1,002,912.00	149,799.00	2,252.00	3,012,971.91	3,564,795.37	4,516,050.42	57,123,830.44	64,448,164.17	77,816,019.98
2014	1,284,224.00	147,215.00	3,559.00	3,194,240.65	3,778,412.93	4,809,301.17	53,255,493.54	60,027,950.80	72,444,545.56
2013	1,138,425.00	100,606.00	3,382.00	3,362,002.77	4,006,505.90	5,134,882.49	48,920,684.88	55,109,173.87	66,494,876.39
2012	1,027,730.00	74,621.00	3,569.00	3,542,153.76	4,253,183.29	5,438,745.41	44,517,481.11	50,061,256.98	60,318,593.90
2011	1,328,995.00	92,754.00	3,754.00	3,742,356.76	4,460,534.63	5,677,971.05	40,018,649.35	44,851,181.69	53,922,952.49
2010	1,485,025.00	69,116.00	4,274.00	3,989,518.71	4,695,812.80	6,019,450.69	35,036,297.59	39,150,441.06	47,004,773.44
2009	116,698.00	677.00	5,843.00	4,367,015.29	5,082,340.58	6,576,044.53	29,626,595.87	33,034,443.27	39,565,142.74
2008	0.00	0.00	2,596.00	4,675,027.92	5,390,843.23	7,200,592.21	25,137,716.58	27,830,239.68	32,867,235.22
2007	2,225,748.00	82,953.00	2,473.00	5,100,215.36	5,777,788.39	7,896,757.74	20,460,092.66	22,436,800.45	25,664,048.01
2006	315,788.00	6,959.00	739.00	5,775,600.87	6,408,100.79	8,675,972.00	13,214,609.30	14,513,743.07	15,622,020.27
2005	0.00	0.00	747.00	7,128,693.43	7,795,328.27	6,635,733.27	7,129,440.43	7,796,075.27	6,636,480.27

Tabla VIII: Evolución de los costos de construcción, valor de rescate, energía no servida, O&M y de la función objetivo - Plan 2



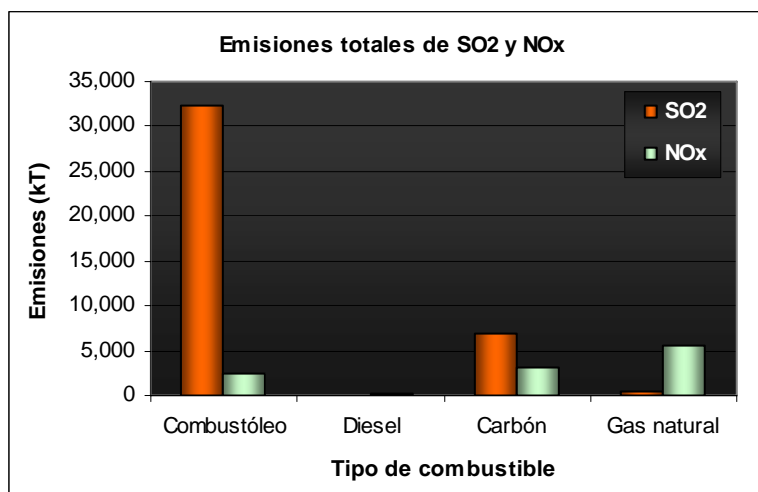
Gráfica 30: Funciones objetivo acumuladas según el escenario de precios considerado - Plan 2

II.5. Cantidad de emisiones generadas

Las Gráficas 32 y 33 presentan, respectivamente, las cantidades de SO₂ y NO_x emitidas a lo largo del estudio por tipo de combustible y por todas las centrales presentes en el sistema; mientras que la Gráfica 31 presenta las emisiones generadas por tipo de combustible en todo el horizonte.

De la Gráfica 31, se observa que el combustóleo es el combustible que por su combustión emite la mayor cantidad de SO₂, la cual alcanza 32,407 kT a lo largo del estudio. Le sigue el carbón que genera 6,978 kT y, luego, el gas natural y el diesel con 418 y 1.7 kT emitidas respectivamente.

Asimismo, se nota que el gas natural es responsable de la mayor cantidad de NO_x emitidos, ya que su combustión genera 5,605 kT. Le sigue el carbón con 3,088 kT, el combustóleo con 2,448 kT y el diesel con 114 kT.



Gráfica 31: Emisiones acumuladas de SO₂ y NO_x por tipo de combustible - Plan 2

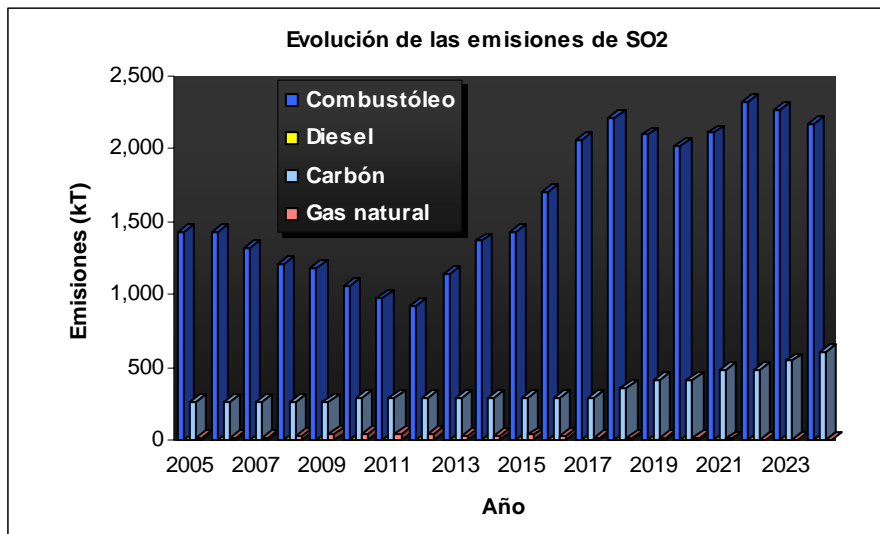
De la Gráfica 32, se observa que la cantidad de SO₂ emitida por la combustión del gas natural queda casi constante a lo largo del horizonte (en promedio 21 kT), mientras la proveniente del carbón aumenta a partir del año 2018 pasando de 263.5 kT en 2005 a 605 kT en 2024 y la proveniente del diesel es casi inexistente (0,08 kT en promedio). En efecto, a lo largo del periodo de planeación, casi no aumenta el número de unidades de turbogás, mientras se agregan 11 plantas carboeléctricas al sistema.

De manera similar al plan 1, las emisiones generadas por los ciclos combinados son mínimas para que se note el impacto del crecimiento de dicha tecnología en las emisiones totales.

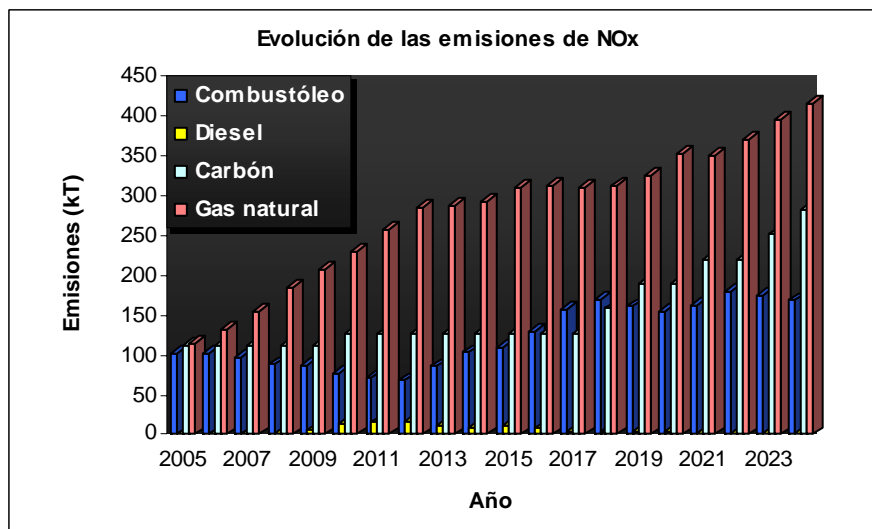
Por otro lado, las emisiones de SO₂ provenientes de la combustión del combustóleo aumentan considerablemente a lo largo del estudio debido a la adición de 21 plantas de vapor al sistema de generación: pasan de 1,423 kT en 2005 a 2,175 kT en 2024.

Finalmente, de la Gráfica 33 se nota que las emisiones de NO_x provenientes de la combustión del carbón y combustóleo aumentan a lo largo del estudio (pasando respectivamente de 112 a 282 kT y de 102 a 168 kT en el periodo 2005-2024), mientras las provenientes de la combustión del diesel son casi inexistentes (5.7

kT en promedio). Las emisiones provenientes de la combustión del gas natural también aumentan debido al aumento de las unidades de ciclo combinado: pasan de 115 kT en 2005, a 293 kT en 2014 y a 416 kT en 2024.



Gráfica 32: Evolución de las emisiones de SO₂ por tipo de combustible - Plan 2



Gráfica 33: Evolución de las emisiones de NO_x por tipo de combustible - Plan 2

II.6. Evaluación de la diversidad

Con base a lo anterior, se evaluó la diversidad del plan diversificado limitado en gas natural: se calculó un índice Shannon-Weiner de 1.2736 y un índice Herfindahl-Hirschman de 3,650.27. Esto implica que, en este caso, el sistema depende de tres tipos de combustibles, los cuales son gas natural, carbón y combustóleo, y no es muy diversificado aunque lo sea mucho más que el plan 1.

III. PLAN DIVERSIFICADO LIMITADO EN GAS NATURAL Y CARBÓN

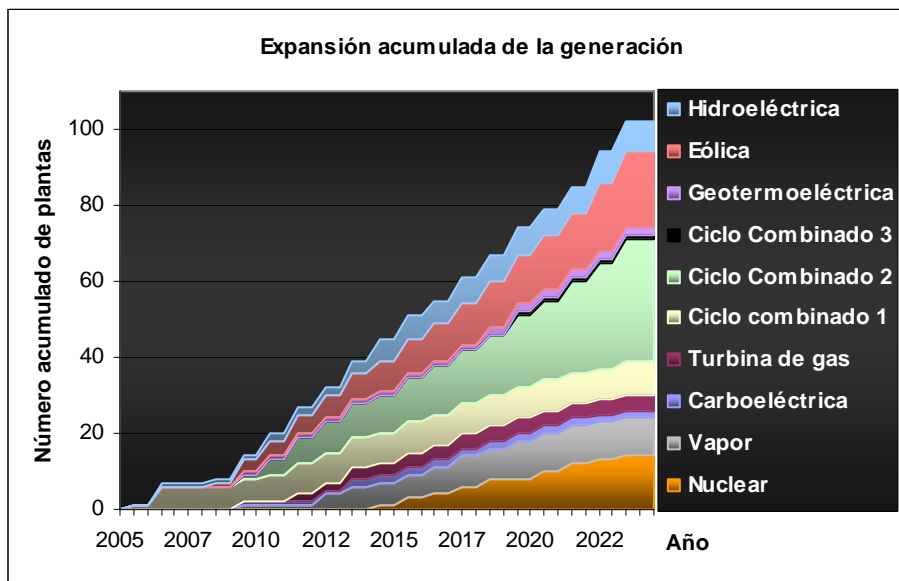
III.1. Adiciones de capacidad

De manera similar a lo anterior, la expansión óptima del sistema interconectado nacional obtenida para el plan diversificado limitado en gas natural y carbón, se presenta en las Gráficas 34 y 35: la Gráfica 34 presenta los bloques de capacidad requerida para cada año del estudio por tipo de tecnología, mientras que la Gráfica 35 presenta la repartición de la capacidad instalada por tipo de combustible al cierre del año 2024.

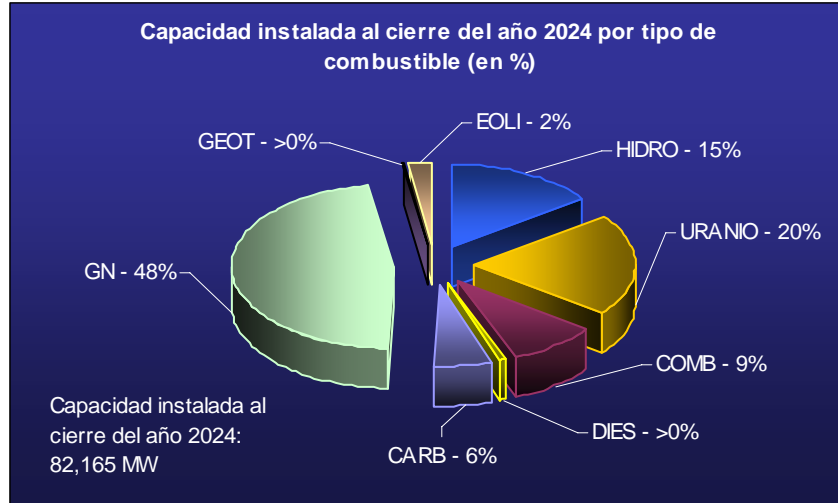
De la Gráfica 34 se nota que, a lo largo del estudio, la expansión se conforma de 42 centrales de ciclo combinado (9 de 565 MW, 32 de 755 MW y 1 de 755 MW funcionando a base de gas natural licuado), 20 centrales eólicas de 101 MW (incluye los proyectos La Venta III y Oaxaca I, II, III y IV en 2009, 2010, 2011 y 2012), 4 turbogás aeroderivadas a gas de 42 MW, 2 proyectos geotérmicos, 2 carboeléctricas, 10 centrales de vapor, 14 centrales nucleares y 8 centrales hidroeléctricas de las cuales están comprometidas tres: El Cajón de 750 MW, la repotenciación Infiernillo-Ampliación Villita de 600 MW y la Yesca de 750 MW.

Al limitar el número de las plantas que usan gas natural y carbón, las centrales nucleoelectricas resultan en efecto más atractivas para expandir el sistema eléctrico. Sin embargo, por razones técnicas y limitaciones de disponibilidad de sitios potenciales y con el objetivo de respetar el plan de expansión elaborado por CFE hasta el 2014, se abre la expansión a estos proyectos solamente a partir del 2015 y se limita el número de proyectos nucleares a dos por año en el periodo 2015-2024.

Como se observa en la Gráfica 35, la expansión del plan 3 es bastante diversificada y no depende de una sola tecnología o de un solo combustible. Aunque las tecnologías funcionando a base de gas natural sigan siendo las de mayor crecimiento a lo largo del estudio (representan 48% de la capacidad instalada al cierre del año 2024), las demás crecen también de manera significativa, en particular las que funcionan a base de uranio (20% de la capacidad instalada), energía hidroeléctrica (15%), combustóleo (9%), carbón (6%), y en menor grado las que funcionan a base de diesel (>0%), energía eólica (2%) y energía geotermoeléctrica (>0%).



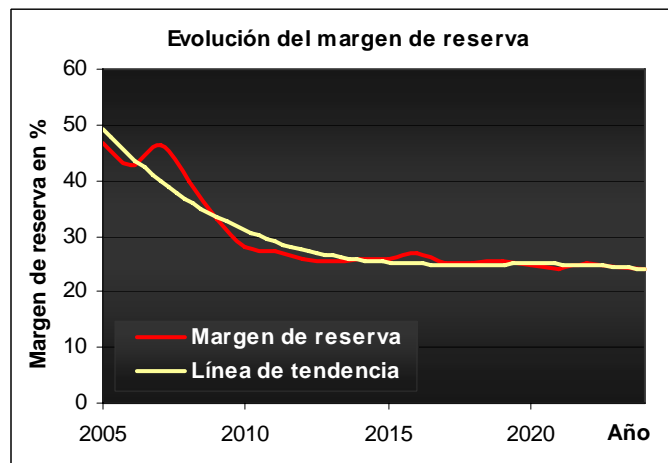
Gráfica 34: Expansión acumulada de la generación - Plan 3



Gráfica 35: Capacidad instalada al cierre del año 2024 por tipo de combustible - Plan 3

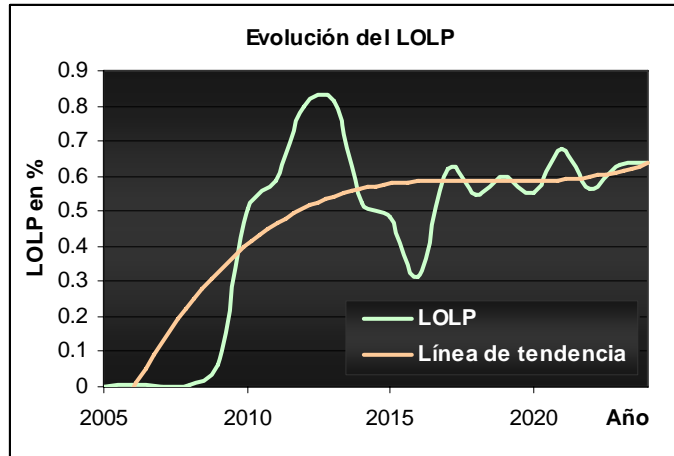
III.2. Evolución del margen de reserva, el LOLP y la energía no servida

Por las mismas razones, la evolución del margen de reserva del sistema es idéntica a aquella del plan de referencia hasta el 2009. Entre 2010 y 2014, como lo presenta la Gráfica 36, se mantiene alrededor de 26.5 % y, en el largo plazo, se reduce a un 25%.



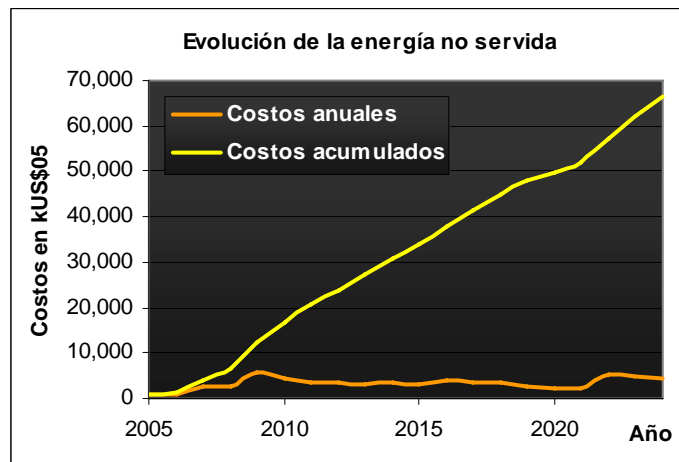
Gráfica 36: Evolución del margen de reserva - Plan 3

La evolución del LOLP a lo largo del estudio se presenta en la Gráfica 37. Como en el caso de referencia, se observa que el LOLP es casi nulo hasta el 2009 y se estabiliza rápidamente a un valor promedio de 0.59%.



Gráfica 37: Evolución del LOLP - Plan 3

Finalmente, la evolución de los costos anuales y acumulados de la energía no servida se presenta en la Gráfica 38. Se observa que el costo de la energía no servida es casi constante a lo largo del estudio de planeación, alcanzando un valor promedio de 3,331 miles de dólares del 2005. Por lo tanto, se puede considerar que el sistema es confiable.



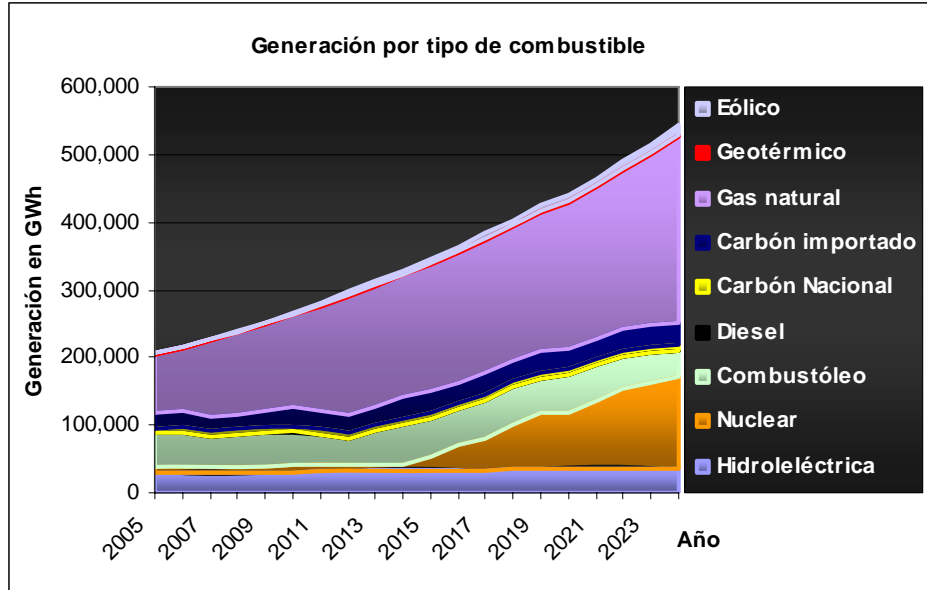
Gráfica 38: Evolución de la energía no servida - Plan 3

III.3. Generación por tipo de combustible

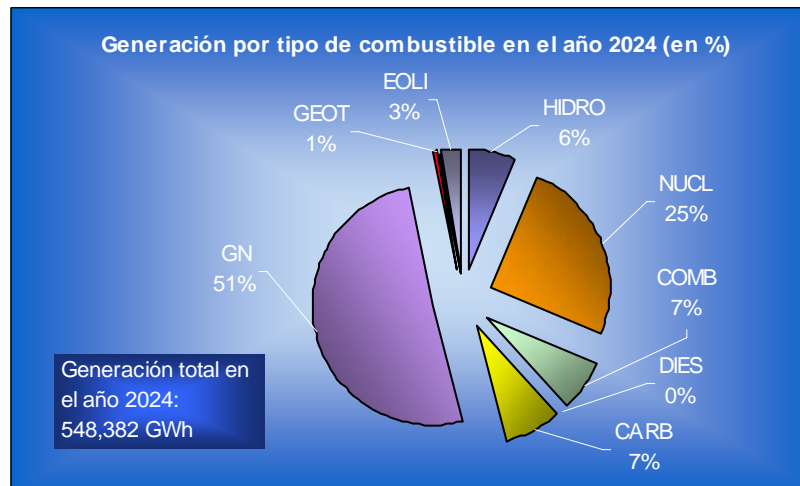
Las Gráficas 39 y 40 presentan respectivamente la evolución de la generación anual por tecnología y tipo de combustible en GWh y la contribución de cada tecnología a la generación eléctrica en el año 2024.

Se observa que la mitad de la electricidad producida se genera a partir de gas natural (51%), un cuarto a partir de energía nuclear, mientras el último cuarto se genera a partir de carbón (7%), combustóleo (7%) e hidráulicas (6%) con la participación del diesel (<1%) y de las energías eólica (3%) y geotérmica (1%).

Esta expansión es razonablemente diversificada: crece todavía en gran parte a base de ciclo combinado pero ya incluye en una buena proporción energías renovables y tecnologías eficientes como la nuclear.



Gráfica 39: Generación por tipo de combustible - Plan 3



Gráfica 40: Generación en el año 2024 en porcentaje por tipo de combustible - Plan 3

III.4. Costos de generación

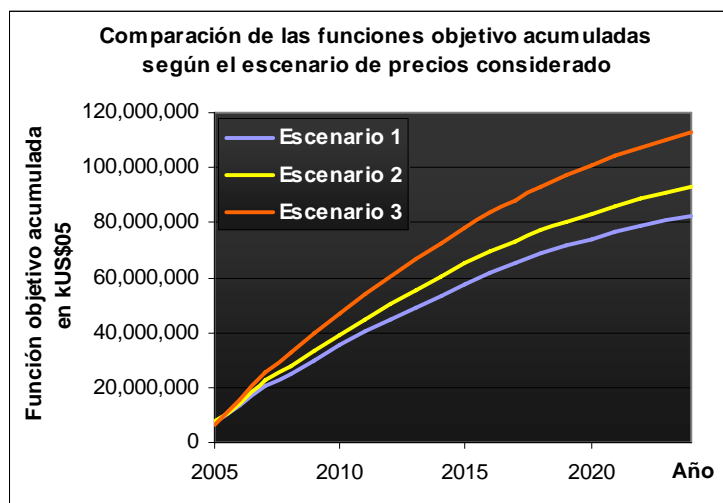
Finalmente, en la Tabla IX y la Gráfica 41, se reportan los costos de construcción, rescate, operación (combustible y O&M) y energía no servida en miles de dólares del 2005, así como la función objetivo acumulada para cada uno de los tres escenarios de precios.

Se puede observar que la función objetivo acumulada al año 2024 asciende a 82,508 millones de dólares en valor presente para el escenario E1, a 92,905 millones de dólares para el E2 y a 112,773 millones de dólares para el E3; es decir, a mayor incremento del precio de gas natural, más costoso es el plan de expansión pero no tanto como el plan de referencia ya que este plan es mucho más diversificado.

Ahora, si el precio de gas natural sube del precio fijado por el escenario E1 al fijado por el E2, el plan de expansión será 12.6% más costoso que lo que sería en el escenario base E1 (contra 16.2% en el caso del plan 1); y si sube al precio fijado por el escenario E3, el plan será 36.7% más costoso (contra 45.3% en el caso del plan 1). Por lo tanto, esta expansión está menos sujeta a las variaciones de precios de gas natural que la del plan 1, sin embargo habrá que seguir tomando en cuenta el riesgo asociado a la volatilidad de su precio, ya que más de la mitad de la generación proviene de los ciclos combinados.

Año	Costos anuales (kUS\$05)						Costos acumulados (kUS\$05)		
	Costos de construcción	Valor de rescate	Costos de la energía no servida	Costos de O&M			Función objetivo acumulada (kUS\$)		
				Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
2024	577,161.00	322,191.00	4,358.00	1,494,027.87	1,765,013.03	2,372,546.40	82,508,055.56	92,904,773.60	112,772,945.81
2023	661,675.00	318,537.00	4,858.00	1,590,873.80	1,867,147.89	2,494,822.37	80,754,699.69	90,880,429.57	110,141,327.41
2022	942,967.00	399,154.00	5,308.00	1,703,004.41	1,990,522.13	2,639,005.89	78,815,829.89	88,665,280.69	107,298,857.04
2021	984,049.00	361,060.00	2,139.00	1,839,714.88	2,148,402.01	2,829,881.22	76,563,704.48	86,125,653.55	104,110,986.15
2020	623,569.00	182,883.00	2,172.00	1,990,254.07	2,326,195.44	3,053,303.06	74,098,861.61	83,352,057.54	100,655,952.93
2019	1,262,625.00	344,168.00	2,806.00	2,094,785.35	2,454,489.13	3,194,662.22	71,665,749.54	80,583,025.11	97,159,768.87
2018	1,567,687.00	369,881.00	3,593.00	2,279,917.18	2,669,965.69	3,453,938.96	68,649,701.18	77,207,305.98	93,043,890.65
2017	985,425.00	193,723.00	3,653.00	2,489,380.94	2,932,468.43	3,777,582.22	65,168,385.01	73,335,921.28	88,388,542.69
2016	1,743,359.00	302,414.00	3,748.00	2,664,836.70	3,148,490.63	4,050,143.24	61,883,649.07	69,608,229.85	83,815,793.47
2015	1,566,872.00	242,882.00	3,149.00	2,932,410.19	3,473,585.38	4,432,720.15	57,774,119.37	65,015,068.22	78,320,946.23
2014	1,506,734.00	171,498.00	3,650.00	3,166,095.16	3,746,212.58	4,774,647.46	53,514,570.18	60,214,498.84	72,561,234.08
2013	1,138,425.00	100,604.00	3,290.00	3,366,429.72	4,006,734.88	5,135,073.31	49,009,589.02	55,129,625.26	66,447,914.62
2012	871,381.00	62,719.00	3,421.00	3,546,171.60	4,253,397.00	5,438,830.90	44,602,048.30	50,081,582.38	60,271,520.31
2011	1,328,995.00	92,756.00	3,716.00	3,751,739.70	4,442,534.70	5,629,907.42	40,243,793.70	45,015,891.38	54,020,393.41
2010	1,699,169.00	80,254.00	4,367.00	3,998,579.95	4,675,438.41	5,961,866.25	35,252,098.99	39,333,162.68	47,150,294.00
2009	116,698.00	677.00	5,843.00	4,368,336.41	5,082,340.58	6,576,044.53	29,630,237.04	33,034,443.27	39,565,142.74
2008	0.00	0.00	2,596.00	4,676,978.37	5,390,843.23	7,200,592.21	25,140,036.63	27,830,239.68	32,867,235.22
2007	2,225,748.00	82,951.00	2,473.00	5,100,667.32	5,777,788.39	7,896,757.74	20,460,462.26	22,436,800.45	25,664,048.01
2006	315,788.00	6,959.00	739.00	5,775,516.50	6,408,100.79	8,675,972.00	13,214,524.94	14,513,743.07	15,622,020.27
2005	0.00	0.00	747.00	7,128,693.43	7,795,328.27	6,635,733.27	7,129,440.43	7,796,075.27	6,636,480.27

Tabla IX: Evolución de los costos de construcción, valor de rescate, energía no servida, O&M y de la función objetivo - Plan 3



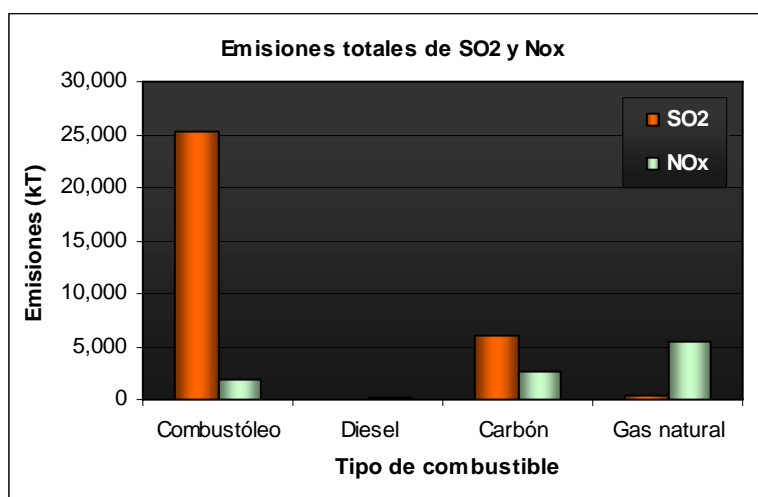
Gráfica 41: Funciones objetivo acumuladas según el escenario de precios considerado - Plan 3

III.5. Cantidad de emisiones generadas

Las Gráficas 43 y 44 presentan, respectivamente, las cantidades de SO₂ y NO_x emitidas a lo largo del estudio por tipo de combustible y por todas las centrales presentes en el sistema; mientras que la Gráfica 42 presenta las emisiones generadas por tipo de combustible en todo el horizonte.

De la Gráfica 42, se observa que el combustóleo es el combustible que por su combustión emite la mayor cantidad de SO₂, la cual alcanza 25,200 kT a lo largo del estudio. Le sigue el carbón que genera 6,077 kT y, luego, el gas natural y el diesel con 393 y 1.4 kT emitidas respectivamente.

Asimismo, se nota que el gas natural es responsable de la mayor cantidad de NO_x emitidos, ya que su combustión genera 5,543 kT. Le sigue el carbón con 2,638 kT, el combustóleo con 1,886 kT y el diesel con 102.6 kT.



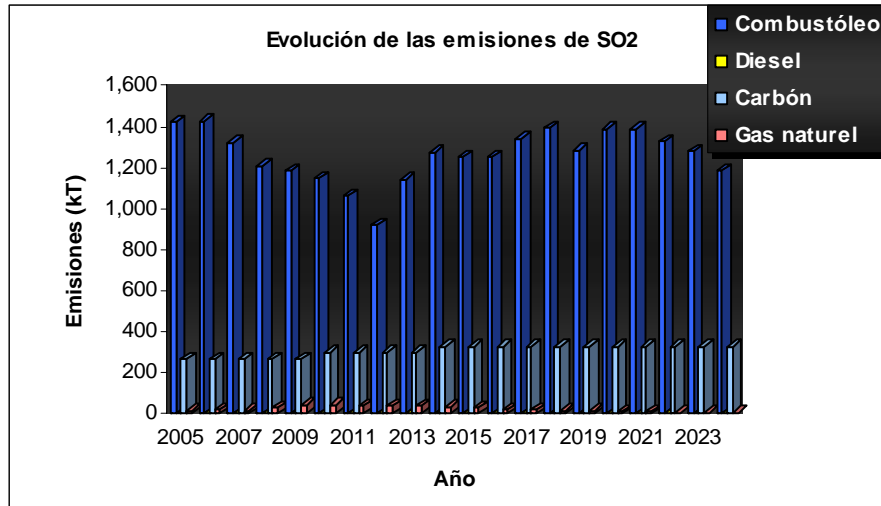
Gráfica 42: Emisiones acumuladas de SO₂ y NO_x por tipo de combustible - Plan 3

De la Gráfica 43 se observa que la cantidad de SO₂ emitida por la combustión del carbón y gas natural queda casi constante a lo largo del horizonte (en promedio 303 kT y 20 kT respectivamente), mientras la proveniente del diesel es casi inexistente (0.07 kT en promedio). En efecto, a lo largo del periodo de planeación, casi no aumenta el número de plantas carboeléctricas y unidades de turbogás y las emisiones generadas por los ciclos combinados son mínimas para que se note el impacto del crecimiento de dicha tecnología en las emisiones totales.

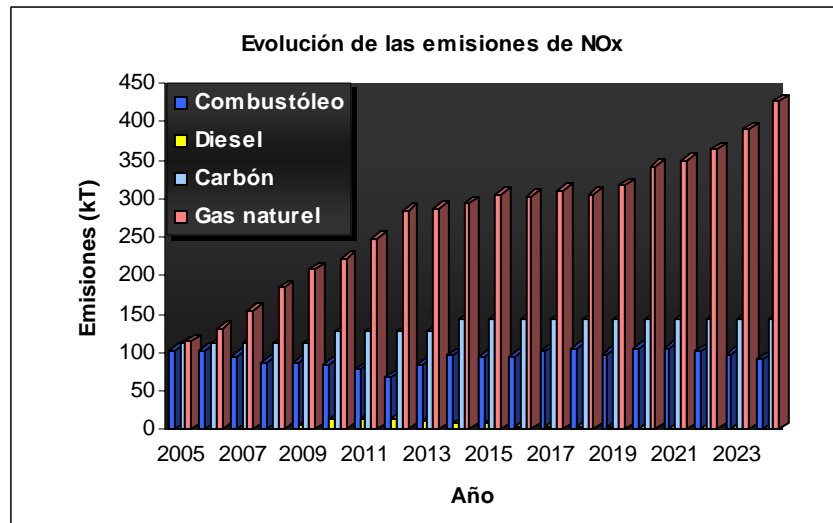
Por otro lado, las emisiones de SO₂ provenientes de la combustión del combustóleo también quedan casi constantes a lo largo del estudio, alcanzando un valor promedio de 1,260 kT. Esto se debe a que las plantas de vapor entran al sistema aproximadamente cuando las unidades ya existentes son retiradas por vencimiento de su vida útil.

Finalmente, de la Gráfica 44 se nota que las emisiones de NO_x provenientes de la combustión del carbón y del combustóleo quedan casi constantes a lo largo del estudio (en promedio 132 y 94 kT respectivamente), mientras las provenientes de la combustión del diesel son casi inexistentes (5.1 kT en promedio).

Por lo contrario, las emisiones provenientes de la combustión del gas natural aumentan debido a la adición de unidades de ciclo combinado: pasan de 115 kT en 2005, a 293 kT en 2014 y a 426 kT en 2024.



Gráfica 43: Evolución de las emisiones de SO₂ por tipo de combustible - Plan 3



Gráfica 44: Evolución de las emisiones de NO_x por tipo de combustible - Plan 3

III.6. Evaluación de la diversidad

Con base a lo anterior, se evaluó la diversidad del plan diversificado limitado en gas natural y carbón: se calculó un índice Shannon-Weiner de 1.2349 y un índice Herfindahl-Hirschman de 3,782.45. Esto implica que el sistema depende de tres tipos de combustibles, los cuales son gas natural, uranio y combustóleo, y tiene una diversificación similar al plan 2.

IV. COMPARACIÓN DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN

IV.1. Expansión del parque de generación

La Tabla X presenta la expansión acumulada al año 2024 de cada uno de los planes.

Se observa que el plan 1 crece principalmente a base de ciclo combinado (83% de la generación total), mientras los planes 2 y 3 son razonablemente diversificados, aunque todavía muy dependientes de la tecnología de ciclo combinado (58% y 51% de la generación total respectivamente).

Por razones de suministro y disponibilidad de combustibles y en términos de riesgo, los planes 2 y 3 son más atractivos.

Plantas candidatas		Expansión acumulada al año 2024										
		NUCL	VAPC	CARB	TGIG	CC1	CC2	CC3	GEOT	EOLI	HIDA	HIDB
Número de plantas	Plan 1	0	0	1	4	12	64	0	1	5	2	1
	Plan 2	4	21	11	3	8	32	1	2	20	4	4
	Plan 3	14	10	2	4	9	32	1	2	20	4	4

Tabla X: Expansión acumulada al año 2024 - Comparación de los planes

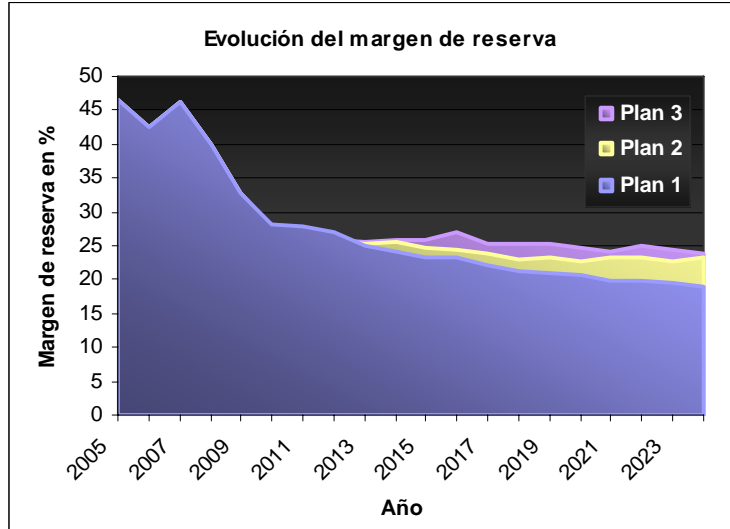
IV.2. Evolución del margen de reserva, el LOLP y la energía no servida

La Gráfica 45 presenta la evolución del margen de reserva de los tres planes de expansión a lo largo del estudio de planeación. Se observa que, hasta el 2014, la evolución del margen de reserva de los tres planes es similar pasando de 45.1% en promedio entre 2005 y 2007 a 36.3% en promedio entre 2008 y 2009 y a 26.5% en promedio entre 2010 y 2014. Entre 2015 y 2024, la evolución del margen de reserva de los planes sigue siendo similar, aunque el MR del plan 1 tiende a ser menor (21% en promedio) que aquellos de los planes 2 (23.4% en promedio) y 3 (25% en promedio).

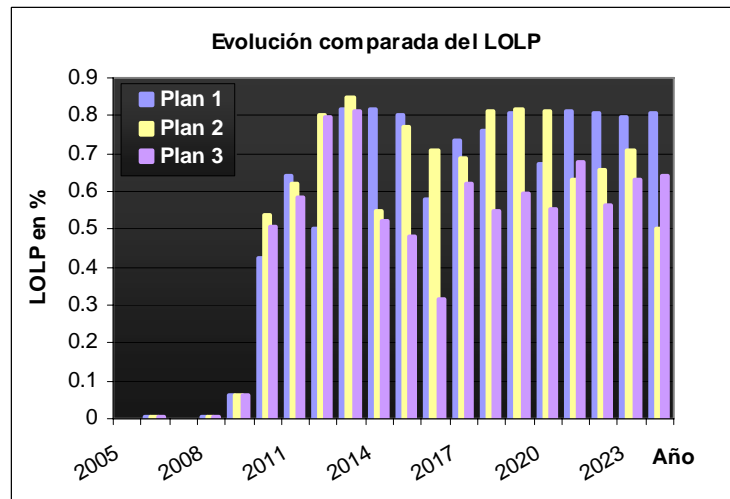
La Gráfica 46 presenta la evolución del LOLP de los tres planes de expansión a lo largo del estudio de planeación. Se observa que, hasta el 2014, la evolución del LOLP de los planes es similar: es de aproximadamente 0.015% en promedio en el periodo 2005-2009 y de 0.66% en el periodo 2010-2014. En el periodo 2015-2024, el LOLP del plan 3 baja a 0.56% en promedio, mientras el del plan 1 queda casi constante a un valor promedio de 0.75% y el del plan 2 disminuye de un valor promedio de 0.76% entre 2015-2020 a 0.62% entre 2021-2024.

La Gráfica 47 presenta la evolución del costo de la energía no servida a lo largo del estudio de planeación para los tres planes de expansión. Hasta el 2013, la evolución de la energía no servida de los tres planes es similar: la ENS anual promedio es de aproximadamente 3 millones de dólares. A partir del 2014 y hasta el 2024, la ENS anual promedio del plan 1 es de aproximadamente 2 millones de dólares, la del plan 2 de 2.3 millones de dólares y la del plan 3 de 3.5 millones de dólares.

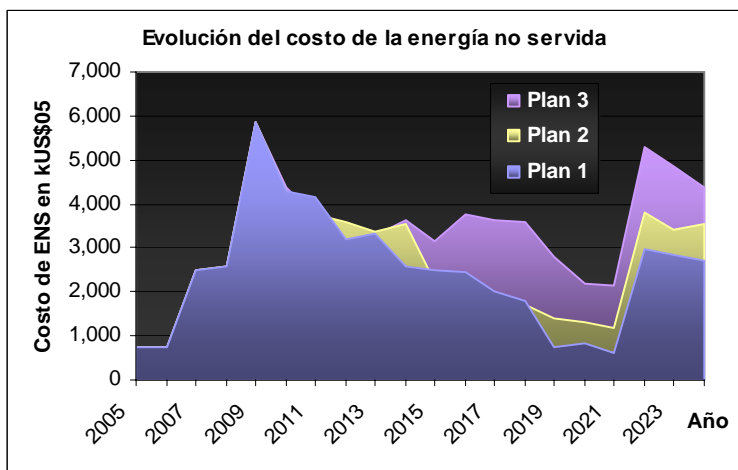
Por lo anterior, los planes 1 y 2 tienen el menor costo de ENS y el plan 3 tiene la menor probabilidad de pérdida de carga. Sin embargo, siendo mínimas las diferencias de LOLP y ENS, se puede considerar que los tres planes tienen un LOLP y un costo de ENS similares y, por lo tanto, que los tres son confiables.



Gráfica 45: Evolución del margen de reserva - Comparación de los planes



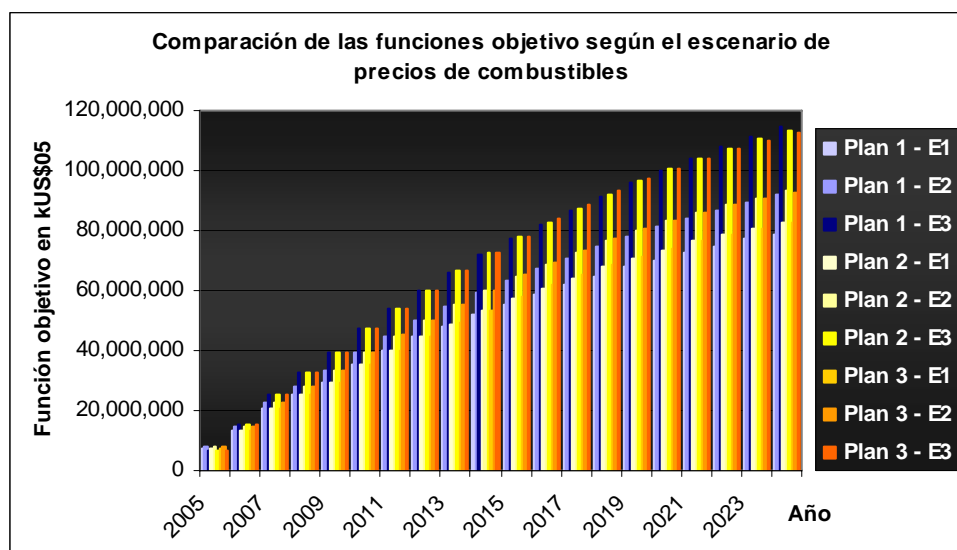
Gráfica 46: Evolución del LOLP - Comparación de los planes



Gráfica 47: Evolución de la energía no servida - Comparación de los planes

IV.3. Costos de generación

La Gráfica 48 compara la evolución de la función objetivo de los tres planes para cada uno de los escenarios de precios de combustibles. Se observa que, para cada uno de los escenarios de precios, los planes de expansión tienen un costo de generación similar a lo largo del estudio de planeación.



Gráfica 48: Funciones objetivo según el escenario de precios de combustibles
Comparación de los planes

No obstante, según la Tabla XI, se nota que:

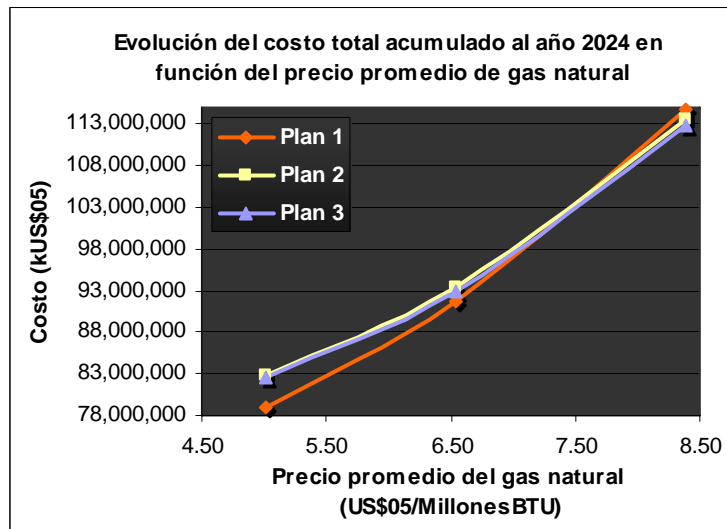
- Para el E1, el plan 1 es el más económico, mientras los planes 2 y 3 resultan 4.7% y 4.4% más caros respectivamente.
- Para el E2, los tres planes tienen un costo total de generación aproximadamente igual, aunque el plan 1 sea un poco más económico: los planes 2 y 3 son 1.6% y 1.2% más caros respectivamente.
- Para el E3, los tres planes tienen también un costo total de generación aproximadamente igual, aunque, esta vez, el plan 3 sea el más económico: los planes 1 y 2 son respectivamente 1.8% y 0.7% más caros.

Por lo tanto, en términos de costo total de generación, conviene recurrir al plan de expansión 1 para los escenarios E1 y E2 y al plan 3 para el escenario E3.

Plan	Función objetivo acumulada al 2024 (en miles de dólares del 2005)		
	E1	E2	E3
1	78,981,501	91,762,424	114,775,017
2	82,699,416	93,256,646	113,535,012
3	82,508,056	92,904,774	112,772,946

Tabla XI: Función objetivo acumulada al 2024 - Comparación de los planes

Ahora, según la Gráfica 49, el plan 1 es el más económico mientras el precio promedio de gas natural a lo largo del estudio de planeación sea menor que 7.24 US\$05/Millones de BTU, límite después del cual el plan 3 se vuelve el más económico. El plan 2 nunca es el más económico de los tres planes, sin embargo se vuelve más económico que el plan 1 cuando el precio promedio de gas natural es mayor que 7.56 US\$05/Millones de BTU.



Gráfica 49: Evolución del costo total acumulado al año 2024 - Comparación de los planes

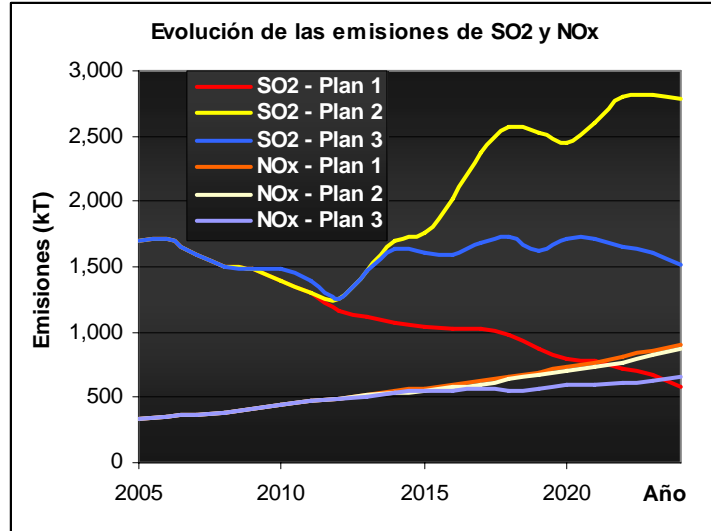
IV.4. Cantidad de emisiones generadas

En la Gráfica 50, se observa la evolución de las emisiones de SO₂ y NO_x generadas para cada uno de los planes de expansión.

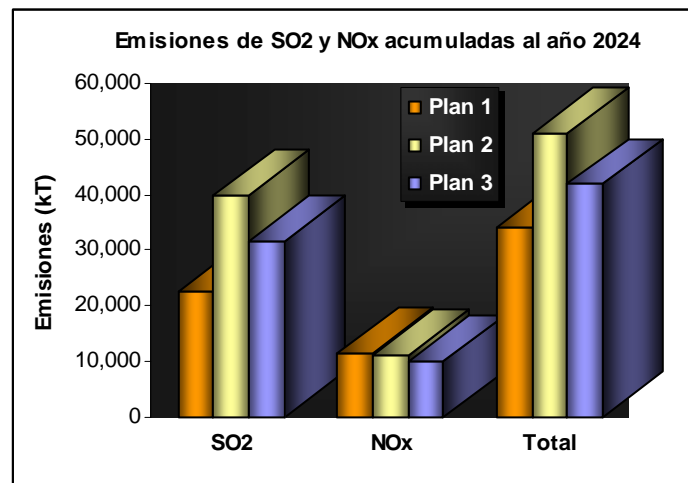
Se observa que, hasta el 2012, los tres planes generan la misma cantidad de SO₂. A partir del 2013 y hasta el 2024, las emisiones de SO₂ producidas por el plan 1 disminuyen siguiendo la misma tendencia que en el periodo anterior, pasando de 1110 a 580 kT. En el mismo periodo, las del plan 2 crecen rápidamente alcanzando un valor de 2780 kT en 2024; mientras las del plan 3 quedan casi constantes a un valor promedio de 1620 kT.

Por lo contrario, las emisiones de NO_x producidas a lo largo del estudio de planeación por los tres planes son muy similares, aunque el plan 3 genere menos emisiones que los demás a partir del 2018.

Por lo anterior y según la Gráfica 51, el plan que menos emite, tanto SO₂ como NO_x, es el plan 1 con 22,499.90 y 11,499.60 kT producidas respectivamente, es decir un total de 33,999.50 kT a lo largo del estudio de planeación. Le sigue el plan 3 con 31,671.30 kT de SO₂ y 10,171.20 kT de NO_x emitidas, es decir 41,842.50 kT en total y, finalmente, el plan 2 con 39,805.10 kT de SO₂ y 11,257.20 kT de NO_x emitidas, es decir 51,062.30 kT en total.



Gráfica 50: Evolución de las emisiones de SO₂ y NO_x - Comparación de los planes



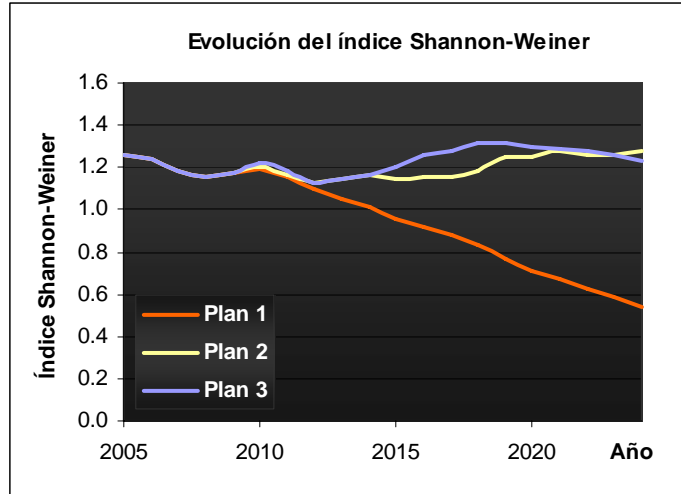
Gráfica 51: Emisiones acumuladas de SO₂ y NO_x al año 2024 - Comparación de los planes

IV.5. Diversidad

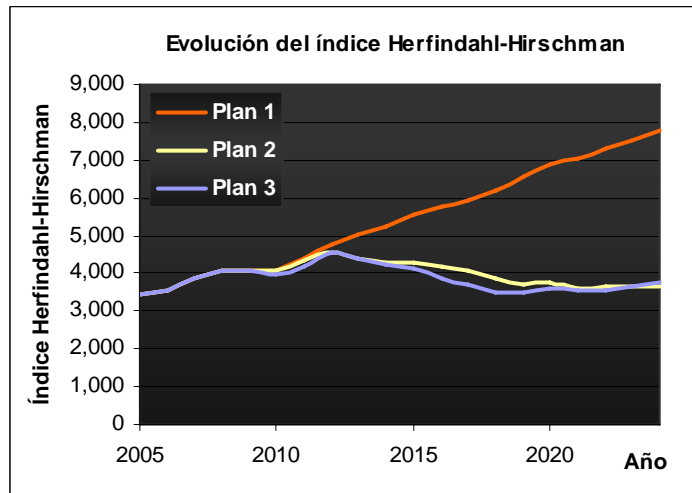
Por lo anterior y según las Gráficas 52 y 53, los planes 2 y 3 se caracterizan por un nivel de diversificación parecido, aunque el plan 2 lo sea un poco más, mientras que el plan 1 es muy concentrado y dependiente del gas natural.

Por otro lado, se puede notar de las gráficas que los tres planes presentan la misma diversificación hasta el 2009, ya que se abre la expansión del sistema a partir de este año.

Finalmente, al usar dos índices de diversidad, se encontraron los mismos resultados para los tres planes de expansión. Entonces, se puede considerar que los resultados no dependen de la selección del índice o, por lo menos, no en este caso. Por lo tanto, para no repetir la misma información, se usarán solamente los resultados obtenidos con el índice Shannon-Weiner en el análisis de decisión.



Gráfica 52: Evolución del índice Shannon-Weiner - Comparación de los planes



Gráfica 53: Evolución del índice Herfindahl-Hirschman - Comparación de los planes

Al mismo tiempo que muestran la dependencia creciente del sistema eléctrico al gas natural, los resultados de la expansión y del análisis de diversidad revelan claramente la necesidad de tomar en cuenta el riesgo asociado a las variaciones de su precio. A continuación, se evalúa entonces el riesgo asociado a cada plan, así como las externalidades asociadas a las emisiones de contaminante. Así, se podrá determinar, mediante un análisis de decisión, el plan óptimo de los tres planes de expansión desarrollados en términos de costo, riesgo, emisiones y diversidad.



I. EVALUACIÓN DE LAS EXTERNALIDADES ASOCIADAS A LAS EMISIONES DE SO₂ Y NO_x

I.1. Consideraciones

A fin de evaluar las externalidades asociadas a las emisiones de SO₂ y NO_x de los tres planes de expansión desarrollados, se usaron los resultados de costos por tonelada de contaminante emitida provenientes del estudio “Evaluación de las externalidades ambientales de la generación termoeléctrica en México”¹. En este estudio se realizó en efecto una primera evaluación de los niveles de concentración de partículas, SO₂ y NO_x, de sus efectos en la salud y de las externalidades ambientales asociadas, sin incluir las emisiones “corriente arriba”², ni las resultantes de la exploración, producción y transporte de los combustibles. Para eso, se usó la *Metodología Vías de Impacto del proyecto ExternE* de la Unión Europea³, así como el modelo *Simplified Approach for Estimating Impacts of Electricity Generation* (SIMFACTS) del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA). En particular, para estimar las externalidades asociadas a la generación de electricidad en termoeléctricas, se seleccionaron 11 zonas del país, en las cuales se encuentran las 13 mayores plantas que utilizan carbón o combustóleo como combustible. Estas plantas generaron cerca de la mitad del total de la electricidad producida en el país en el año 2000 y se ubican en las siguientes localidades: Río Escondido, Tuxpan, Manzanillo, Petacalco, Tula, Salamanca, Altamira, Puerto Libertad, Mazatlán, Rosarito (Tijuana) y Samalayuca (Cd. Juárez), de las cuales las zonas de Tula, Salamanca, Altamira, Rosarito y Samalayuca se denominan “Zonas Críticas” en la NOM-085-SEMARNAT-1994. Se precisa que en Manzanillo y Río Escondido se registraron dos centrales, por lo que el estudio incluye realmente 13 plantas de generación. Por otro lado, se nota que las centrales termoeléctricas convencionales de Tuxpan, Manzanillo, Tula, Salamanca, Altamira, Puerto Libertad, Mazatlán, Rosarito y Samalayuca funcionan a base de combustóleo con un contenido de azufre de entre 3.5 y 4%, mientras que las centrales carboeléctricas de Río Escondido-Carbón II funcionan a base de carbón con un contenido de azufre de 1% y la central dual de Petacalco funciona a base de combustóleo y carbón con los mismos contenidos de azufre.

Dicho estudio utilizó información del año 2000 como referencia para evaluar los costos de externalidades. Por lo tanto, para incorporarlos al presente estudio, se escalaron al año 2005 usando la tasa de inflación del dólar entre 2000 y 2005 dada por el banco nacional de Estados Unidos, es decir una tasa de 13%.

En la Tabla XII y la Gráfica 54, se presentan los costos en dólares del 2005 por tonelada de SO₂ y NO_x emitida para cada una de las plantas mencionadas anteriormente.

¹ SEMARNAT, CEPAL, Nov. 2004, “Evaluación de las Externalidades Ambientales de la Generación Termoeléctrica en México”, LC/MEX/L.644, México, 59 páginas.

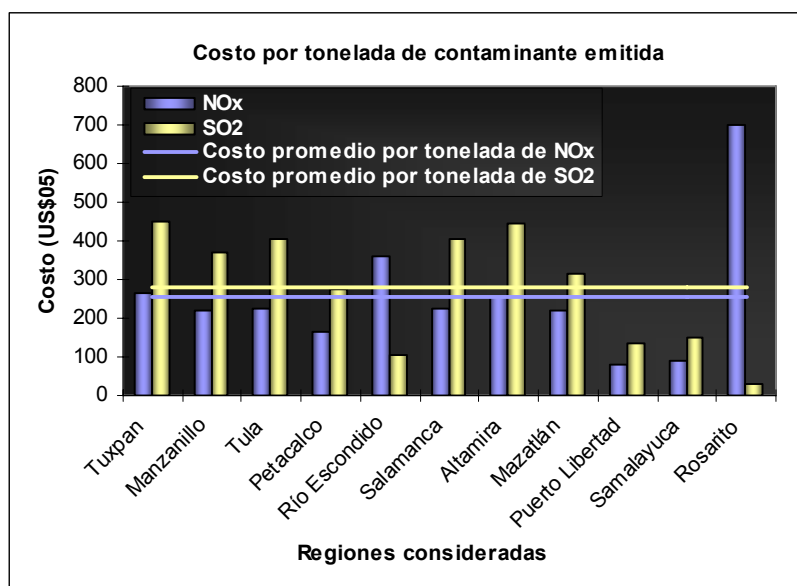
² Emisiones provenientes de todas las actividades que se realizaron antes del proceso de generación eléctrica (por ejemplo, provenientes de la construcción de la planta, el transporte del material necesario, etc.).

³ European Commission, Directorate-General XII, Science, Research and Development, Nov. 1997, “ExterneE - Externalities of Energy - National Implementation in Germany”, EUR 18271, 116 páginas.

European Commission, Community Research, 2005, “ExterneE - Externalities of Energy - Methodology 2005 Update”, EUR 21951, 287 páginas.

Costo por tonelada de contaminante emitida		
Región	Dólares del 2005 / tonelada	
	SO ₂	NO _x
Tuxpan	448.61	265.55
Manzanillo	370.64	218.09
Tula	405.67	224.87
Petalcalco	275.72	162.72
Río Escondido	105.09	360.47
Salamanca	406.80	226.00
Altamira	446.35	256.51
Mazatlán	314.14	218.09
Puerto Libertad	136.73	81.36
Samalayuca	149.16	88.14
Rosarito	31.64	699.47

Tabla XII: Costo por tonelada de SO₂ y NO_x emitida



Gráfica 54: Costo por tonelada de contaminante emitida

De ellas, se observa que el costo promedio por emitir SO₂ es mayor que el costo promedio por emitir NO_x o, dicho de otra manera, que las emisiones de SO₂ tienen mayores repercusiones en la salud humana que las de NO_x, y se nota que los costos varían de una planta a otra.

El costo por tonelada de contaminante emitida depende en efecto de varios parámetros, entre los cuales se destacan: las condiciones geológicas (región montañosa o plana, en altitud o al nivel del mar, etc.), climáticas (temperatura promedio del sitio, estabilidad atmosférica de la región, etc.), meteorológicas (velocidad y dirección del viento) y poblacionales del sitio (densidad de población local y regional y proximidad de la fuente emisora), así como los impactos en la salud y los niveles de generación de las plantas. Asimismo, los costos más elevados se presentaron en las plantas de Tuxpan, Manzanillo, Tula y Petacalco, que son las centrales de mayor emisión del país, mientras los más bajos fueron los de Rosarito, Samalayuca y Puerto Libertad, que tienen menores niveles de generación. Estos costos dependen en gran medida de la densidad de población en el área de impacto, siendo las plantas de Puerto Libertad y Río

Escondido-Carbón II las que tienen menos población en su área de impacto local, mientras las áreas de impacto de Tula, Salamanca, Rosarito y Altamira son las más pobladas.

Ahora, como el modelo WASP-IV calcula la cantidad de emisiones de SO₂ y NO_x emitidas por todas las plantas del sistema para cada año del estudio, no se puede aplicar un costo diferente para cada planta termoeléctrica. Además, los únicos datos de externalidades calculados para México provienen del estudio citado anteriormente, por lo que no se disponen de datos para las tecnologías de ciclo combinado y turbogás. Por consiguiente, se tuvo que usar la misma externalidad para todas las plantas termoeléctricas, aún cuando los impactos de cada una son distintos y, para eso, se calculó el costo promedio por tonelada de contaminante emitida a partir de los costos anteriores. Como se presenta en la Tabla XIII y la Gráfica 54, se encontró para el SO₂ un valor de 280.96 US\$05 por tonelada emitida y para el NO_x 254.66 US\$05 por tonelada emitida.

Costo promedio por tonelada de contaminante emitida en dólares del 2005 / tonelada	
SO ₂	NO _x
280.96	254.66

Tabla XIII: Costo promedio por tonelada de SO₂ y NO_x emitida

En este estudio, se estimó también el costo específico por kWh por planta, el cual oscila entre 0.12 y 0.83 centavos de dólar del 2000, es decir entre 0.13 y 0.93 centavos de dólar del 2005, usando la tasa de inflación del dólar entre 2000 y 2005 señalada anteriormente. Los valores más bajos correspondieron a Puerto Libertad, Samalayuca y Rosarito, y los más altos a Altamira, Salamanca y Tuxpan. Así, el valor ponderado del costo externo en razón de la producción de las 13 centrales es de 0.50 centavos de dólar del 2000 por kWh, es decir 0.56 centavos de dólar del 2005 por kWh.

Estos valores son consistentes con los resultados presentados en los reportes de los proyectos *ExternE* de la Comisión Europea⁴. En efecto, los costos externos para la producción eléctrica calculados para Alemania en 2003, correspondientes únicamente a los efectos en la salud humana, oscilan entre 0.14 y 0.87 centavos de dólar del 2005 por kWh según la tecnología de generación considerada⁵.

Obviamente, estos datos conllevan un alto grado de incertidumbre, debido a la cantidad de variables involucradas y a los diferentes supuestos planteados; particularmente con respecto a las relaciones causales entre un contaminante y su impacto en la salud, a los costos asignados para cuantificar los casos de mortalidad y morbilidad, a la ausencia de información meteorológica detallada, a la complejidad del terreno y a la incertidumbre en los modelos de simulación de la dispersión atmosférica.

Por lo anterior, no se incorporarán estos costos a los costos totales de generación para que la incertidumbre que conllevan no afecte los resultados de la planeación. Sirven solamente a relacionar las emisiones de SO₂ y NO_x calculadas con el modelo WASP-IV para considerarlas como un solo parámetro expresado en términos de costo. Sin embargo, permitirán evaluar qué tanto aumentarían los costos de generación si se consideraran los costos externos asociados al impacto de la producción eléctrica en la salud humana. Esta información es en efecto importante si se pretendiera internalizar la externalidad por medio de impuestos directos por tonelada de emisión de contaminantes.

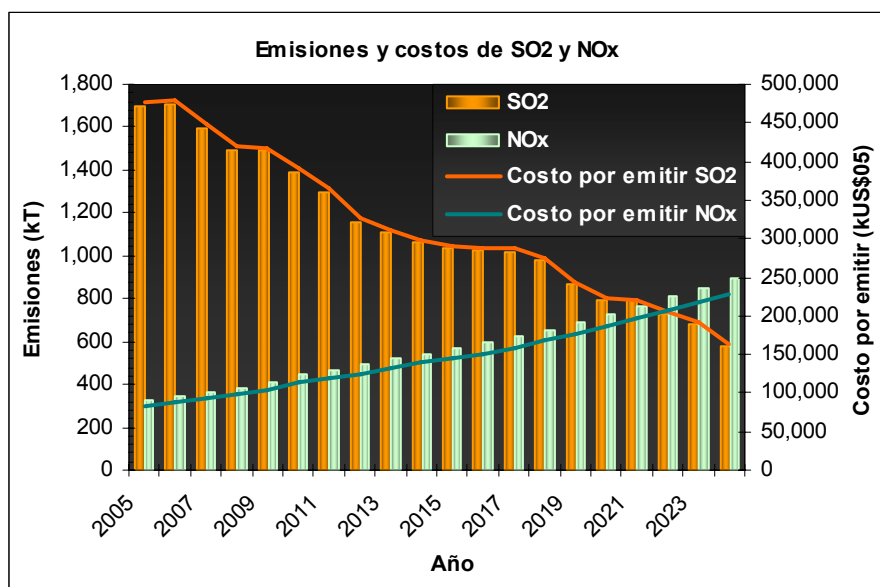
⁴ <http://www.externe.info/>

⁵ European Commission, Community Research, 2003, "External Costs - Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport", EUR 20198, 28 páginas.

1.2. Plan de referencia

A partir de la cantidad de emisiones calculadas con el modelo WASP-IV (Capítulo III) y de las consideraciones y costos anteriores, se calcularon las externalidades asociadas a las emisiones de SO₂ y NO_x generadas por el plan de referencia.

La Gráfica 55 presenta la evolución de los costos asociados a las emisiones de SO₂ y NO_x a lo largo del estudio de planeación, los cuales, con las consideraciones usadas, son proporcionales a las emisiones generadas. Asimismo se encontró que, en todo el horizonte de planeación, las externalidades acumuladas asociadas a las emisiones de SO₂ y NO_x alcanzan respectivamente 6,321,571.9 miles de dólares del 2005 (kUS\$05) y 2,928,488.1 kUS\$05, es decir un total de 9,250,060 kUS\$05. Éste representa el 11.7, 10 y 8% del costo total de generación del plan 1, calculado con el modelo WASP-IV para los escenarios de precios de combustibles E1, E2 y E3, respectivamente. Estos valores podrían ser el incremento en los precios de referencia si se internalizaran los costos de las externalidades en los de generación, bajo un escenario de estimados bajos⁶.



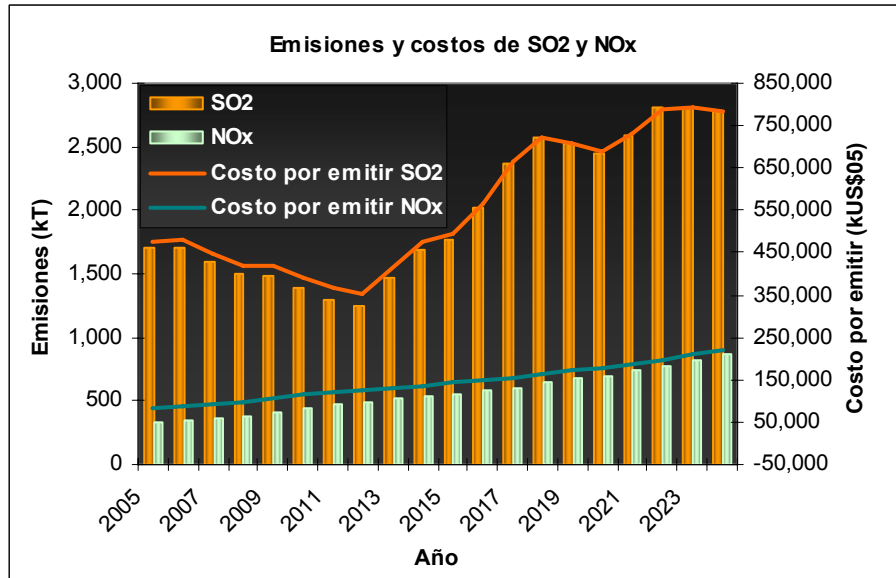
Gráfica 55: Emisiones y costos de SO₂ y NO_x - Plan 1

1.3. Plan diversificado limitado en gas natural

De manera similar al plan de referencia, se calcularon las externalidades asociadas a las emisiones de SO₂ y NO_x generadas por el plan 2, diversificado limitado en gas natural.

Como se presenta en la Gráfica 56, se encontró que las externalidades acumuladas al año 2024 asociadas a las emisiones de SO₂ y NO_x alcanzan respectivamente 11,183,640.9 kUS\$05 y 2,866,758.6 kUS\$05, es decir un total de 14,050,399.4 kUS\$05. Éste representa el 16.9, 15 y 12.4 % del costo total de generación del plan 2, calculado con el modelo WASP-IV para los escenarios de precios de combustibles E1, E2 y E3, respectivamente.

⁶ Según el estudio de la SEMARNAT titulado “Evaluación de las Externalidades Ambientales de la Generación Termoeléctrica en México”, las externalidades se evaluaron bajo un escenario de estimados bajos.

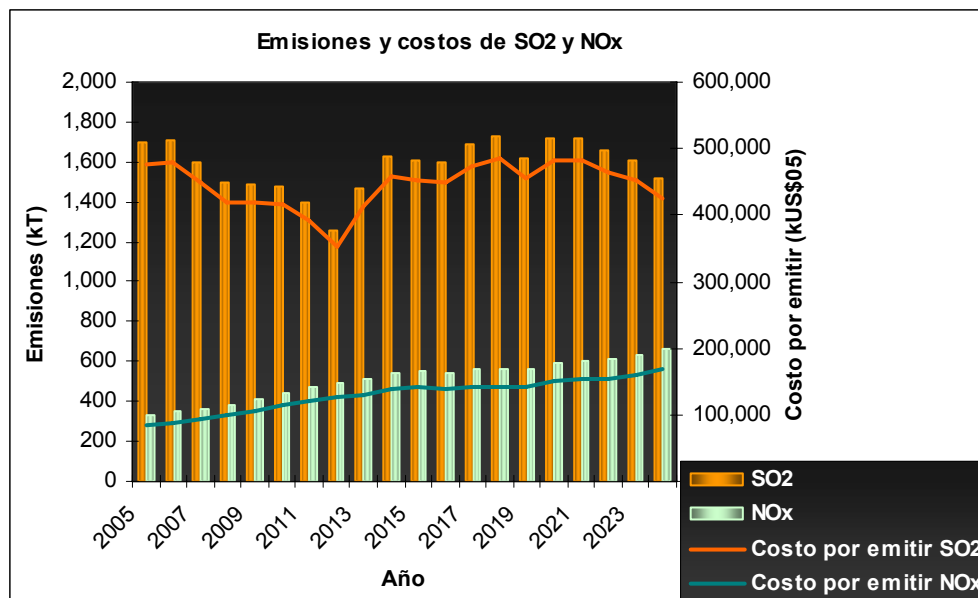


Gráfica 56: Emisiones y costos de SO_2 y NO_x - Plan 2

1.4. Plan diversificado limitado en gas natural y carbón

Finalmente, se calcularon las externalidades asociadas a las emisiones de SO_2 y NO_x generadas por el plan diversificado limitado en gas natural y carbón.

Como se presenta en la Gráfica 57, se encontró que las externalidades acumuladas al año 2024 asociadas a las emisiones de SO_2 y NO_x alcanzan respectivamente 8,898,368.4 kUS\$05 y 2,590,197.8 kUS\$05, es decir un total de 11,488,566.2 kUS\$05. Éste representa el 13.9, 12.3 y 10.2 % del costo total de generación del plan 3, calculado con el modelo WASP-IV para los escenarios de precios de combustibles E1, E2 y E3, respectivamente.



Gráfica 57: Emisiones y costos de SO_2 y NO_x - Plan 3

A continuación, para representar la cantidad de emisiones generadas por cada uno de los planes de expansión así como sus externalidades, se considerarán únicamente las externalidades totales acumuladas al año 2024, es decir: 9,250,060 kUS\$05 para el plan 1, 14,050,399.4 kUS\$05 para el 2 y 11,488,566.2 kUS\$05 para el 3.

II. EVALUACIÓN DEL RIESGO

Como se presentó anteriormente, el único riesgo que se toma en cuenta en este trabajo es el riesgo asociado a la volatilidad del precio de gas natural. Éste se midió calculando la diferencia entre los costos más altos y más bajos de cada plan de expansión (P_i), obtenidos cada uno para un escenario de precios de combustibles (E1, E2 y E3), como se presenta a continuación:

$$Riesgo(P_i) = Costo_{MAX}(P_i)_{E_j} - Costo_{MIN}(P_i)_{E_k} \dots\dots Con(i) = (1\dots3)y(j \neq k)$$

Donde i representa el número del plan considerado, es decir el plan 1, 2 o 3; y E_j y E_k los escenarios de precios correspondientes.

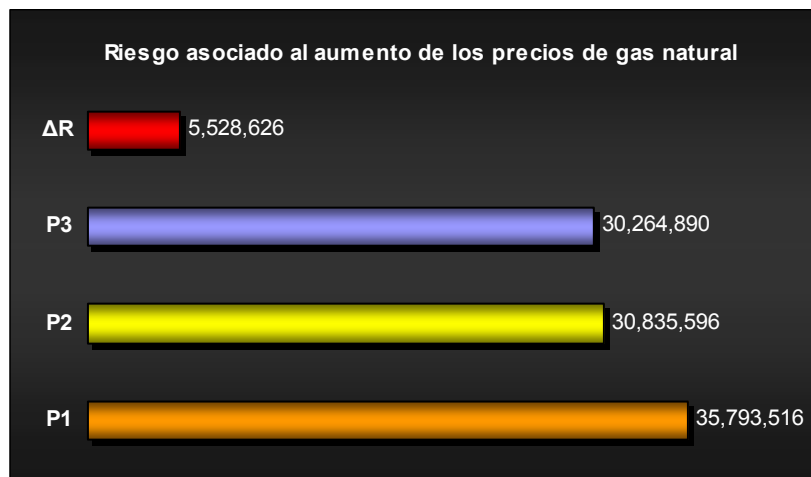
Como, en este estudio, el menor costo acumulado al año 2024 ocurre para el escenario de precios de combustibles E1 para los tres planes de expansión y el mayor costo ocurre para el escenario E3, el $Costo_{MAX}$ corresponde al costo acumulado del plan calculado para el E3 y el $Costo_{MIN}$ al costo acumulado calculado para el E1. Por lo tanto, el riesgo representa qué tanto aumentaría el costo total del plan, acumulado al año 2024, si el precio del gas natural crece del precio fijado por el E1 al fijado por el E3.

Se nota que, en este caso, el riesgo se expresa en dólares americanos, sin embargo se considerará a continuación como un número adimensional.

Por otro lado, se calculó el riesgo relativo ΔR , el cual mide qué tan grande es la diferencia entre el plan de mayor riesgo y el de menor riesgo:

$$\Delta R = Riesgo_{MAX}(P_i) - Riesgo_{MIN}(P_j) \dots\dots\dots Con(i, j) = (1\dots3)y(i \neq j)$$

Donde P_i es el plan de mayor riesgo y P_j el de menor riesgo asociado.



Gráfica 58: Riesgo asociado a los planes 1, 2 y 3

La Gráfica 58 presenta los riesgos calculados para cada uno de los tres planes de expansión: para el plan 1 se encontró un riesgo de 35,793,516, para el 2 de 30,835,596 y para el 3 de 30,264,890. Por lo tanto, el plan de mayor riesgo asociado es el plan 1, lo que era predecible ya que crece principalmente a base de ciclo combinado y es poco diversificado, mientras el plan de menor riesgo asociado es el 3. El riesgo relativo calculado para los planes 1 y 3 es de 5,528,626, es decir que expandir el sistema de generación siguiendo el plan 1 es potencialmente 18.3% más arriesgado que expandirlo con base al plan 3. Por otro lado, se nota que los riesgos asociados a los planes 2 y 3 son parecidos: esto se debe principalmente a que los dos presentan el mismo esquema de diversidad.

III. ANÁLISIS DE DECISIÓN

III.1. Metodología

Como se presentó anteriormente, cada plan de expansión se caracteriza por cuatro parámetros o indicadores, los cuales son:

- *Su costo total acumulado al año 2024* obtenido por el escenario de precios de combustibles E1.
- *Su nivel de emisión*: se considerarán los costos totales o externalidades asociadas a las emisiones de SO₂ y NO_x producidas por todas las plantas del sistema.
- *Su diversidad*: se mide mediante el cálculo del índice Stirling.
- *Su riesgo* que, en este caso, se mide calculando la diferencia entre los costos acumulados más altos y más bajos obtenidos para los diferentes escenarios de precios de combustibles.

En base a esos indicadores se definieron cuatro criterios, los cuales definen al plan óptimo:

- *Menor costo*,
- *Menor emisión* (y entonces menor costo asociado),
- *Más diversificado* (por lo tanto mayor índice Stirling) y
- *Menor riesgo*.

Ahora, lo más seguro es que no haya un plan óptimo en términos de todos los criterios, sino varios planes óptimos según el criterio considerado. Sin embargo, se quiere encontrar el plan que supera a los demás en términos de todos los criterios, aunque no sea el óptimo en todos y cada uno de los cuatro criterios. Por lo tanto, se van a relacionar los criterios por pares y buscar el plan óptimo en términos de estos dos criterios, aplicando el criterio de Savage o de mínimo arrepentimiento. Una vez que se tengan estos planes óptimos, se podrá entonces determinar cuál plan supera a los demás en términos de los cuatro criterios y, así, determinar el plan óptimo en términos de costo, emisiones, diversidad y riesgo.

En este caso, el arrepentimiento se asocia a la distancia métrica que separa cada plan al plan considerado como referencia. Por lo tanto, el arrepentimiento mínimo corresponde a la distancia métrica mínima y el plan más cercano geoméricamente al plan de referencia es el óptimo en términos de los dos criterios estudiados.

El plan tomado como referencia corresponde al plan ideal que se podría obtener para estos dos criterios, es decir al plan que tenga por coordenadas los valores mínimos de abscisa y ordenada de los planes estudiados, tomados de manera aislada. Dicho de otra manera, si se quiere comparar los planes en cuanto a riesgo y costo, el plan de referencia tendría por coordenadas los valores mínimos de costo y riesgo de los tres planes.

Según lo calculado anteriormente ya se sabe que:

- El *plan 1* es el más económico y el que menos emite SO₂ y NO_x.
- El *plan 2* es el más diversificado.
- El *plan 3* es el de menor riesgo.

Por lo tanto, no hay un plan óptimo en términos de todos los criterios. Entonces se van a relacionar los criterios por pares y buscar el plan óptimo en términos de estos dos criterios. Dado que cada plan se caracteriza por cuatro parámetros, se tendrán seis pares diferentes de criterios y, al final, seis planes óptimos. De allí, se buscará el plan óptimo en términos de todos los criterios.

Por otro lado, dado que el orden de magnitud de cada parámetro es diferente, se decidió normalizar los valores asociados a cada criterio obtenidos para los tres planes, con el fin de que esta diferencia no interfiera en el cálculo de la distancia geométrica que separa cada uno de los planes al de referencia y, por lo tanto, en la selección del plan óptimo en términos de cada par de criterios. Así, para cada parámetro, se normalizaron los valores obtenidos para cada uno de los planes de expansión desarrollados simplemente dividiendo cada uno de estos valores por el mayor valor encontrado para este criterio:

$$ValorNormalizado(P_i, C_j) = \frac{ValorObtenido(P_i, C_j)}{MayorValorObtenido(C_j)}$$

Donde P_i = Plan considerado i (es decir el plan 1, 2 o 3) y C_j = Criterio considerado j (es decir el costo, el riesgo, la diversidad y la cantidad de emisiones).

Por lo tanto, los valores normalizados asociados a cada parámetro y cada plan que se considerarán a continuación son adimensionales y comprendidos entre 0 y 1. Estos se presentan en la Tabla XIV.

Parámetros considerados	Valores normalizados obtenidos para cada plan		
	Plan 1	Plan 2	Plan 3
Costo	0.9550	1.0000	0.9977
Riesgo	1.0000	0.8615	0.8455
Diversidad	0.4208	1.0000	0.9696
Emisiones	0.6583	1.0000	0.8177

Tabla XIV: Valores normalizados de costo, riesgo, diversidad y emisiones

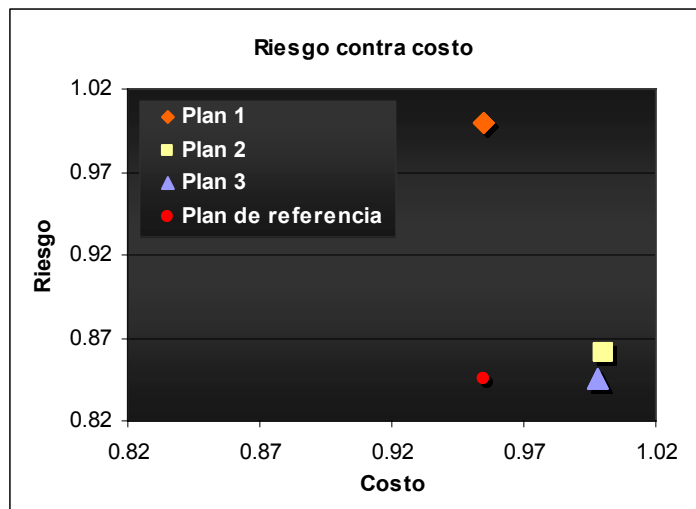
III.2. Aplicación del análisis

En la Gráfica 59 se comparan los tres planes de expansión en términos de costo y riesgo.

Se puede observar que el costo asociado a cada plan corresponde al costo acumulado al año 2024 obtenido para el escenario de precios de combustibles E1, es decir la proyección de precios más baja de las tres consideradas. En las gráficas que se presentarán a continuación, cuando se hablará del costo de un plan, siempre se referirá a este costo.

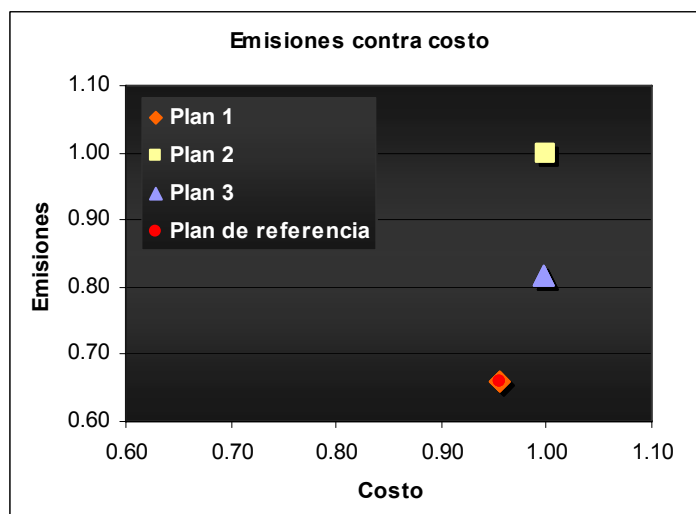
En este caso, el plan de referencia tiene por coordenadas el costo del plan 1 y el riesgo del plan 3, es decir los valores mínimos de costo y riesgo de los tres planes de expansión tomados de manera aislada.

Con estas consideraciones, se observa que el plan óptimo en términos de costo y riesgo, es decir el más cerca geoméricamente al plan de referencia, es el plan 3, mientras que el segundo plan óptimo es el 2 y el tercero el 1.



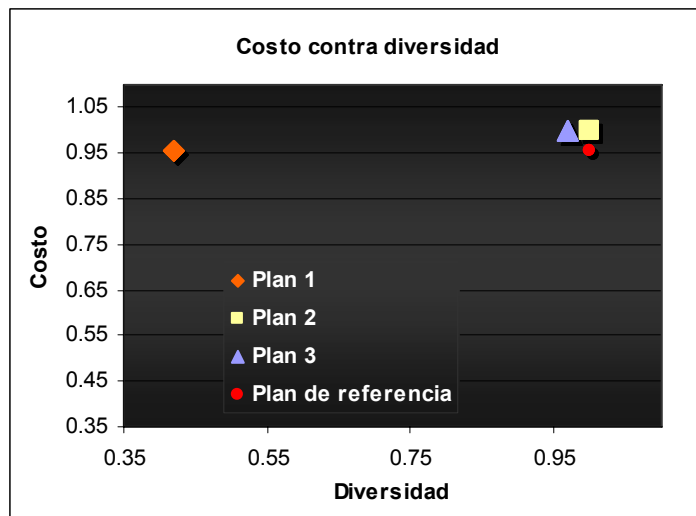
Gráfica 59: Riesgo contra costo

En la Gráfica 60 se comparan los tres planes de expansión en términos de costo y emisiones. En este caso, el plan de referencia tiene por coordenadas el costo y las emisiones del plan 1, por lo que el plan 1 es óptimo. El segundo plan óptimo es el 3, seguido por el 2.



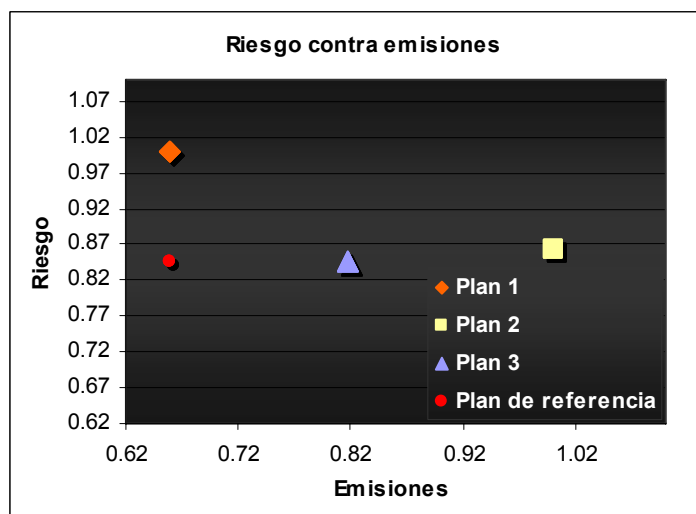
Gráfica 60: Emisiones contra costo

En la Gráfica 61 se comparan los tres planes de expansión en términos de costo y diversidad. En este caso, el plan de referencia tiene por coordenadas la diversidad del plan 2 y el costo del plan 1. Con estas consideraciones, se observa que el plan óptimo es el 2, mientras el segundo plan óptimo es el 3 y el tercero el 1.



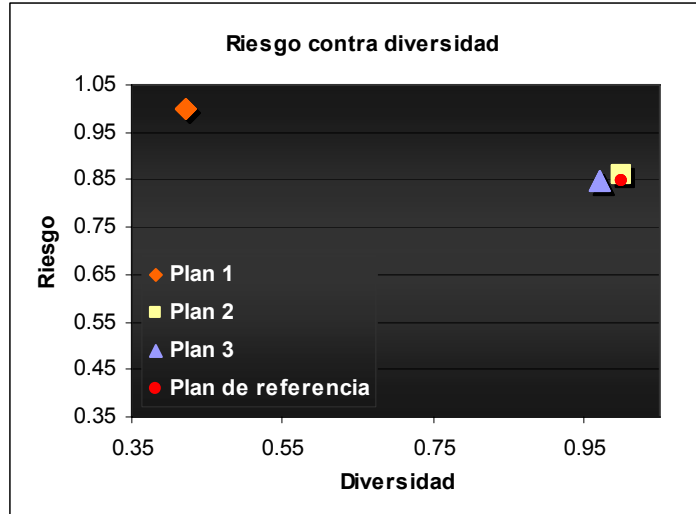
Gráfica 61: Costo contra diversidad

En la Gráfica 62 se comparan los tres planes de expansión en términos de riesgo y emisiones. En este caso, el plan de referencia tiene por coordenadas las emisiones del plan 1 y el riesgo del plan 3. Con estas consideraciones, se observa que el plan óptimo es el 1, mientras el segundo plan óptimo es el 3 y el tercero el 2.



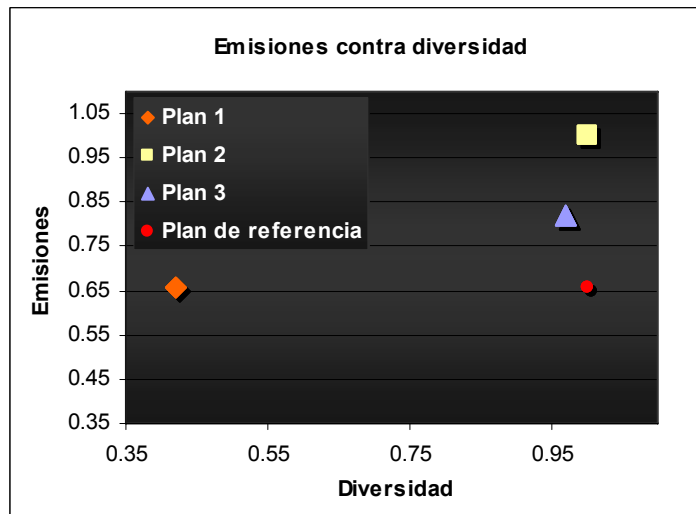
Gráfica 62: Riesgo contra emisiones

En la Gráfica 63 se comparan los tres planes de expansión en términos de riesgo y diversidad. En este caso, el plan de referencia tiene por coordenadas la diversidad del plan 2 y el riesgo del plan 3. Con estas consideraciones, se observa que el plan óptimo es el 2, mientras el segundo plan óptimo es el 3 y el tercero el 1.



Gráfica 63: Riesgo contra diversidad

Finalmente, en la Gráfica 64 se comparan los tres planes de expansión en términos de diversidad y emisiones. En este caso, el plan de referencia tiene por coordenadas la diversidad del plan 2 y las emisiones del plan 1. Con estas consideraciones, se observa que el plan óptimo es el 3, mientras el segundo plan óptimo es el 2 y el tercero el 1.



Gráfica 64: Emisiones contra diversidad

III.3. Resultados

Las Tablas XV y XVI presentan el resumen de los resultados obtenidos en el análisis de decisión.

De allí, se observa que los tres planes son atractivos en términos de costo, riesgo, emisiones y diversidad, ya que cada uno es óptimo en un tercio de los casos cuando se comparan los planes en términos de cada par de criterios. También se observa que el plan 3 nunca se encuentra en tercera posición, es decir que

nunca es el menos óptimo de los tres planes; que el plan 2 se encuentra en primera, segunda o tercera posición en un tercio de los casos; mientras que, cuando el plan 1 no es óptimo, siempre se encuentra en tercera posición.

Por otro lado, en las tres comparaciones Costo/Diversidad, Riesgo/Emisiones y Riesgo/Diversidad, el plan 3 resulta ser el segundo plan óptimo. Sin embargo, en estos casos, es solamente 0.0074, 0.0049 y 0.0144 más alejado respectivamente del plan de referencia que el plan óptimo correspondiente, es decir 1.38, 2.59 y 2.47% más alejado respectivamente del plan de referencia que el plan óptimo correspondiente tomando como referencia la posición del plan más alejado. Por lo tanto, en estos tres casos, el plan 3 es casi óptimo, ya que se encuentra casi a la misma distancia del plan de referencia que el plan óptimo correspondiente.

Por lo anterior, se puede considerar que el plan 3 es óptimo en dos ocasiones y casi óptimo en tres, es decir óptimo en cinco casos de un total de seis. Por lo tanto, supera a los demás en términos de los cuatro parámetros y, entonces, es el plan óptimo en términos de costo, emisiones, diversidad y riesgo. El segundo plan óptimo encontrado es el plan 2, seguido por el plan 1.

Planes óptimos en términos de cada par de criterios	Costo	Emisiones	Diversidad	Riesgo
Costo	x	Plan 1	Plan 2	Plan 3
		Plan 3	Plan 3	Plan 2
		Plan 2	Plan 1	Plan 1
Emisiones	-	x	Plan 3	Plan 1
			Plan 2	Plan 3
			Plan 1	Plan 2
Diversidad	-	-	x	Plan 2
				Plan 3
				Plan 1

Tabla XV: Planes óptimos en términos de cada par de criterios

Posición en la tabla de resultados	Plan 1	Plan 2	Plan 3	Plan óptimo en términos de los 4 parámetros
Primero	2	2	2	Plan 3
Segundo	0	2	4	
Tercero	4	2	0	

Tabla XVI: Plan óptimo en términos de costo, riesgo, emisiones y diversidad



Se realizó un estudio de planificación de la expansión del Sistema Interconectado Nacional a largo plazo (periodo 2005-2024), usando el modelo de planeación uninodal que usa actualmente la Comisión Federal de Electricidad, es decir el modelo WASP suministrado por el Organismo Internacional de Energía Atómica.

Para eso, se desarrollaron esquemas viables para la expansión del SIN en el periodo 2005-2024, basados exclusivamente en datos reales y actuales provenientes de instituciones nacionales (CFE, SENER, plantas generadoras, etc.), con el fin de buscar el plan óptimo de estos tres planes no sólo en términos del costo total de generación, sino en términos de cuatro criterios, los cuales son:

- *El costo total de generación acumulado al año 2024,*
- *El riesgo asociado al precio de gas natural,*
- *Las emisiones de bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno generadas por las plantas del sistema y*
- *La diversidad del parque de generación.*

En particular, se elaboraron dos alternativas de expansión al plan de referencia desarrollado por la CFE en 2005 para el mismo periodo, con el objetivo de desarrollar un esquema de expansión del SIN que pueda ser adoptado por el país sin ocasionar cambios drásticos en la estructura del parque de generación u oponerse a alguna de las políticas de generación eléctrica existentes. El análisis se basó en los planes de expansión siguientes:

- *Plan 1:* plan de referencia establecido por la CFE en 2005 para el mismo periodo. En éste, no se impone ninguna restricción, por lo que el modelo WASP-IV define su expansión únicamente con el objetivo de minimizar el costo. Por consiguiente, crece principalmente a base de ciclos combinados.
- *Plan 2:* plan diversificado limitado en gas natural que se elaboró en base al plan 1 pero limitando a partir del año 2009 la adición de capacidad de generación a base de gas natural al 50% de la capacidad instalada en el plan 1 y favoreciendo la entrada de plantas geotermoeléctricas, hidroeléctricas y eololéctricas para aumentar la diversidad del parque de generación. Así, se consideró que las ocho plantas hidroeléctricas candidatas entrarán al sistema de generación; que, además del proyecto Los Humeros, entrará otra planta geotermoeléctrica con las mismas características que las del proyecto Cerritos Colorados; y que entrarán todas las plantas eólicas que se pueden construir si se considera un potencial nacional de generación máximo de 2,000 MW para la región de la Ventosa, es decir veinte plantas eólicas en total.
- *Plan 3:* plan diversificado limitado en gas natural y carbón que se elaboró en base al plan 1 pero limitando a partir del año 2009 la adición de capacidad de centrales que utilicen gas natural al 50% de la capacidad instalada del plan 1 y la adición de capacidad de las centrales que usan carbón al 20% de la capacidad instalada del plan 2 y favoreciendo también la entrada de plantas geotermoeléctricas, hidroeléctricas y eololéctricas, como se presentó para el plan 2.

También se consideraron tres escenarios de precios de combustibles que se elaboraron a partir de los escenarios definidos por SENER, para evaluar el riesgo asociado a cada uno de los planes de expansión desarrollados:

- *Escenario 1 o E1*: escenario medio de precios de gas natural del Escenario de Precios de combustibles (EPC) 2005,
- *Escenario 2 o E2*: escenario alto de precios de gas natural del EPC 2005, y
- *Escenario 3 o E3*: escenario alto de precios de gas natural del Escenario de Precios de combustibles SENER 2006.

A partir del modelo WASP-IV, se optimizó la expansión de cada uno de los tres planes para el E1 con el fin de determinar la participación de cada una de las centrales existentes y candidatas en la generación de electricidad. Una vez optimizados, se fijó el programa de expansión de cada uno y se sometieron a los escenarios E2 y E3, para calcular el costo adicional que se tendría que asumir si el precio de gas natural pasa del precio fijado por el E1, al precio fijado por el E2 y finalmente al precio fijado por el E3.

Así, se evaluaron para cada uno de los planes de expansión:

- *El costo total de generación* para cada año del estudio de planeación, así como su costo acumulado al año 2024,
- *La cantidad de emisiones de SO₂ y NO_x* generadas por el sistema y sus externalidades correspondientes,
- *La diversidad* del parque de generación mediante el cálculo del índice Stirling y
- *El riesgo* asociado a la volatilidad de los precios de gas natural y, más precisamente, al aumento del costo total de generación acumulado al año 2024 cuando el precio de gas natural sube del precio fijado por el escenario E1 al precio fijado por los escenarios E2 y E3.

Finalmente, para comparar los tres planes desarrollados, se aplicó un análisis de decisión de criterios múltiples basado en el criterio de Savage o de mínimo arrepentimiento y, de allí, se buscó el plan óptimo en términos de los cuatro parámetros considerados, es decir en términos de costo, riesgo, emisiones y diversidad.

Finalmente, a partir de este análisis, se determinó si el plan de mínimo costo representa la mejor opción a largo plazo o si conviene más expandir el sistema basándose en un plan que represente el mejor compromiso costo-riesgo-emisiones-diversidad.

Se encontró que el plan 3 supera a los demás en términos de todos los criterios, seguido por el plan 2 y finalmente el 1. El plan óptimo corresponde entonces al plan diversificado limitado en gas natural y carbón y tiene las características siguientes:

- Un *costo total acumulado al año 2024* obtenido con el E1 de 82,508 millones de US\$05,
- Un *riesgo* de 30,264,890,
- Un *índice Stirling* de 1.2349 y
- Una *cantidad de emisiones acumuladas de SO₂ y NO_x* de 31,671.3 kT y 10,171.2 kT respectivamente.

Con estos resultados, el plan 3 es el plan de:

- *Menor riesgo*: los planes 1 y 2 son respectivamente 18 y 2% más riesgosos,
- *Mayor diversidad junto con el plan 2*: es 3% menos diversificado que el plan 2 y 43% más diversificado que el plan 1
- *El segundo emisor de gases contaminantes* después del plan 1: emite 23% más gases que el plan 1 y 22% menos que el plan 2 y

- *El segundo más económico* después del plan 1: es 4.4% más costoso que el plan 1 y 0.2% más económico que el plan 2.

Por lo tanto, a pesar de no ser óptimo en términos de todos los criterios representa un buen compromiso costo-riesgo-diversidad-emisiones. De hecho, en términos de costo total de generación, se podría considerar que es óptimo ya que es solamente 4% más caro que el plan 1, al igual que en términos de diversidad ya que el índice Stirling del plan 2 es 1.2736 cuando el plan 3 tiene uno de 1.2349. En realidad, es solamente en términos de emisiones que el plan 3 no es óptimo. Esto se debe a las emisiones producidas por las plantas de carbón y vapor que se agregaron al sistema para diversificarlo.

Según los resultados, el plan 1, es decir el plan de referencia establecido por la CFE para expandir el sistema eléctrico mexicano a largo plazo, es el plan menos atractivo en términos de costo, riesgo, diversidad y emisiones de los tres planes desarrollados. Por supuesto, los resultados encontrados en este trabajo constituyen solamente una primera evaluación y se necesitaría recurrir a un análisis complejo y profundizado para asegurarse de que refleje la realidad con precisión. Sin embargo, este estudio revela claramente la necesidad de expandir el sistema de generación a partir de un análisis a largo plazo que, además del costo total de generación, tome en cuenta otros parámetros relevantes de la planeación, entre otros el riesgo, la diversidad y las emisiones. Obviamente, existen mucho más criterios que se pueden considerar, en particular todos los riesgos inherentes al ejercicio de planeación que pueden afectar un proyecto aparentemente atractivo (Capítulo I, Parte I.5). Asimismo, parece indispensable agregar al análisis de planeación del sistema eléctrico un análisis de riesgo, así como un análisis de contaminación, de evaluación de las externalidades asociadas a la generación eléctrica y de diversidad. Así, la probabilidad de expandir el sistema de manera confiable, segura y económica sería mayor y el sistema sería menos vulnerable a la disponibilidad y precios de algunos combustibles o tecnologías, a una sobre capacidad instalada por una equivocación en la elaboración de los pronósticos de crecimiento de la demanda, así como a una próxima reglamentación nacional o internacional de reducción de las emisiones contaminantes para respetar el medio ambiente.

Por lo tanto, aunque el sistema eléctrico haya crecido mucho en los últimos 50 años y logra cumplir ahora de manera aceptable con los requisitos de la demanda, de la política energética, y con las exigencias de los generadores y de los usuarios, falta mucho por mejorar para asegurar un crecimiento más competitivo y seguro.

El plan de referencia establecido por CFE muestra en efecto importantes ventajas en términos de reducciones de energía primaria y de emisiones de CO₂, SO₂ y NO_x. También ha permitido mejorar la eficiencia y la disponibilidad del sistema entero instalando plantas eficientes y poco restrictivas en cuanto a su operación. Sin embargo, no es la mejor solución en términos de seguridad de suministro, ya que esta expansión es muy dependiente del precio y disponibilidad del gas natural y el país no puede producir las grandes cantidades que requiere para la generación eléctrica. Recurrir al gas natural licuado podría ser una buena alternativa, sin embargo su precio es altamente riesgoso. Tampoco es la mejor solución en términos ambientales, particularmente en relación al problema del cambio climático, ya que las fugas de metano en gaseoductos hacen de esta tecnología tan contaminante como la carboeléctrica. En su libro “The revenge of Gaia”¹, James Lovelock muestra en efecto que, a lo largo de los miles de kilómetros que separan los sitios de producción de las plantas de generación y de los centros de consumo, parte del gas natural pasa a la atmósfera antes de ser quemado y, de acuerdo con el reporte de la Sociedad de las Industrias Químicas del 2004, esa cantidad es del orden del 2 al 4% del gas natural usado anualmente en el mundo. El principal problema es que el metano (CH₄), el principal componente del gas natural, es un gas de efecto invernadero 24 veces más poderoso que el CO₂. Por lo tanto, si 2% del gas natural usado cada año se escapara antes de ser quemado, esto implicaría en un periodo de 20 años un pico de calentamiento global igual al que se

¹ James Lovelock, 2006, “The Revenge of Gaia - Earth’s Climate in Crisis and the Fate of Humanity”, Basic Books, U.K.

produciría si se usara carbón en lugar de gas natural. En este caso, la ventaja de usar gas natural para disminuir las emisiones ya no tendría lugar. Ahora, si 4% del gas natural usado anualmente se escapara antes de ser quemado, el efecto invernadero resultante sería más de tres veces mayor al engendrado por la quema de carbón. Por lo tanto, decir que la quema de gas natural permite reducir a la mitad las emisiones de GEI para la misma producción de energía que la proveniente del carbón es solamente cierto si no se escapa gas natural a la atmósfera desde la fuente de producción hasta las cámaras de combustión. Por lo anterior, quemar gas natural en lugar de carbón no es la solución para reducir las emisiones; al contrario, podría empeorar nuestra oportunidad de revertir el proceso de cambio climático.

Por otro lado, está claro que, desde el punto de vista económico, recurrir a las plantas de ciclo combinado es muy atractivo y permite cumplir con la LSPEE que impone a CFE generar a mínimo costo. Ahora, uno se puede preguntar si generar a mínimo costo significa generar a mínimo costo a corto plazo sin tomar en cuenta los riesgos y los costos adicionales que no fueron considerados en el ejercicio de planeación, o generar a mínimo costo a largo plazo cuando se internalizan la mayor cantidad de riesgos y repercusiones que un sistema tal puede ocasionar. ¿Parece más adecuado entenderlo de la segunda manera, pero será realmente así que se planea la generación a largo plazo? Según los resultados obtenidos en este estudio parece poco probable, ya que se encontraron dos planes de expansión que, en términos de los criterios considerados, superan al plan de referencia establecido por CFE, aumentando simplemente su diversidad.

Por lo anterior, sería recomendable revisar las reglamentaciones de generación eléctrica y cambiar el enfoque de la ley: en lugar de prever la planeación del sistema eléctrico con base a decisiones de mínimo costo, se debería, como en cualquier otra inversión, planearla con base a combinaciones óptimas de costo, riesgo y cualquier otro parámetro relevante para el ejercicio de planeación, como por ejemplo las emisiones de gases de efecto invernadero que cada vez serán más limitadas a nivel del planeta.

Por lo encontrado, se puede concluir que no necesariamente conviene expandir el sistema de generación basándose únicamente en el plan de menor costo y, especialmente, cuando éste es muy dependiente de alguna tecnología o combustible. En efecto, aunque el plan de referencia establecido por CFE (plan 1) sea el más económico a corto plazo, puede resultar muy costoso a mediano y largo plazo por falta de suministro de gas natural o alto precio de éste y, además, puede arriesgar la confiabilidad y seguridad del sistema entero por no poder producir la cantidad necesaria de electricidad.

Por otra parte, al limitar el número de plantas que usan gas natural y carbón (plan 3), las centrales nucleoelectricas resultaron atractivas para expandir el sistema eléctrico. A lo largo del periodo de planeación, la expansión del plan 3 se conforma en efecto de 14 centrales nucleares, además de las 42 centrales de ciclo combinado, 20 centrales eólicas, 4 turbogás aeroderivadas a gas, 2 proyectos geotérmicos, 2 carboeléctricas, 10 centrales de vapor y 8 centrales hidroeléctricas. Obviamente, por razones técnicas, económicas y políticas, se limitó el número de proyectos nucleares a dos por año en el periodo 2015-2024. Sin embargo, con estas consideraciones, se logra generar 25% de la demanda a base de energía nuclear y, eso, a bajo costo de operación y sin emitir casi ningún contaminante. Además, las centrales nucleares constituyen una tecnología eficiente, con alta disponibilidad, precios de combustibles bajos y estables, y poco vulnerable a los riesgos.

Por lo tanto, el gobierno, así como las empresas públicas de energía, debería de considerar esta tecnología para la expansión del sistema eléctrico y empezar a desarrollar proyectos de factibilidad para su implementación.

Ahora, en cuanto a una posible expansión del sistema eléctrico a base de centrales nucleares, el país debe ciertamente lidiar con las presiones de su vecino del norte para ponerla en marcha y con la oposición de numerosas personas tanto en el gobierno como en la población en general; no obstante, esto permitiría diversificar el sistema de generación, aumentar su confiabilidad y eficiencia y reducir la cantidad de emisiones generadas.

El punto de partida de la política energética de cualquier gobierno es, en efecto, encontrar la adecuada combinación de fuentes de energía que permita asegurar, ahora y en el futuro, la cobertura de las necesidades del país, al mismo tiempo que este servicio se dé en las mejores condiciones económicas y medioambientales. Para cumplir con estas condiciones, es necesario analizar constantemente el impacto que cada fuente de energía tiene sobre determinados parámetros considerados fundamentales para el correcto establecimiento de la política energética, sin quedarse estancados en ideas predefinidas en el pasado que no logran ser reconsideradas y redefinidas.

Estudios recientes muestran en efecto que los costos externos de generación de electricidad con energía nuclear son inferiores a los provenientes de tecnologías que utilizan combustibles fósiles y se equiparan con los de fuentes de energía renovables. Según el estudio “*External Costs - Research Results on Socio-Environmental Damages due to Electricity and Transport*” de la Comisión Europea, si se consideran los impactos de la generación en la salud humana, el ecosistema, el calentamiento global y los materiales, los costos externos promedio para la producción de electricidad en Europa se evalúan a 6.66 centavos de dólar del 2005 por kWh (cUS\$05/kWh) para las tecnologías funcionando a base de carbón, a 6.83 cUS\$05/kWh para las funcionando a base de petróleo, a 2.14 cUS\$05/kWh para las funcionando con gas natural, a 0.46 cUS\$05/kWh para las nucleares, y a 0.17 y 0.5 cUS\$05/kWh para las tecnologías eólicas e hidráulicas respectivamente^{2,3}.

Por otro lado, uno se puede preguntar porqué no se han incorporado los costos externos en los costos totales de generación y no se establecen procesos formales para retribuirlos, ya que suponen un riesgo para la economía del país. Según los resultados encontrados, los costos externos asociados al impacto de las emisiones de SO₂ y NO_x en la salud humana representan en efecto entre el 8 y el 17% del costo total de generación de los planes desarrollados. De esta manera, generan una falsa imagen de competencia ante otras alternativas energéticas que pudieran incorporarlos en mayor o menor grado. Si la energía nuclear incorpora en sus costos la mayor parte de las externalidades (desmantelamiento de centrales, tratamiento de residuos, emisiones de gases y líquidos, etc.), por lo que en sus costos de generación se incluyen el costo de casi todos los procesos que fueron necesarios para producir un kWh así como los impactos que tal producción puede tener en el medio ambiente, las centrales térmicas convencionales no incorporan aún el efecto de sus emisiones, en particular de las que producen el calentamiento del planeta. Para considerar estas externalidades, se puede asociar un impuesto por tonelada de contaminante emitida a cada uno de los gases generados. Eso permitiría a CFE considerar un costo de generación adicional y, así, expandir el sistema eléctrico de manera más sustentable o bien estudiar la posibilidad de abatir las emisiones. Esto favorecería significativamente a la energía nuclear como opción más competitiva.

En cuanto al respeto del medio ambiente, las centrales nucleares no emiten gases que provocan el efecto invernadero. Sus emisiones gaseosas y líquidas por otro lado están supervisadas por la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias (CNSNS) y son reducidas a valores inferiores a los límites que garantizan su inocuidad. Sus residuos sólidos son de un volumen muy bajo y están debidamente confinados y controlados en todo momento por las instituciones oficiales. Además, sin la generación nuclear existente, los problemas de efecto invernadero serían más graves, ya que se deberían de quemar diario cantidades adicionales de petróleo muchísimo más grandes, o su equivalente en otras fuentes de energía. Por otro lado, al incrementar su utilización, se tendría un efecto positivo al amortiguar la alta volatilidad de los precios de hidrocarburos en los mercados internacionales.

² Foro Nuclear, 2004, “Competitividad de la Energía Nuclear”, Foro de la Industria Nuclear Española, Madrid, 4 páginas.

³ European Commission, Community Research, 2003, “External Costs - Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport”, EUR 20198, 28 páginas.

James Lovelock, fundador de los movimientos verdes ecologistas, escribe en su libro⁴ que “Todos deben de cambiar sus erróneas objeciones hacia la energía nuclear. Aún si tuvieran toda la razón respecto a sus peligros, que no la tienen, su uso es el de una fuente segura, limpia y confiable que implicaría un riesgo insignificante frente al riesgo real de ondas de calor letales e intolerables y al aumento del nivel del mar que amenaza inundar todas las ciudades costeras del planeta.” Más adelante prosigue: “Debemos superar nuestros miedos y aceptar la energía nuclear como la única fuente de energía segura y probada que tiene mínimas consecuencias globales. Es hoy en día tan confiable como cualquier diseño de ingeniería humana y tiene el mejor record de seguridad de todas las fuentes de energía en gran escala. Necesitamos un portafolio energético, con la opción nuclear jugando un papel principal.”

Por otra parte, la futura política energética de todos los países debe estar fuertemente atada a minimizar los gases de efecto invernadero, como primera prioridad, según el Reporte Stern⁵ y el último Informe del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático⁶. En efecto, la probabilidad de que no se puedan reducir a niveles marginales las emisiones de GEI a tiempo es inquietante. Abandonar los combustibles fósiles lo más pronto posible se volvió una necesidad, porque, aunque se haya cruzado la línea de no retorno en términos de cambio climático, el fenómeno empeorará si no se toman hoy en día medidas drásticas. En términos energéticos, esto tiene muchas implicaciones, ya que el aumento de las concentraciones de CO₂ en la atmósfera proviene principalmente del uso de combustibles fósiles. Según el Reporte Stern, para lograr estabilizar la cantidad de gases de efecto invernadero a un rango de entre 500 y 550 ppm de CO₂ equivalente (actualmente es de 430 ppm y crece a más de 2 ppm por año), se necesita entre otros descarbonizar el sector energético mundial al menos al 60% para 2050. Obviamente, los países van a enfrentar este problema de diversas maneras pero acciones individuales ya no son suficientes, ya que cada país es parte del problema. Ahora, es esencial compartir una visión internacional con retos comunes de largo plazo y crear un mecanismo internacional para ayudar a cada país a cumplir con estos objetivos.

Para eso, se necesitará en cada país, además de recurrir a la energía nuclear o a cualquier energía sustentable, aumentar la participación de las energías renovables.

⁴ James Lovelock, 2006, “The Revenge of Gaia - Earth’s Climate in Crisis and the Fate of Humanity”, Basic Books, U.K.

⁵ “Stern Review on the Economics of Climate Change”, escrito por el economista Nicholas Stern, Asesor del Gobierno Británico y ex-director del servicio económico del Gobierno Británico, publicado en octubre del 2006 y disponible en el sitio Internet www.hm-treasury.gov.uk.

⁶ Intergovernmental Panel on Climate Change, Feb. 2007, “Climate Change 2007: The Physical Science Basis - Summary for Policymakers”, Fourth Assessment Report, Paris.



MANUALES DE LOS PROGRAMAS MENCIONADOS

IAEA, 2000, “*Wien Automatic System Planning (WASP) Package - A Computer Code for Power Generating System Expansion Planning - Version WASP-IV, User’s Manual*”, Computer Manual Series No. 8, Austria, 276 pages.

IAEA, 1995, “*Wien Automatic System Planning (WASP) Package - A Computer Code for Power Generating System Expansion Planning - Version WASP-III Plus, User’s Manual*”, Computer Manual Series No. 8, Vol. 2, Austria, 194 pages.

Guziel K., 1985, “*A Discussion of CALLOAD, POLIN, DURAT and SNYDER - Program for Load Duration Curve Studies*”, Argonne National Laboratory, Argonne, Illinois.

IAEA, 1998, “*Decades Tools - User’s Manual for Version 1.0*”, DECADES-02, Vienna.

ACERCA DEL SECTOR ELÉCTRICO MEXICANO

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, “*Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica*”, Publicada en 1975, Última Reforma aplicada en 1993, México, 23 páginas.

SENER, 2004, “*Prospectiva del Sector Eléctrico 2005 - 2014*”, México, 142 páginas.

SENER, 2004, “*Balance Nacional de Energía 2003*”, México, 215 páginas.

IAEA, 2005, “*Comparative Assessment of Energy Options and Strategies in Mexico until 2025*”, Final Report of a Coordinated Research Project 2000-2004, Austria.

SENER, 2005, “*Escenarios de Desarrollo del Mercado Eléctrico 2000-2014*”.

DOCUMENTOS GENERADOS Y PUBLICADOS POR CFE

CFE, 2005, “*Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2004-2013*”.

CFE, 2006, “*Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2005-2014*”.

CFE, 2005, “*Escenario de Precios de Combustibles 2005*”.

CFE, 2005, “*Escenario de Precios de Combustibles SENER 2006*”.

CFE, 2005, “*Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión 2005*”.

CFE, 2005, “*COPAR de Nuevas Tecnologías 2005*”.

CFE, 2005, “*Programa de obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2005-2014*”.

CFE, 2005, “*Unidades Generadoras en Operación 2004*”.

CFE, 2005, “Eficiencia térmica anual por Categoría 2005”.

CFE, 2005, “Programa de Retiros y Adiciones 2005-2014”.

CFE, 2005, “Estadística de centrales del SIN 2000-2004”.

CFE, 2005, “Informes de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos 2005”.

CFE, 2005, “Programa de Requerimientos de Capacidad 2005-2014”.

CFE, 2005, “Disponibilidad Esperada de la Generación Termoeléctrica 2005-2014”.

CFE, Subdirección de Programación, 2005, “Análisis de planes de expansión y escenarios para el sistema de generación del SIN en el mediano y largo plazos”, G1210/05/10.

CFE, 2005, “Mezcla de combustibles a utilizar en las centrales generadoras 2005-2014”.

CFE, 2005, “Libro de emisiones de las centrales 2004”.

CFE, 2004, “Comunicación directa de la Gerencia de Centrales Nucleoeléctricas”.

CFE, 2004, “Comunicación directa de la Gerencia de Energéticos”.

CFE, 2004, “Informes semestrales de las emisiones de gases contaminantes de las centrales de CFE en operación”

CFE, 2004, “Comunicación directa de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos”.

ARTÍCULO SOBRE LA DIVERSIDAD

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

ACERCA DEL ANÁLISIS DE DECISIÓN

Edición UPC, 1998, “Toma de Decisiones. Análisis y Entorno Organizativo”, Unión Europea, Barcelona.

ACERCA DE LA PLANEACIÓN Y DEL ANÁLISIS DE RIESGOS

OCDE/IAE, 2005, “Projected Costs of Generating Electricity - Update 2005”, Appendix VI: “Methodologies Incorporating Risk into Generating Cost Estimates”, France, 230 pages.

IAEA, 1984, “Expansion Planning for Electrical Generating Systems - A Guidebook”, Technical Report Series No. 241, Vienna, 614 pages.

OCDE/IAE, 2005, “Projected Costs of Generating Electricity - Update 2005”, Appendix VIII: “Fuel Price Projections”, France, 230 pages.

Elliot D. and Co., 2004, “Wind Energy Resource Atlas of Oaxaca”, National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy, Colorado, EUA, NREL/TP-500-35575.

ARTÍCULOS DE ANÁLISIS DE RIESGOS

OLADE/BID, “*Manuales del Usuario - Modulo de Planificación Bajo Incertidumbre (MODPIN)*”, Modelo SUPER, Sistema Unificado de Planificación Eléctrica Regional.

Crousillat E.O. and Co., 1993, “*Conflicting Objectives and Risk in Power System Planning*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 3, p.887-893.

Merril H.M. and Co., 1991, “*Risk and Uncertainty in Power System Planning*”, Power Technologies, Inc., USA, Electrical Power and Energy Systems, Vol. 13, p.91-90.

Mankki P.S., 1997, “*A Model for Electric Power Capacity Expansion Planning under Uncertain Conditions*”, Acta Polytechnica Scandinavia, Mechanical Engineering Series, No. 126, Published by the Finnish Academy of Technology, 86 pages.

Feretic D., Tomsic Z., 2005, “*Probabilistic Analysis of Electrical Energy Costs Comparing: Production Costs for Gas, Coal and Nuclear Power Plants*”, Energy Policy No. 33, University of Zagreb, Croatia, 13 pages.

Rau N.S. and Co., 1989, “*Uncertainties and Risks in Electric Utility Resource Planning*”, National Regulatory Research Institute, 135 pages.

Garver L.L., Szczepanski R.S., 1976, “*Impact of Uncertainty on Long-range Generation Planning*”, General Electric Company, New York, Proceedings of the American Power Conference, Vol. 38, p.1165-1174.

Dees D.L. and Co., 1978, “*The Effect of Load Growth Uncertainty on Generation System Expansion Planning*”, General Electric Company, New York, Proceedings of the American Power Conference, Vol. 40, p.1222-1232.

Escudero L.F. and Co., “*Long-Term Energy Generation Planning under Uncertainty*”, Iberdrola Ingeniería y Consultoria, Madrid, Spain, p.192-204.

Gorenstin B.G. and Co., 1993, “*Power System Expansion Planning Under Uncertainty*”, CEPEL Brazil, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 1, p.129-136.

Linares P., 2002, “*Multiple Criteria Decision Making and Risk Analysis as Risk Management Tools for Power Systems Planning*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No. 3, Madrid, Spain, p.895-900.

Mo B. and Co., 1991, “*Stochastic Generation Expansion Planning by Means of Stochastic Dynamic Programming*”, Norwegian Electric Power Research Institute (EFI), IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 2, p.662-668.

Koller G., 1999, “*Risk Assessment and decision Making in Business and Industry - A Practical Guide*”, CRC Press, Florida.

Bedford T., Cooke R., 2004, “*Probabilistic Risk Analysis - Foundations and Methods*”, Cambridge University Press.

EVALUACIÓN DE LAS EMISIONES Y DE SUS EXTERNALIDADES

SEMARNAT, CEPAL, Nov. 2004, “*Evaluación de las Externalidades Ambientales de la Generación Termoeléctrica en México*”, LC/MEX/L.644, México, 59 páginas.

SEMARNAT, INE, Julio 2006, “*Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 2002*”, Resumen Ejecutivo, INEGI/2002/1, México, 31 páginas.

SEMARNAT, INE, Julio 1997, “*Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes*”, Propuesta Ejecutiva Nacional, México, 158 páginas.

Inclán Gallardo U., SENER, 2005, “*Mercado de Bonos de Carbono y sus Beneficios Potenciales para Proyectos en México*”, Tijuana, Baja California, México.

J. M. Islas Samperio, 2006, “*Futuro de las Fuentes Renovables de Energía para el Sector Eléctrico Mexicano*”, Academia de Ingeniería.

J.E. Ibars Hernández et al., Oct. 2002, “*Comparación de Opciones para la Expansión a largo plazo del Sector Eléctrico Mexicano usando el Modelo DECADES*”, XXVIII Congreso Interamericano de Ingeniería Sanitaria y Ambiental, Cancún, México, 8 páginas.

European Commission, Directorate-General XII, Science, Research and Development, Nov. 1997, “*ExterneE - Externalities of Energy - National Implementation in Germany*”, EUR 18271, 116 páginas.

European Commission, Community Research, 2005, “*ExterneE - Externalities of Energy - Methodology 2005 Update*”, EUR 21951, 287 páginas.

European Commission, Community Research, 2003, “*External Costs - Research Results on Socio-Environmental Damages due to Electricity and Transport*”, EUR 20198, 28 páginas.

OCDE/IAE, 2005, “*Projected Costs of Generating Electricity - Update 2005*”, Appendix X: Impact of Carbon Emission Trading on Generation Costs”, Francia, 230 páginas.

E. Mareike Rosenthal, Dic. 2000, “*Treatment of Externalities for the Selection of Electricity Generation Technologies*”, University of Auckland, Geothermal Institute, Department of Mechanical Engineering, 53 páginas.

J.V.Spadero, L. Langlois, B.Hamilton, 2000, “*Greenhouse Gas Emissions of Electricity Generation Chains - Assessing the Difference*”, IAEA Bulletin, 42/2/2000, 6 páginas.

Foro Nuclear, 2004, “*Competitividad de la Energía Nuclear*”, Foro de la Industria Nuclear Española, Madrid, 4 páginas.

PUBLICACIONES SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO

James Lovelock, 2006, “*The Revenge of Gaia - Earth’s Climate in Crisis and the Fate of Humanity*”, Basic Books, U.K.

Nicholas Stern, Oct. 2006, “*Stern Review on the Economics of Climate Change*”, www.hm-treasury.gov.uk.

Intergovernmental Panel on Climate Change, Feb. 2007, “*Climate Change 2007: The Physical Science Basis - Summary for Policymakers*”, Fourth Assessment Report, Paris.



Autoabastecimiento

Suministro de los requerimientos de energía eléctrica de un miembro, o varios, de una sociedad de particulares mediante una central generadora propia.

Autoabastecimiento local

Suministro a cargas de proyectos de autoabastecimiento con ubicación cercana al sitio de la central generadora, no utilizan la red de transmisión del servicio público.

Autoabastecimiento remoto

Suministro a cargas de proyectos de autoabastecimiento localizadas en un sitio diferente al de la central generadora, utilizando la red de transmisión del servicio público.

Bonos verdes o bonos de carbono

El Protocolo de Kyoto permite que las naciones desarrolladas reduzcan el daño que provocan a la atmósfera mediante un programa de financiamiento de proyectos de reducción de emisiones o de secuestro de carbono implementado en países en desarrollo. Con esas inversiones, los sectores industrializados y contaminantes podrán adquirir “bonos verdes” o “bonos de carbono” (o “certificados de reducción”), con los cuales podrán cumplir con las metas que les exige el Protocolo.

Capacidad

Potencia máxima de una unidad generadora, una central de generación o un dispositivo eléctrico, especificada por el fabricante o por el usuario, dependiendo del estado de los equipos.

Capacidad adicional comprometida

La disponible en los próximos años a través de fuentes de generación en proceso de construcción, licitación o ya contratadas, así como de compras firmes de capacidad, incluyendo importaciones.

Capacidad adicional no comprometida

La necesaria para satisfacer la demanda futura, cuya construcción o licitación aún no se ha iniciado. De acuerdo con la LSPEE y su reglamento, estas adiciones de capacidad se cubrirán con proyectos de producción independiente de energía o de CFE.

Capacidad bruta

La efectiva de una unidad, central generadora o sistema de generación, sin considerar la potencia requerida para usos propios.

Capacidad de placa

La especificada bajo condiciones de diseño por el fabricante de la unidad generadora o dispositivo eléctrico.

Capacidad disponible

Igual a la efectiva del sistema menos la capacidad indisponible por mantenimiento, falla, degradación y/o causas ajenas.

Capacidad efectiva

La de una unidad generadora determinada por las condiciones ambientales y el estado físico de las instalaciones. Corresponde a la capacidad de placa corregida por efecto de condiciones ambientales o degradaciones permanentes, debidas al deterioro o desgaste de los equipos que forman parte de la unidad.

Capacidad existente

La correspondiente a los recursos disponibles en el sistema eléctrico (centrales de generación y compras de capacidad firme) en una fecha determinada.

Capacidad neta

Igual a la bruta de una unidad, central generadora o sistema eléctrico, menos la necesaria para usos propios.

Capacidad retirada

La que se pondrá fuera de servicio por terminación de la vida útil o económica de las instalaciones o por vencimiento de contratos de compra de capacidad.

Capacidad termoeléctrica de base

Aquella que usualmente se despacha en las partes baja e intermedia de la curva de carga.

Capacidad termoeléctrica de pico

Aquella que usualmente se despacha solo durante las horas de mayor demanda en la curva de carga.

Carga

La potencia requerida por dispositivos que consumen electricidad y se mide en unidades de potencia eléctrica (kW, MW).

Cogeneración

Producción de electricidad conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria o ambas.

Condiciones ISO

Características atmosféricas consideradas en el diseño de turbinas de gas (temperatura de 15 °C, altitud al nivel de mar y humedad relativa de 60%) y motores de combustión interna (temperatura 25 °C, altitud y humedad relativa de 30%).

Confiabilidad

Aptitud de un sistema eléctrico para satisfacer la demanda en forma continua. En la evaluación de la confiabilidad se utilizan diferentes medidas probabilísticas, tales como: valor esperado de la energía no suministrada, probabilidad de pérdida de carga, frecuencia y duración de las fallas del sistema.

Consumo

Energía entregada a los usuarios con recursos de generación del sector público (CFE, LyFC y PIE), proyectos de autoabastecimiento y cogeneración y a través de contratos de importación.

Consumo bruto

El que debe suministrarse con el fin de abastecer los requerimientos de usuarios, pérdidas en la transmisión y distribución, usos propios de las centrales y exportación.

Consumo específico de combustible

Cantidad de combustible necesario para generar un kWh de energía eléctrica.

Consumo específico nominal

Cantidad de combustible necesario para producir un kWh operando el equipo generador a plena carga, obtenido con los datos que suministra el fabricante.

Costo de construcción

Suma de todos los costos, directos o indirectos, inherentes a la transformación de un diseño o plan en una instalación lista para operación.

Costo nivelado de energía

Se calcula dividiendo el valor presente de los egresos que ocasionan el diseño y la construcción de una central generadora, más los costos de su operación durante su vida útil, entre la energía que aportará la central en dicho periodo.

Costos de operación y mantenimiento

Costos directos e indirectos de mano de obra, administración, refacciones y equipo asociados con la operación y mantenimiento de centrales generadoras. Este concepto no incluye los costos de combustible.

Costos directos de capital

Costos de los materiales y mano de obra involucrados en la fabricación, montaje y edificación de una instalación, para una central generadora; se incluyen los costos del equipo y de su instalación en sitio.

Costos fijos de operación y mantenimiento

Costos independientes de las variaciones de la producción del sistema bajo consideración, se incluye en tales costos: mano de obra, mantenimiento, servicio técnico, laboratorio, impuestos y seguros, reparaciones y administración.

Costos variables de operación y mantenimiento

Costos de materias primas y costos del proceso, que varían con el volumen de producción de la central.

Curva de carga

Gráfica que muestra la variación de la demanda de potencia en un período específico.

Curva de duración de carga

Gráfica que representa el porcentaje del tiempo durante el cual se registra o excede un determinado nivel de carga.

Demanda

Potencia en MW a la cual se debe suministrar la energía eléctrica en un instante dado.

Demanda máxima

El mayor valor de la demanda integrada que se registra en un periodo determinado.

Demanda máxima coincidente

La que se registra en dos o más sistemas eléctricos interconectados durante un cierto período de tiempo establecido.

Despacho de carga

Control operativo de un sistema eléctrico que comprende acciones como:

- a) Asignación del nivel de generación de unidades,
- b) Programación de intercambios de energía entre áreas eléctricas propias o con sistemas vecinos,
- c) Control de flujo de potencia en líneas de transmisión, subestaciones y equipos.

Disponibilidad

Porcentaje de tiempo en el cual una unidad generadora está disponible para dar servicio, independientemente de requerirse o no su operación. Este índice se calcula restando al 100% el valor de la indisponibilidad.

Energía almacenada

Energía potencial susceptible de convertirse a energía eléctrica en una central hidroeléctrica, en función del volumen útil de agua almacenado y del consumo específico para la conversión de energía.

Energía bruta

La que debe suministrarse con el fin de abastecer los requerimientos de usuarios, pérdidas en la transmisión y distribución, usos propios de las centrales y exportación.

Energía neta

La total entregada a la red. Se calcula sumando la generación neta de las centrales del sistema, la energía de importación de otros sistemas eléctricos y la adquirida de excedentes de autoabastecedores y cogeneradores.

Energía renovable

Energía obtenida por fuentes inagotables como el viento, el agua, el sol, la geotermia y los biocombustibles.

Externalidades

Una externalidad se produce siempre que una persona o empresa realice una actividad que afecta al bienestar de otros, que no participan en la misma, sin pagar ni recibir compensación por ello. Las externalidades se dan con frecuencia en actividades relacionadas con el medio ambiente.

Factor de capacidad

Relación de la carga promedio de una unidad por un periodo de tiempo considerado, a la potencia de la unidad o equipo.

Factor de carga

La relación entre la demanda media y la demanda máxima registrada en un período dado. El factor de carga se acerca a la unidad a medida que la curva de carga es más plana.

Factor de planta

La relación entre la energía eléctrica producida por un generador, o conjunto de generadores, durante un intervalo de tiempo determinado y la energía que habría sido producida si este generador, o conjunto de generadores, hubiese funcionado durante el mismo intervalo a su potencia máxima posible. Se expresa en porcentaje.

Gases con Efecto Invernadero (GEI)

Para efectos de este estándar, los GEI son los seis gases listados en el Protocolo de Kyoto: bióxido de carbono (CO₂); metano (CH₄); óxido de nitrógeno (N₂O); hidrofluorocarbonos (HFCs); perfluorocarbonos (PFCs) y hexafluoruro de azufre (SF₆).

Generación bruta

La energía de las unidades o centrales eléctricas medida en las terminales de los generadores.

Generación neta

La energía eléctrica que una central generadora entrega a la red de transmisión. Es igual a la generación bruta menos la energía utilizada en los usos propios de la central.

Indisponibilidad

Estado donde la unidad generadora se halla inhabilitada total o parcialmente para suministrar energía por alguna acción programada o fortuita debida a mantenimiento, falla, degradación de capacidad y/o causas ajenas.

Margen de reserva

Diferencia entre la capacidad efectiva y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico, expresada como porcentaje de la demanda máxima.

Margen de reserva operativo

Diferencia entre la capacidad disponible y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico, expresada como porcentaje de la demanda máxima.

Moneda constante

Unidades monetarias con valor de compra constante, el cual corresponde a una fecha de referencia.

Orden de despacho u orden de carga

Prioridad asignada a unidades o bloques de unidades en el proceso de generación de energía con el propósito de minimizar los costos de generación y respetar las restricciones de generación.

Planta de bombeo-almacenamiento

Compra energía a horas base para bombear el agua que tiene almacenada y genera a horas pico. Por lo tanto, aprovecha el diferencial de costo entre ambos periodos horarios.

Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático

Organismo internacional compuesto de científicos especializados en cambio climático. Su misión es evaluar la información científica y técnica relevante para el entendimiento de los riesgos planteados por el cambio climático inducido por el hombre.

Poder Calorífico Superior

El poder calorífico se define como la energía que se desprende en la combustión completa de una unidad de masa o de volumen de un combustible. Se habla de Poder Calorífico Superior cuando el agua resultante de la combustión se supone líquida (condensada) en los productos de combustión.

Probabilidad de pérdida de carga (LOLP)

Proporción de tiempo en que la generación disponible se espera que sea suficiente para satisfacer la carga del sistema.

Productor independiente de energía

Titular de un permiso para generar energía eléctrica destinada exclusivamente para su venta a CFE.

Régimen térmico

Es la relación entre la energía suministrada al ciclo termodinámico de la unidad en kcal/h, BTU/h o kJ/h, dado el consumo de combustible con respecto a la energía que se obtiene a la salida del generador eléctrico en kW.

Reserva fría

Capacidad térmica generatriz disponible para servicio, pero en la cual no se mantiene temperatura de operación.

Reserva rodante

Capacidad de generación disponible para tomar carga en forma inmediata, para cubrir eventualidades de falla de generación o incrementos repentinos.

Sector eléctrico

Conjunto de participantes, tanto públicos como privados, que intervienen en los procesos de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.

Sector público

Elementos que intervienen en los procesos de generación, transmisión y distribución para atender el servicio público de energía eléctrica.

Servicio público

Demanda que es suministrada por la generación de CFE, LyFC, PIE, excedentes de autoabastecimiento y cogeneración e importación realizada por CFE.

Tasa de descuento

Tasa de interés que refleja el valor del dinero en el tiempo y que se utiliza para convertir costos y beneficios que ocurren en tiempos diferentes a valores equivalentes asociados a un tiempo común. Teóricamente, refleja el costo de oportunidad del dinero para un inversionista o, en términos más amplios, para un país.

Tipo de cambio

Relación existente entre la moneda de un país y el peso mexicano en una fecha determinada.

Usos propios

Es la energía eléctrica recibida y autoabastecida consumida por los equipos auxiliares de las centrales (motores de equipos, alumbrado, etc.).

Vida útil

Periodo para el que ha sido diseñado cualquier equipo o instalación para que su operación sea de manera eficiente.