



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN
INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA

EVALUACIÓN DE COSTOS DE
MITIGACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE
OPCIONES DE CONTROL DE SO₂ EN EL
SECTOR ELÉCTRICO MEXICANO

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRA EN INGENIERÍA

INGENIERÍA DE SISTEMAS – PLANEACIÓN

P R E S E N T A :

L.I. GENICE KIRAT GRANDE ACOSTA

TUTOR:

DR. JORGE MARCIAL ISLAS SAMPERIO



MÉXICO, D.F.

2007

JURADO ASIGNADO:

Presidente: DR. RICARDO ACEVEZ GARCÍA
Secretario: M.I. RUBÉN TÉLLEZ SÁNCHEZ
Vocal: DR. JORGE MARCIAL ISLAS SAMPERIO
1er. Suplente: M.I. FRANCISCO JOSÉ ÁLVAREZ CASO
2do. Suplente: M.I. ANN WELLENS PURNAL

Lugar donde se realizó la tesis:

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA, UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO. TEMIXCO, MORELOS.

TUTOR DE TESIS:

DR. JORGE MARCIAL ISLAS SAMPERIO

DEDICATORIA

A Dios, por la vida y cada día

A mi madre, por ser mi mayor fuente de inspiración y ejemplo de esfuerzo y tenacidad, gracias por todo lo que me has enseñado.

A mis hermanas y hermanos, por su amor y apoyo.

A mis profesores, por sus enseñanzas.

A mis amigos y compañeros, por acompañarme siempre.

A mi país, por brindarme la oportunidad de trabajar por él.

A todas las personas que me han apoyado y enseñado que se pueden hacer las cosas.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por todas las bendiciones en mi vida.

A mi familia, por su amor, apoyo y comprensión en todo momento.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por apoyar y fomentar la investigación, la creación de conocimiento y su difusión.

Al Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería, por permitirme realizar con éxito mis estudios de Maestría.

Al Centro de Investigación en Energía (CIE), por todo el apoyo académico, económico e institucional para llevar a cabo este trabajo con éxito.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT), por el apoyo económico otorgado para realizar mis estudios de maestría.

A mi director de tesis, el Dr. Jorge M. Islas Samperio por su gran apoyo incondicional a este trabajo, por su paciencia, dedicación y empeño. Gracias por ser un guía profesional y una excelente persona.

A mis sinodales, por sus comentarios acertados para el mejoramiento de este trabajo.

A mis profesores de la Maestría, por sus conocimientos y permitirme aprender de ellos.

A mis amigos y compañeros de los laboratorios de Transporte y Planeación, gracias por su apoyo y compañía cuando los he necesitado.

A las personas en el CIE que me han brindado su apoyo y amistad..

A todas las personas que hicieron posible que este trabajo se llevara a cabo.

Mil gracias!

Genice

Índice

Introducción	1
1. Capítulo I. Marco de referencia	4
1.1 Generalidades	4
1.2 Evolución del Sector Eléctrico Mexicano	5
1.1.2 Evolución de la capacidad y la generación eléctrica	5
1.1.3 Emisiones de SO ₂ de centrales eléctricas mexicanas	8
1.1.4 Evolución de los precios de combustibles	10
1.1.5 Normatividad ambiental en materia de emisiones de SO ₂	14
1.3 Metodología general	17
1.3.1 Metodología para la simulación de los costos de mitigación	19
1.3.2 Procedimiento de simulación en el Modelo LEAP	20
1.3.2.1 Datos de entrada del Modelo LEAP	21
2. Capítulo II. Opciones de control de emisiones de SO₂	23
2.1 Tecnología de desulfuración de gas afluente Chiyoda	25
2.1.1 Descripción del proceso	25
2.1.2 Costos	26
2.2 Tecnología de desulfuración de gas afluente Calider (Lime slurry duch injection)	28
2.2.1 Descripción del proceso	28
2.2.2 Costos	29
2.3 Tecnología de la oxidación forzada de piedra caliza (LSFO)	31
2.3.1 Descripción del proceso	31
2.3.2 Costos	33
2.4 Tecnología de secador en aerosol de cal (LSD)	35
2.4.1 Descripción del proceso	35
2.4.2 Costos	36
2.5 Desulfurización por hidrotreamiento de combustóleo	38
2.5.1 Descripción el proceso	38
2.5.2 Costos	39
2.6 Sustitución de combustóleo por gas natural	41



2.6.1 Descripción y costos	41
2.7 Substitución de combustóleo por gas natural licuado	44
2.7.1 Descripción y costos	44
2.8 Substitución de carbon nacional y combustóleo por carbón importado de bajo azufre	47
2.8.1 Descripción y costos	47
3. Capítulo III. Evaluación de costos de mitigación de opciones de control de SO₂	49
3.1 Introducción	49
3.2 Costo-efectividad de la Tecnología Chiyoda	53
3.3 Costo-efectividad de la Tecnología Calider	54
3.4 Costo-efectividad de la Tecnología LSFO	55
3.5 Costo-efectividad de la Tecnología LSD	56
3.6 Costo-efectividad de la desulfurización por hidrotratamiento de combustóleo	57
3.7 Costo-efectividad de la sustitución de combustóleo por gas natural	57
3.8 Costo-efectividad de la sustitución de combustóleo por gas natural licuado	58
3.8.1 Resultados del escenario del precio de gas natural licuado con una diferencia de \$0.5/GJ con el de gas natural	59
3.8.2 Resultados del escenario del precio de gas natural licuado con una diferencia de \$0.9/GJ con el de GN	60
3.9 Costo-efectividad de sustitución de combustóleo y carbón nacional por carbón importado de bajo azufre	61
3.10 Resultados generales de la evaluación del costo-efectividad	62
4. Capítulo IV. Modelo de optimización para la reducción de emisiones de SO₂	68
4.1 Descripción de la problemática	68
4.2 Modelo de optimización para la reducción de emisiones de SO ₂	71
4.3 Especificación matemática y formulación	73
4.4 Implementación del modelo de optimización en el software MPL	74
4.5 Interpretación y análisis de los resultados	75
4.5.1 Resultados para el caso con beneficios económicos	76
4.5.2 Resultados para el caso sin beneficios económicos	88
4.5.3 Interpretación de resultados	102
Conclusiones y consideraciones finales	106
Referencias	109



Apéndice A. Inventario de centrales eléctricas en México y emisiones de SO ₂	113
Apéndice B. Tablas de resultados del modelo de optimización desarrollado	118

Lista de tablas

Tabla 1.1 Zonas geográficas y poblaciones en que se divide la norma 085-ECOL-1994	15
Tabla 1.2 Límites de emisión para equipos de combustión mayores a 43,000 MJ/h según la norma 085-ECOL-1994	16
Tabla 1.3 Centrales eléctricas más contaminantes del Sector Eléctrico Mexicano	17
Tabla 2.1 Costos de inversión para la tecnología Chiyoda	24
Tabla 2.2 Estructura de costos del gas natural licuado importado en puertos mexicanos, \$/GJ	45
Tabla 3.1 Controles de emisiones de SO ₂ en centrales eléctricas	49
Tabla 3.2. Parámetros de entrada en el Modelo LEAP para la evaluación económica de opciones de control de SO ₂	51
Tabla 3.3. Costo promedio total unitario, 10 ³ USD/GWh	64
Tabla 3.4 Costos de mitigación de las opciones de control de SO ₂ en centrales seleccionadas del SEM (USD/Ton SO ₂)	66
Tabla 4.1 Parámetros de factor de emisión de SO ₂ permisible por la norma 085-ECOL-1994	70
Tabla 4.2 Parámetros de entrada del modelo de optimización	74

Lista de figuras

Figura 1.1 Generación de electricidad en México en el periodo 1965–2004	6
Figura 1.2 Evolución de la capacidad eléctrica en México (1965-2004)	7
Figura 1.3 Emisiones de SO ₂ en el SEM, 1995-2000	8
Figura 1.4 Emisiones de SO ₂ por tipo de central en el SEM	9
Figura 1.5 Precios históricos del combustóleo	10
Figura 1.6 Precios históricos del gas natural	11



Figure 1.7. Precios históricos del carbón nacional	12
Figura 1.8 Precios históricos del diesel	12
Figura 1.9 Comparación de precios de combustibles fósiles para la generación eléctrica	13
Figura 1.10 Estructura y procedimiento analítico del modelo LEAP	20
Figura 2.1. Esquema de la tecnología Chiyoda	25
Figura 2.2 Curva de costos unitarios de inversión de la tecnología Chiyoda	26
Figura 2.3. Curva de costos unitarios de O&M de la tecnología Chiyoda	27
Figura 2.4 Esquema de la tecnología Calider	28
Figura 2.5 Curva de costos unitarios de inversión de la tecnología Calider	29
Figura 2.6 Curva de costos unitarios de O&M de la tecnología Calider	30
Figura 2.7 Proceso de la tecnología de oxidación forzada de piedra caliza (LSFO) ..	31
Figura 2.8 Proceso en el absorbedor en el sistema LSFO	32
Figura 2.9 Costo unitario de inversión para la tecnología LSFO	33
Figura 2.10 Costo unitario fijo de operación y mantenimiento de la tecnología de Oxidación Forzada de Piedra Caliza (LSFO)	34
Figura 2.11 Esquema del proceso en la tecnología LSD	36
Figura 2.12. Costo unitario de inversión de la tecnología LSD	37
Figura 2.13. Curva de costos unitarios para la conversión de centrales de vapor a centrales a base de gas natural	41
Figura 2.14 Curva de costos unitarios de inversión para quemadores de bajo NOx (LBN)	43
Figura 2.13 Probable ubicación de terminales de GNL en la República Mexicana	44
Figura 2.14 Escenarios de precios del GNL	45
Figura 3.1 Cálculo del costo unitario de inversión de la opción Chiyoda y la central Tuxpan	50
Figura 3.2 Escenarios de los precios futuros de combustibles	52
Figura 3.3 Costo de mitigación, costos acumulados de inversión y total, y reducción acumulada de emisiones de SO ₂ utilizando la tecnología Chiyoda	53
Figura 3.4 Costo de mitigación, costos acumulados de inversión y total, y reducción acumulada de emisiones de SO ₂ utilizando la tecnología Calider	54
Figura 3.5 Costo de mitigación, costos acumulados de inversión y total, y reducción acumulada de emisiones de SO ₂ utilizando la tecnología LSFO	55
Figura 3.6 Costo de mitigación, costos acumulados de inversión y total, y reducción acumulada de emisiones de SO ₂ utilizando la tecnología LSD	56
Figura 3.7 Costo de mitigación, costos acumulados de inversión y total, y reducción	58



acumulada de emisiones de SO ₂ considerando la substitución de combustóleo por gas natural	
Figura 3.8 Costo de mitigación, costos acumulados de inversión y total, y reducción acumulada de emisiones de SO ₂ considerando la substitución de combustóleo por gas natural licuado importado (escenario de precios conservador)	59
Figura 3.9 Costo de mitigación, costos acumulados de inversión y total, y reducción acumulada de emisiones de SO ₂ considerando la substitución de combustóleo por gas natural licuado (escenario de precios optimista)	60
Figura 3.10 Costo de mitigación, costos acumulados de inversión y total, y reducción acumulada de emisiones de SO ₂ considerando la substitución de combustóleo y carbón nacional por carbón importado de bajo azufre	61
Figura 3.11 Comparación de las opciones de control de SO ₂ aplicadas a las centrales eléctricas mexicanas	62
Figura 3.12 Ruta de los mejores costos de mitigación de las opciones de control de emisiones SO ₂	67
Figura 4.1 Resultados del modelo de optimización: costos por nivel de reducción de emisiones SO ₂ considerando beneficios económicos	76
Figura 4.2 Selección óptima de opciones de control para el nivel de reducción del 25% de emisiones de SO ₂ considerando beneficios económicos	78
Figura 4.3 Selección óptima de opciones de control para el nivel de reducción del 30% de emisiones de SO ₂ considerando beneficios económicos	79
Figura 4.4 Selección óptima de opciones de control para el nivel de reducción del 40% de emisiones de SO ₂ considerando beneficios económicos	80
Figura 4.5 Selección óptima de opciones de control para el nivel de reducción del 50% de emisiones de SO ₂ considerando beneficios económicos	81
Figura 4.6 Selección óptima de opciones de control para el nivel de reducción del 60% de emisiones de SO ₂ considerando beneficios económicos	83
Figura 4.7 Selección óptima de opciones de control para el nivel de reducción del 70% de emisiones de SO ₂ considerando beneficios económicos	84
Figura 4.8 Selección óptima de opciones de control para el nivel de reducción del 80% de emisiones de SO ₂ considerando beneficios económicos	85
Figura 4.9 Selección óptima de opciones de control para el nivel de reducción del 90% de emisiones de SO ₂ considerando beneficios económicos.....	87
Figura 4.10 Resultados del modelo de optimización: costos por nivel de reducción de emisiones SO ₂ sin considerar beneficios económicos	89
Figura 4.11 Selección óptima de opciones de control para el nivel de reducción del 16% de emisiones de SO ₂ sin beneficios económicos	90
Figura 4.12 Selección óptima de opciones de control para el nivel de reducción del 20% de emisiones de SO ₂ sin beneficios económicos	91
Figura 4.13 Selección óptima de opciones de control para el nivel de reducción del	92



30% de emisiones de SO ₂ sin beneficios económicos	
Figura 4.14 Selección óptima de opciones de control para el nivel de reducción del 40% de emisiones de SO ₂ sin beneficios económicos	93
Figura 4.15 Selección óptima de opciones de control para el nivel de reducción del 50% de emisiones de SO ₂ sin beneficios económicos	95
Figura 4.16 Selección óptima de opciones de control para el nivel de reducción del 60% de emisiones de SO ₂ sin beneficios económicos	97
Figura 4.17 Selección óptima de opciones de control para el nivel de reducción del 70% de emisiones de SO ₂ sin beneficios económicos	98
Figura 4.18 Selección óptima de opciones de control para el nivel de reducción del 80% de emisiones de SO ₂ sin beneficios económicos	99
Figura 4.19 Selección óptima de opciones de control para el nivel de reducción del 90% de emisiones de SO ₂ sin beneficios económicos	101



Resumen

Se ha demostrado que las emisiones al aire de bióxido de azufre de centrales eléctricas tienen efectos negativos como impactos en la salud, ecosistemas, por ejemplo. En México, el sector eléctrico contribuye con más de 55% de estas emisiones, por lo que en este trabajo se evalúa el costo-efectividad en términos del costo de mitigación de nueve opciones de control de SO₂ que incluye lavadores de gases, hidrot ratamiento de combustóleo, así como la sustitución de combustibles. Estas opciones de control fueron evaluadas para una selección de las centrales que más emiten SO₂ en sector eléctrico mexicano, a través de los costos asociados a cada opción de control (inversión, O&M y de combustible) y el nivel de remoción de emisiones. Con la obtención de costos de mitigación por central y opción de control se desarrolla un modelo de optimización de mínimo costo. Este modelo encuentra la combinación óptima de mínimo costo de opciones de control de SO₂ y unidades generadoras para intervalos de reducción del 10% de las emisiones totales de SO₂ atendiendo el cumplimiento de la Norma Oficial Mexicana NOM-085-ECOL-1994 de los límites de emisiones de SO₂ en zonas críticas. En el modelo desarrollado se analizan dos casos: 1) considerando los beneficios económicos de la sustitución de combustóleo por carbón importado de bajo azufre en la central Petacalco, y 2) sin considerar tales beneficios. Los resultados muestran que si se consideran los beneficios puede financiarse un programa de reducción de hasta un nivel del 50% de las emisiones de las 10 centrales más contaminantes. Cabe destacar también que los resultados demuestran que el costo de las externalidades a la salud es superior al costo total de reducir en un 79% las emisiones de SO₂ para el caso que no considera beneficios económicos y es 1.6 veces superior al costo total de reducir hasta en un 90% las emisiones de SO₂ de las 10 centrales más contaminantes, en el caso que considera beneficios.

Abstract

Studies have demonstrated that SO₂ emissions from power plants have negative effects (health impacts, ecosystems, by example). In Mexico, the electrical sector contributes with more than 55% of these emissions reason why in this work the cost-effectiveness (mitigation cost) of 9 SO₂ control options are evaluated (including SO₂ scrubbing technologies, fuel oil hydrotreating desulfurization and fuel substitutions) applied to the 10 most polluting power plants of the Mexican electrical sector, through the costs associated calculation for each control option (investment, O&M and fuel) and the emissions removal level with the obtaining of mitigation costs by power plant and control option a least-cost optimization model is developed. The model finds out the least-cost optimal combination of SO₂ control options and generating units for total SO₂ reduction intervals of 10% with the restrict to accomplish the NOM-085-ECOL-1994 (Mexican Official Norm) emission limits for critical zones. Similarly, two schemes are studied and analyzed in the developed model: the first case considers the economical benefits derived from the substitution of fuel oil by imported low sulphur content coal in the Petacalco power plant and; the second case does not considered such economical benefits. Results indicate the economical benefits can finance a program of up to 50% SO₂ emission reductions. It is important to point out that the costs of public health damage caused by externalities associated to SO₂ emissions are higher than the total cost of reducing SO₂ emissions by 79%—case without economic benefits— and 1.6 times higher than the total cost of reducing up to 90% of the SO₂ emissions —case with economic benefits—.

Introducción

Las emisiones de bióxido de azufre (SO₂) provenientes del uso de combustóleo y carbón en la generación eléctrica han sido asociadas por numerosos estudios (Markandya, A., 1996; Pawlowski, L., 1997; Flues, M. *et al.*, 2002; Driscoll, C. *et al.*, 2003) como responsables de importantes daños a la salud y en ecosistemas acuáticos y forestales debido a la acidificación de suelos y lagos.

En México esta problemática ha sido un foco de atención en los últimos años. López, M. *et al.* (2005) en un estudio sobre la central termoeléctrica Tuxpan, la más contaminante de SO₂ de las centrales eléctricas en México, estima que en buena medida las emisiones de los contaminantes de tan sólo esta central pueden resultar en aproximadamente 30 muertes al año.

En este país, las emisiones al aire de SO₂ están relacionadas con un uso importante de combustóleo y carbón con contenidos de azufre elevados (de 3.3 a 3.9 por ciento y 1%, respectivamente) en el sector eléctrico mexicano¹ (SEM). En efecto, en el año 2004, la generación eléctrica basada en hidrocarburos representó el 80.9%. Si se considera esta generación por tipo de combustible, el combustóleo representó el 37%, mientras que las centrales carboeléctricas representaron el 14.1%, en el caso de la generación a base de gas natural² representó el 48.9% del total a base de hidrocarburos (CFE, 2005).

El uso de tales combustibles en la generación eléctrica en México se tradujo en el año 2002 en 1,558,000 toneladas de emisiones de SO₂ (Ton SO₂), lo que representó el 55% del total a nivel nacional (Miller, P. *et al.* 2004).

Se han realizado algunos esfuerzos para aminorar estas emisiones. La Norma Oficial Mexicana 085-ECOL-1994 (DOF, 1994) establece los niveles permisibles para las emisiones de SO₂, NO_x y partículas provenientes de fuentes fijas, tales como centrales eléctricas. Esta norma divide a la República Mexicana en diferentes zonas geográficas: zona MVM, zonas críticas y resto del país; estableciendo un límite de emisiones para cada una de ellas.

¹ En este trabajo se considera el parque eléctrico perteneciente a la Comisión Federal de Electricidad y la compañía Luz y Fuerza del Centro como la parte más importante del Sector Eléctrico Mexicano

² Esto se explica principalmente a que las nuevas centrales que se han construido utilizan este combustible debido a que tienen menores impactos ambientales (no tienen emisiones de SO₂) entre otros criterios de instalación.



Sin embargo, cabe señalar que las centrales ubicadas en zonas críticas que se caracterizan por ser densamente pobladas y con una actividad industrial intensa, no cumplen con dicha normatividad, y aquellas centrales eléctricas ubicadas fuera de estas zonas cumplen con dicha normatividad aún sin contar con algún tipo de control de emisiones de SO₂.

En la actualidad, existe una gama de opciones para reducir las emisiones de SO₂ que pueden ser aplicados a centrales eléctricas. Varios estudios (Srivastava, R. *et al.* 2001a y Kaminski, J. 2003) al analizar la aplicación de estas opciones en países como Estados Unidos y Polonia, han determinado las mejores opciones costo-efectividad para reducir las emisiones de SO₂. Sin embargo, para el caso específico del Sector Eléctrico Mexicano (SEM) no existen estudios similares, por lo que en este trabajo se presenta una evaluación técnico-económica y de eficacia ambiental de varias opciones de control de emisiones de SO₂ factibles de ser aplicadas en las centrales eléctricas mexicanas.

Una vez que se obtiene la información acerca de los costos relacionados con el abatimiento de emisiones de SO₂, esta información económica y ambiental puede en efecto ser usada en modelos matemáticos de optimización de costos como un mejor marco para la toma de decisiones en materia de políticas ambientales.

En relación a este punto, internacionalmente se han llevado a cabo estudios de este tipo a nivel regional (Cofala, J. *et al.* 2004) y nacional (Karvosenoja, N., *et al.* 2003 y Shrestha, R., *et al.* 2005) particularmente en los sectores industrial y eléctrico. En efecto, basándose en modelos de optimización, estos autores han logrado encontrar curvas óptimas de costos de opciones de control de SO₂ lo cual en algunos casos han sido relacionadas con metas de reducción de emisiones de SO₂.

Por otro lado, para México no existen este tipo de estudios, particularmente en el sector eléctrico, a pesar de sus emisiones de SO₂. Por todo lo anterior, el objetivo principal de este trabajo puede dividirse en dos partes, a saber: 1) realizar una evaluación técnico-económica de opciones de control de emisiones de SO₂ aplicadas a centrales existentes del SEM y 2) desarrollar un modelo de optimización que genere las combinaciones óptimas de estas opciones de control y unidades generadoras de electricidad para ciertos niveles de reducción de las emisiones totales de SO₂ de las unidades generadoras consideradas.

Los objetivos particulares de este trabajo son:

1. Realizar una búsqueda bibliográfica de las opciones de control de emisiones de SO₂ aplicables a centrales eléctricas mexicanas, disponibles en el mercado atendiendo a sus características técnicas y sus costos.
2. Evaluar los costos de inversión, de O&M, de combustible así como el costo total de las opciones de controles de emisiones de SO₂ aplicables a centrales existentes en el SEM, así como simular la reducción de emisiones de SO₂, lo anterior utilizando el modelo LEAP.
3. Obtener los costos de mitigación de SO₂ asociados a cada una de las opciones de control consideradas.
4. Desarrollar un modelo de optimización que encuentre las combinaciones óptimas de mínimo costo, de opciones de control de emisiones y unidades generadoras de electricidad para un cierto nivel de reducción de emisiones totales de SO₂.
5. Obtener resultados y analizarlos.

Por lo anterior, el desarrollo de este trabajo se realizó en cuatro capítulos: en el primer capítulo se presenta la evolución del sector eléctrico y su estado actual en relación a las emisiones de SO₂, así también se plantea la metodología a utilizar en la evaluación de costos de mitigación, en el segundo capítulo se analizan las opciones de control de SO₂ a evaluar y sus costos asociados. El tercer capítulo presenta los resultados en términos del costo-efectividad de cada opción de control y finalmente en el cuarto capítulo se desarrolla un modelo original de mínimo costo en términos de unidades generadoras, al final se presentan conclusiones a este trabajo.

CAPÍTULO I. Marco de referencia

1.1 Generalidades

El sector eléctrico tiene la función de proveer energía eléctrica y se desarrolla en tres actividades principales, a saber: 1) la generación, 2) la transmisión y 3) la distribución y comercialización.

La generación es la actividad encargada de la producción de energía eléctrica a través de centrales eléctricas de diversa naturaleza tecnológica¹: centrales convencionales a vapor, centrales de ciclo combinado, centrales de combustión interna, centrales de turbina de gas, centrales carboreléctricas, centrales duales y nucleoelectrica que utilizan como insumo principal combustibles fósiles. También están las centrales que utilizan fuentes renovables como las centrales hidroeléctricas, geotérmicas y eólicas.

La transmisión es la actividad encargada de transportar (líneas de transporte de alto voltaje) la energía eléctrica producida en las centrales eléctricas hacia centros de distribución (líneas de distribución de bajo voltaje). Por último, la distribución y comercialización significa el acceso al usuario final de energía eléctrica.

En este trabajo es la generación de energía eléctrica el centro de estudio, debido a que las centrales que utilizan combustibles fósiles como son: combustóleo, diesel, carbón y otros son las que se relacionan con las emisiones de contaminantes.

Si bien, como se sabe, la energía eléctrica forma parte del desarrollo socioeconómico del país el uso de combustibles con azufre (como es el combustóleo y carbón) en centrales eléctricas en sus procesos de combustión resulta en la formación de contaminantes como son los SO_x (bióxido de azufre y trióxidos de azufre). El nivel de SO_x depende directamente del contenido de azufre, pero no depende del tamaño de la caldera, ni del diseño del quemador. El 95% del azufre en el combustible se emitirá como bióxido de azufre y del 1-5% como trióxido de azufre (León, G., 1998).

¹ Para ver una descripción más detallada de estas tecnologías se recomienda ver CFE-COPAR, 2003.



El bióxido de azufre es uno de los principales contaminantes que se producen y de acuerdo a datos de IIASA (2006), particularmente en el sector eléctrico. A este contaminante se le relaciona con importantes efectos negativos sobre la salud humana (Lübker-Alcamo, B. *et al.*, 1995, Spix, C. *et al.* 1996; López, M. *et al.*, 2005), acidificación de suelos, bosques, ríos y lagos (Schindler, D., 1988; Bini, C. *et al.*, 1998; Sienkiewicz, E. *et al.*, 2006), lo que hace necesario su abatimiento.

En México, como se verá en las secciones siguientes, para la generación eléctrica se han utilizado predominantemente combustibles fósiles. Sin embargo, atendiendo a la problemática de las consecuencias de las emisiones contaminantes en años recientes se emitió la Norma Oficial Mexicana 085-NOM-ECOL (DOF, 1994) que fija los niveles permisibles de emisiones de SO₂, NO_x y partículas.

1.2 Evolución del Sector Eléctrico Mexicano

En esta sección se analiza la evolución de la industria eléctrica mexicana de acuerdo a su estructura, se muestran el nivel de emisiones de contaminantes, así como se analiza la evolución de precios de diversos combustibles utilizados en la generación de electricidad en México, por último se presenta la normatividad ambiental en relación a las emisiones de SO₂

1.1.2 Evolución de la capacidad y la generación eléctrica

Esta sección discute la evolución de la industria eléctrica mexicana de acuerdo con la estructura de la capacidad de potencia y los combustibles utilizados para la generación. Se describe el total de emisiones de SO₂ y se identifica el tipo de tecnologías y los combustibles que han sido responsables de la mayoría de estas emisiones.

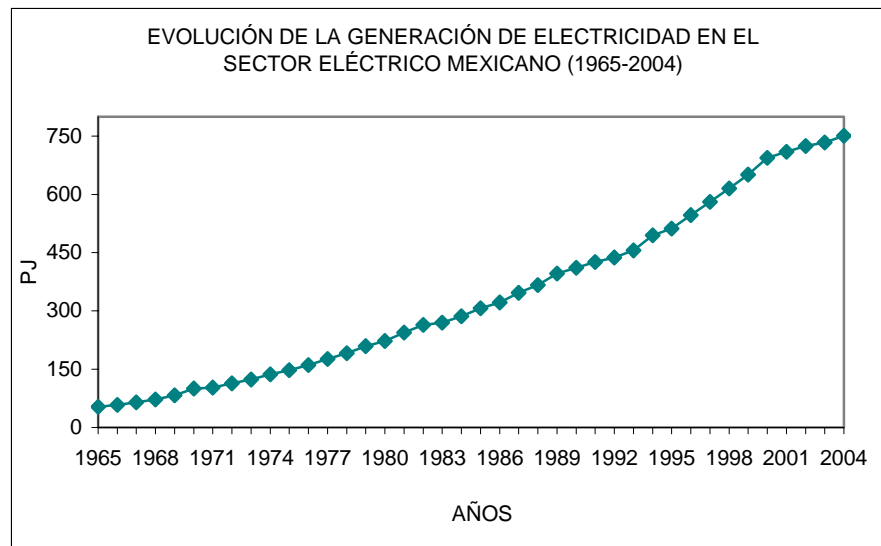


Figura 1.1. Generación de electricidad en México en el periodo 1965–2004.

Fuente: Balance Nacional de Energía, 1966-2004.

De acuerdo al Balance Nacional de Energía (BNE, varios años), la generación de electricidad en el Sector Eléctrico Mexicano (SEM) ha crecido constantemente de 53 PJ en 1965 a 751 PJ en 2004 (Véase Fig. 1.1), representando una tasa promedio de crecimiento anual (TMCA) del 7%. Por otra parte, el paso del crecimiento ha estado disminuyendo a través del tiempo: el crecimiento anual promedio de 1965 a 1975 fue del 10.8%, mientras que de 1975 a 1985 alcanzó el 7.6%, de 1985 a 1995 tuvo un crecimiento promedio anual del 5.2% y para el período de 1995 a 2004 fue del 4.3%. La capacidad eléctrica ha crecido de 4.2 GW en 1965 a 43.7 en 2004, a lo largo de este período las fuentes de energía han cambiado considerablemente (véase Figura 1.2).

En 1965, las centrales hidroeléctricas representaban el 52% de la capacidad nacional y las plantas a base de combustibles fósiles el 48%. Para 2004, estas últimas representaban el 71% mientras que las centrales hidroeléctricas y geotérmicas el 26% y la única central nuclear representaba el 3% de la capacidad.

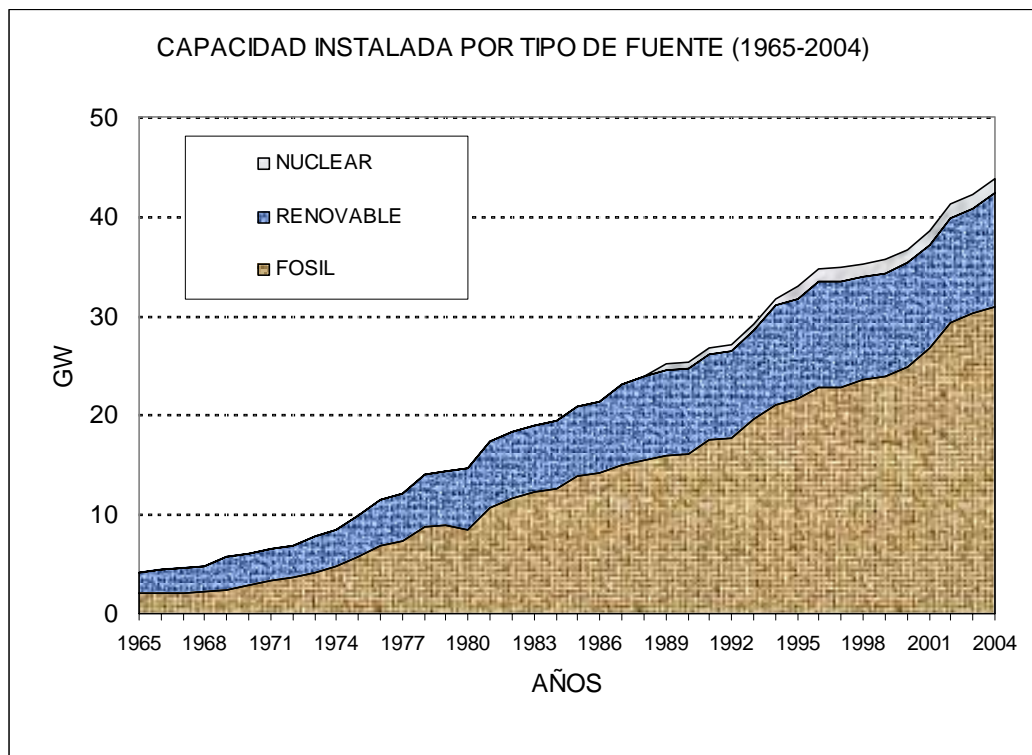


Figura 1.2. Evolución de la capacidad eléctrica en México (1965-2004).

Fuente: Balance Nacional de Energía, 1965-2004.

Esta estructura es resultado de las políticas aplicadas durante los años 60's después de la unificación de la mayoría compañías eléctricas existentes en una sola creándose así la Comisión Federal de Electricidad (CFE), quedando la compañía Luz y Fuerza del Centro (LyFC) como una compañía básicamente de distribución. En esa década, la mayoría de la expansión de la capacidad eléctrica se basó principalmente en plantas de vapor a base de combustóleo.

Después del proceso de la reforma energética en el año 1992, México fue encarando un nuevo paradigma en la generación de electricidad. La mayoría de la nueva capacidad de expansión del parque eléctrico necesaria fue satisfecha con plantas de ciclo combinado (NGCC), la cuales utilizan gas natural como insumo.

En 2004 la mayoría de la generación de electricidad (80.9%) estuvo basada en combustibles fósiles², principalmente combustóleo y gas natural. Las energías renovables incluyendo las centrales hidroeléctricas grandes con un 15% y la única central nucleoelectrónica contribuía con el 4.2%.

² Se refiere a los combustibles hidrocarburos y otros no renovables tales como combustóleo, diesel, gas natural y carbón.



1.1.3 Emisiones de SO₂ de centrales eléctricas mexicanas

Como se muestra en la figura 1.3, las emisiones de SO₂ provenientes de las centrales eléctricas mexicanas existentes han aumentado, pasando de 1.246 millones de toneladas en el año 1995 a 1.709 millones de toneladas en el año 2000.

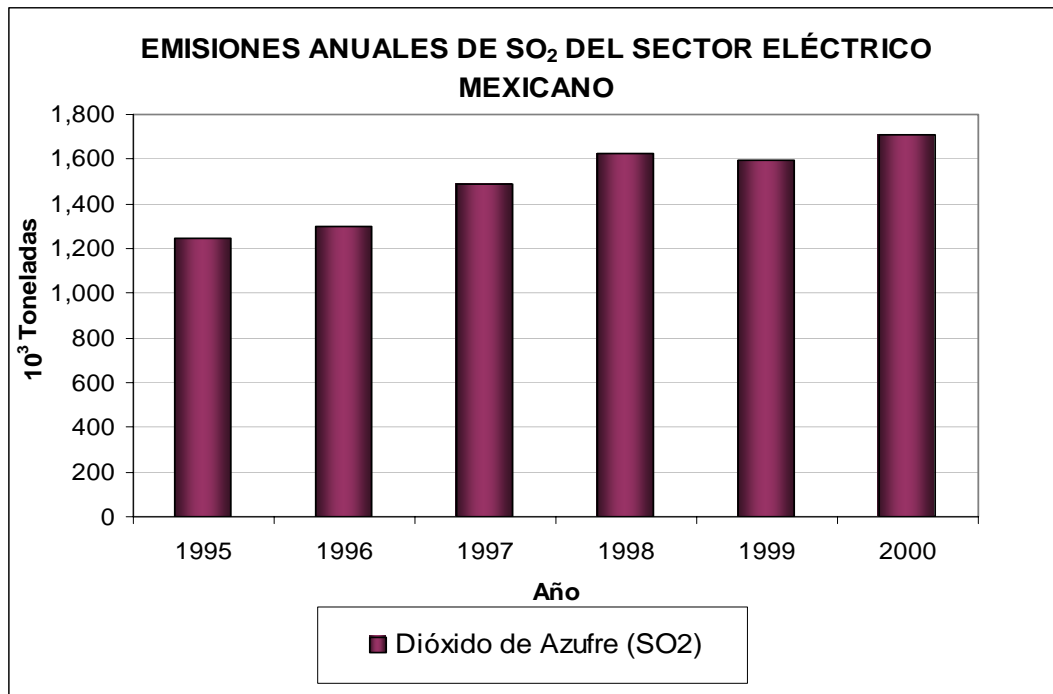


Figura 1.3. Emisiones de SO₂ en el SEM, 1995-2000.

Fuente: SENER (2003).

Cabe destacar que el sector eléctrico es el segundo mayor consumidor de combustibles fósiles en México, después del sector transporte. Sin embargo, el sector eléctrico utiliza combustibles más contaminantes, principalmente combustóleo con alto contenido de azufre (3.3 a 3.9 % en peso) (SENER, 2003).

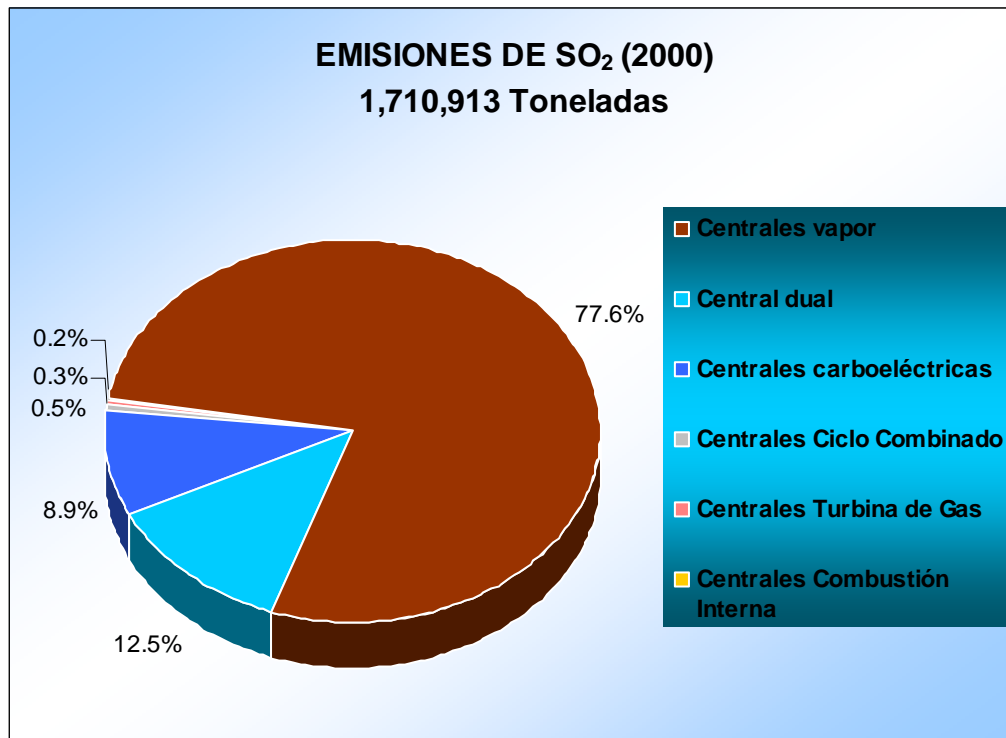


Figura 1.4 Emisiones de SO₂ por tipo de central en el SEM.

Fuente: SENER (2003).

Como se muestra en la figura 1.4 las centrales a base de combustóleo (centrales vapor) fue la principal fuente de las emisiones de SO₂ en el SEM en el año 2000, representando el 77.6%. La mayoría de las centrales no cuentan con dispositivos o alguna medida de control de las emisiones de este contaminantes.

Por lo que se hace necesario evaluar la factibilidad económica de opciones disponibles para abatir estas emisiones.

En la tabla A.1 del apéndice A, se muestran las emisiones anuales de SO₂ de cada una de las centrales existentes del SEM a lo largo del período comprendido de 1995-2000.

1.1.4 Evolución de los precios de combustibles

En esta sección se analizan la tendencia en los precios³ desde 1991 de los combustibles utilizados en las centrales eléctricas de México

Precios del combustóleo

La figura 1.4 muestra la evolución de los precios promedio del combustóleo utilizado en las centrales eléctricas mexicanas entre 1991 y 2003. Los precios varían de acuerdo al sitio de venta. A lo largo de este periodo, los precios tienen una tendencia a la alza; en el 2001 el precio eran 30% más altos que en 1991. Aunque en ese periodo la tendencia ha sido a la alza, proyecciones recientes de la SENER (véase figura 3.1) muestran una nueva tendencia hacia un decremento significativo en los precios de combustóleo.

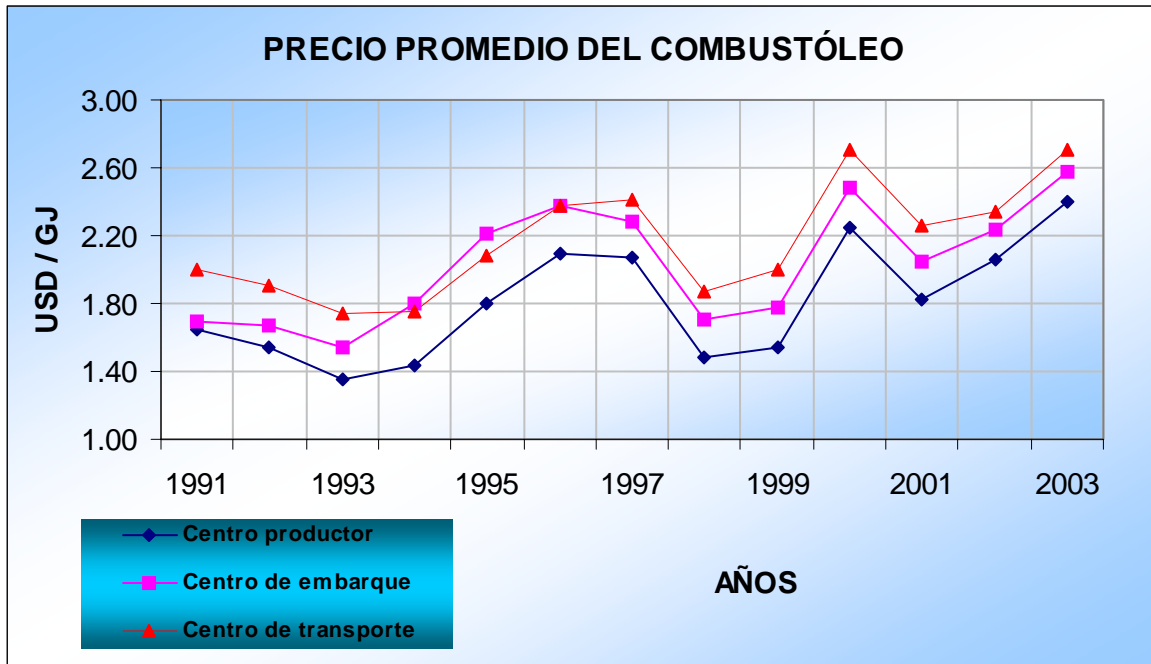


Figura 1.5. Precios históricos del combustóleo.

Fuente: CFE (2004).

³ Todos los precios están en dólares de 1997.



Precios de Gas Natural

La figura 1.6 muestra el precio de venta promedio del gas natural para CFE. El precio fue relativamente estable entre 1991 y 1995. Después de éste último año los precios tendieron a oscilar, presentando valores altos en algunos años. Por ejemplo, en 2003 los niveles de precios de gas natural representaron el doble comparado con el registrado en 1991. En el 2004 el nivel de precio de gas natural fue de \$4.68/GJ. De acuerdo con proyecciones de los precios de gas natural de la SENER, el nivel de precios incrementará hasta ubicarse en \$5.44/GJ en los siguientes años y después decrementará a \$3.85/GJ en los años subsecuentes.

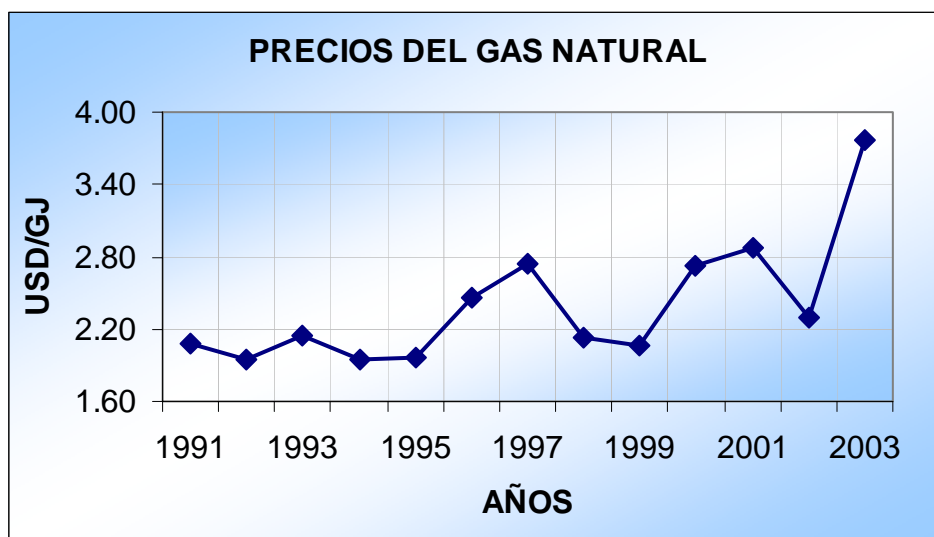


Figura 1.6 Precios históricos del gas natural.

Fuente: CFE (2004).

Precios de carbón

La figura 1.7 muestra los precios anuales promedios de la compañía MICARE, el principal proveedor de carbón de CFE. Estos precios tuvieron una caída fuerte entre 1991 y 1993, después hubo un comportamiento oscilatorio en los años subsecuentes, decreciendo en años recientes. Para el 2003, el precio tuvo una reducción del 35% del registrado en 1991. De acuerdo con el escenario medio de precios (COPAR-CFE, 2004), esta tendencia a la baja continuará de forma casi uniforme y gradual en el futuro. Según la figura 1.7, el primer año el precio proyectado para este trabajo es alto debido a una corrección reciente en el mercado nacional de carbón.

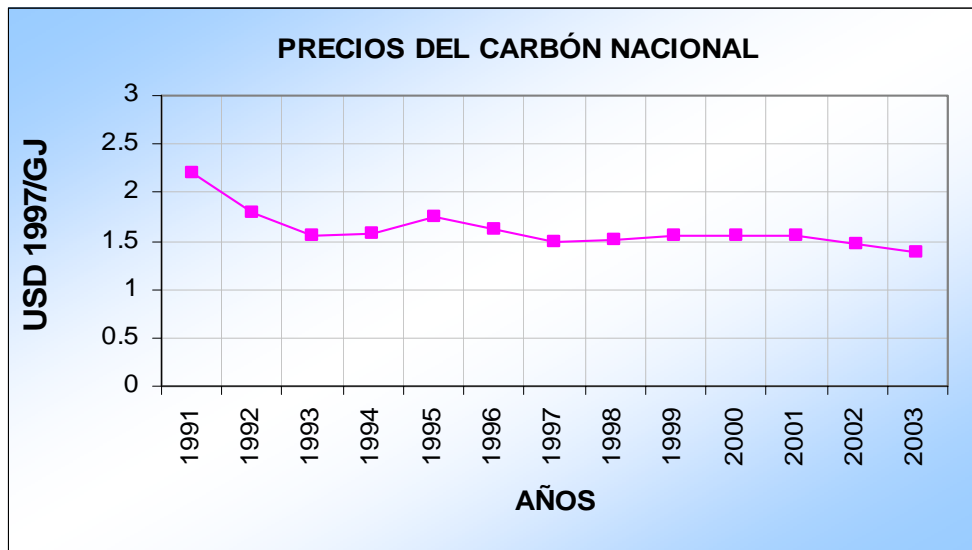


Figura 1.7. Precios históricos del carbón nacional.
Fuente: CFE (2004).

Precios de diesel

La figura 1.8 muestra la evolución del precio anual promedio del diesel vendido a CFE de 1991 a 2003. Los precios han oscilado en un nivel de \$4.60/GJ. En 1996, el precio alcanzado fue de \$5.80/GJ, mientras que el nivel más bajo fue de \$5.0/GJ en el año 2003. En el escenario más reciente elaborado por CFE, los precios del diesel decremantan en los primeros tres años, y después incrementan a nuevamente alcanzando un nivel de \$4.50/GJ en los años subsecuentes.

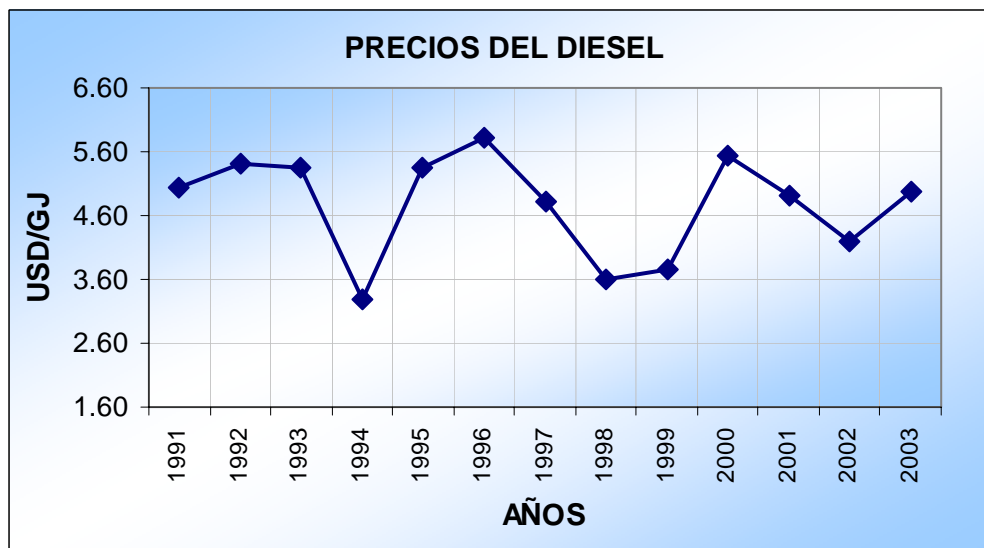


Figura 1.8 Precios históricos del diesel.
Fuente: CFE (2004).



Precios de los combustibles fósiles utilizados en la generación eléctrica

Como puede observarse en la figura 1.9, el precio más alto en la generación eléctrica es para el diesel, mientras que el precio del carbón nacional ha sido el más bajo, aunque para este combustible el valor registrado para el año 1991 estuvo ligeramente mayor con respecto a los precios registrados para el gas natural y el combustóleo. Aunque el precio de gas natural por unidad de energía ha sido generalmente más alto que los precios para el combustóleo, por sus características físicas, el gas natural se ha elegido, en los últimos años, como el combustible utilizado en nuevas centrales eléctricas y la conversión de plantas existentes de combustóleo a gas natural como una opción en la zona metropolitana del valle de México (ZMVM) en la cual existe la reglamentación más fuerte en relación a las emisiones contaminantes según la norma 085.

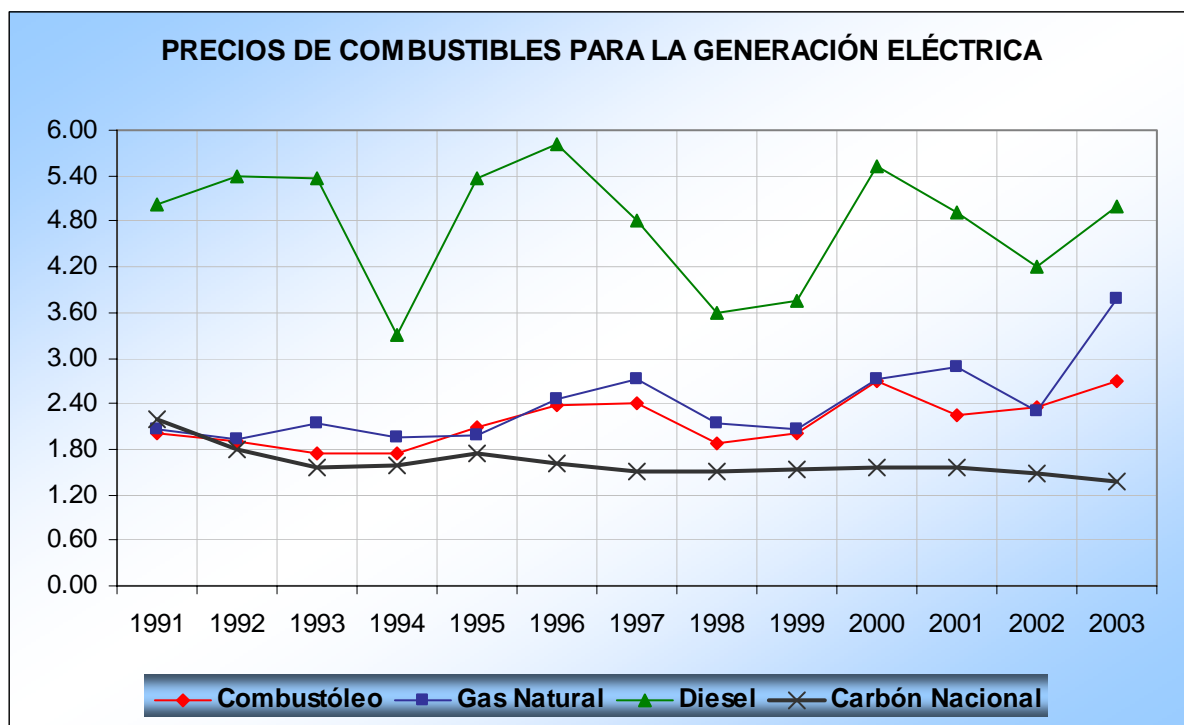


Figura 1.9 Comparación de precios de combustibles fósiles para la generación eléctrica.
Fuente: CFE (2004).

1.1.5 Normatividad ambiental en materia de emisiones de SO₂

Como parte de los esfuerzos para abatir las emisiones de SO₂, en 1994 se publicó en el Diario Oficial de la Federación la Norma Oficial Mexicana 085-ECOL-1994 que textualmente dice:

Norma Oficial Mexicana NOM-085-ECOL-1994 para fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles sólidos, líquidos o gaseosos o cualquiera de sus combinaciones, que establece los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales, bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno y los requisitos y condiciones para la operación de los equipos de calentamiento indirecto por combustión, así como los niveles máximos permisibles de emisión de bióxido de azufre en los equipos de calentamiento directo por combustión.

Esta norma afecta obligatoriamente a las centrales eléctricas debido a que estas son fuentes fijas y son equipos de combustión directa mayores de 110,000 MJ/h. También establece una serie de zonas geográficas para las cuales se establecen los niveles de emisión por contaminantes, así como las especificaciones de los combustibles utilizados.

En la tabla 1.1 se muestran las zonas en las que divide el país la norma 085-ECOL-1994, como puede verse se distinguen tres zonas específicas en las que se establece límites de emisiones de SO₂ y otros contaminantes: 1) la Zona Metropolitana de la Ciudad de México (ZMCM), 2) las zonas críticas y 3) el resto del país.

En la tabla 1.2 se muestran los límites de emisiones de los contaminantes que rige la norma 085-ECOL-1994. Estos límites son a partir de 1998 para los equipos de combustión mayores a 43,000 MJ/h. Sin embargo, en la tabla 4.1 se muestran los valores de los límites que son útiles para efecto de los cálculos realizados en este trabajo por tipo de combustible y son los correspondientes a equipos de combustión mayores de 110,000 MJ/h que son los valores para el caso de las centrales eléctricas analizadas.

Cabe destacar que de las 10 centrales que más emitieron SO₂ en el año 2000, tres se encuentran en zonas críticas, como puede verse en la tabla 1.3.



Tabla 1.1 Zonas geográficas y poblaciones en que se divide la norma 085-ECOL-1994.

Zona	Nombre de la Zona	Poblaciones
Zona Metropolitana de la Ciudad de México (ZMCM).	Zona Metropolitana de la Ciudad de México (ZMCM).	El área integrada por las 16 Delegaciones Políticas del Distrito Federal y los siguientes 17 municipios del Estado de México: Atizapán de Zaragoza, Coacalco, Cuautitlán de Romero Rubio, Cuautitlán Izcalli, Chalco de Covarrubias, Chimalhuacán, Ecatepec, Huixquilucan, Ixtapaluca, La Paz, Naucalpan de Juárez, Nezahualcóyotl, San Vicente Chicoloapan, Nicolás Romero, Tecámac, Tlalnepantla y Tultitlán.
Zonas Críticas	Zona metropolitana de la ciudad de Monterrey	El área integrada por los siguientes municipios del Estado de Nuevo León: Monterrey, Apodaca, General Escobedo, Guadalupe, San Nicolás de los Garza, San Pedro Garza García, Santa Catarina y Juárez.
	Zona metropolitana de la ciudad de Guadalajara	El área integrada por los siguientes municipios del Estado de Jalisco: Guadalajara, Ixtlahuacán del Río, Tlaquepaque, Tonalá, Zapotlanejo y Zapopan.
	Centro de población Coatzacoalcos-Minatitlán	Municipios de Coatzacoalcos, Minatitlán, Ixhuatlán del Sureste, Cosoleacaque y Nanchital en el Estado de Veracruz
	Centro de población Irapuato-Celaya-Salamanca	Municipios de Celaya, Irapuato, Salamanca y Villagrán en el Estado de Guanajuato
	Centro de población Tula-Vito-Asasco	Municipios de Tula de Allende, Tepeji de Ocampo, Tlahuelilpan, Atitalaquia, Atotonilco de Tula, Tlaxoapan y Apaxco) en los estados de Hidalgo y de México
	Corredor industrial de Tampico-Madero-Altamira	Municipios de Tampico, Altamira y Cd. Madero, en el Estado de Tamaulipas
	Estado de Baja California	Municipio de Tijuana
	Estado de Chihuahua	Municipio de Cd. Juárez
Zona Resto del País		Es toda la extensión territorial nacional excluyendo la Zona Metropolitana de la Ciudad de México, (ZMCM) y las Zonas Críticas.

Fuente: DOF (1994).



Tabla 1.2 Límites de emisión para equipos de combustión mayores a 43,000 MJ/h según la norma 085-ECOL-1994.

CAPACIDAD DEL EQUIPO DE COMBUSTIÓN MJ/h	TIPO DE COMBUSTIBLE EMPLEADO	DENSIDAD DE HUMO	PARTÍCULAS (PST) mg/m ³ (kg/10 ⁶ kcal) (1) (2)			BIÓXIDO DE AZUFRE ppm V (kg/10 ⁶ kcal) (1) (2)			ÓXIDOS DE NITRÓGENO ppm V (kg/10 ⁶ kcal) (1)			EXCESO DE AIRE DE COMBUSTIÓN %volumen (5)
		Número de mancha u opacidad	ZMCM	ZC (3)	RP	ZMCM	ZC (3)	RP	ZMCM	ZC (4)	RP	
De 43,000 a 110,000 MJ/h	Líquidos	NA	60 (0.085)	300 (0.426)	400 (0.568)	550 (2.04)	1100 (4.08)	2200 (8.16)	110 (0.294)	110 (0.294)	375 (1.0)	30
	Gaseosos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	110 (0.281)	110 (0.281)	375 (0.959)	
Mayor de 110,000	Sólidos	NA	60 (0.090)	250 (0.375)	350 (0.525)	550 (2.16)	1100 (4.31)	2200 (8.16)	110 (0.309)	110 (0.309)	375 (1.052)	25
	Líquidos	NA	60 (0.085)	250 (0.355)	350 (0.497)	550 (2.04)	1100 (4.08)	2200 (8.16)	110 (0.294)	110 (0.294)	375 (1.0)	
	Gaseosos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	110 (0.281)	110 (0.281)	375 (0.959)	

(1) Concentraciones referidas a 25°C, 760 mm Hg, 5% de oxígeno en volumen y base seca. Entre paréntesis se expresa el equivalente de la concentración en unidades de kg/10⁶ kcal.

El factor para corregir el O₂ a la base del 5% de oxígeno, se calcula de acuerdo a la ecuación 7.
Ecuación 7

$$E_r = \frac{21 - O_r}{21 - O_m} * E_m$$

Donde:

E_r = Emisión calculada al valor de referencia del O₂

E_m = Emisión medida (NO_x o CO)

O_m = Valor medido para el O₂

O_r = Nivel de referencia para el O₂

(2) Los valores de emisión de Partículas, Bióxido de Azufre y Oxidos de Nitrógeno podrán ser determinados con promedios ponderados de fuente fija, al hacer uso del procedimiento descrito en el punto 5.2 de esta Norma.

(3) Zonas críticas (especificadas en el punto 4.22 de esta norma).

(4) Se refiere únicamente a las Zonas metropolitanas de las ciudades de Monterrey y Guadalajara y las ciudades de Tijuana, Baja California y Cd. Juárez, Chihuahua.

(5) Determinado con la siguiente ecuación y medido antes del precalentador de aire o de cualquier infiltración que diluya los gases de combustión:

$EA = (O_2 - 0.5 CO) 100 / (0.264 N_2 - O_2 + 0.5 CO)$; donde O₂, CO y N₂ corresponden al porcentaje en volumen de oxígeno, monóxido de carbono y nitrógeno respectivamente contenidos en los gases de combustión en base seca.

SIGNIFICADO DE LAS SIGLAS:

ZC Zonas Críticas.

NA No Aplica.

ZMCM Zona Metropolitana de la Ciudad de México.

RP Resto del país.

Fuente: DOF (1994)



1.3 Metodología General

La metodología adoptada para el análisis de opciones de control de emisiones de SO₂ en el Sector Eléctrico Mexicano se lista a continuación:

1. Las opciones consideradas para el control de emisiones de SO₂ fueron sólo aquellas aplicables a centrales eléctricas existentes.
2. Se eligieron 10 de las centrales eléctricas más contaminantes de SO₂ que se muestran en la tabla 1.3, las cuales representan el 72% de las emisiones totales del SEM en el año de referencia. De estas centrales, una es de tecnología dual cuya principal característica es que puede utilizar indistintamente 2 tipos de combustible, que en este caso son el combustóleo y el carbón; siete centrales son de tecnología convencional de vapor que utilizan combustóleo principalmente, y las otras 2 centrales son carboeléctricas que utilizan carbón como combustible. Esta selección de centrales

Tabla 1.3 Centrales eléctricas más contaminantes del Sector Eléctrico Mexicano.

Tipo Generación	ID Central	Nombre Central	Ubicación	Generación GWh	Eficiencia %	Factor de Planta %	Capacidad MW	Emisiones SO ₂ (Ton)	Núm. de unidades generadoras	Zona Crítica
DUAL	PTC	Pdte. P. Elías Calles (Petacalco)	La Unión, Guerrero	13,569	37.01	73.76	2,100	214,669	6	
VAPOR	TXP	Adolfo López Mateos (Tuxpan)	Tuxpan, Veracruz	15,190	37.43	82.57	2,100	251,029	6	✓
VAPOR	TUL	Fco. Pérez Ríos (Tula)	Tula, Hidalgo	10,211	35.26	77.71	1,500	150,823	5	
CARBOELÉCTRICA	CRB II	Carbón II	Nava, Coahuila	9,416	38.52	76.78	1,400	72,496	4	
VAPOR	MNZ I	Alvarez M. (Manzanillo I)	Manzanillo, Colima	7,694	35.91	73.19	1,200	125,544	4	
CARBOELÉCTRICA	RE	J. López Portillo (Río Escondido)	Río Escondido, Coahuila	9,280	36.25	88.28	1,200	79,988	4	
VAPOR	SLM	Salamanca	Salamanca, Guanajuato	5,617	34.35	74.04	866	91,135	4	✓
VAPOR	ALT	Altamira	Altamira, Tamaulipas	4,723	33.19	67.39	800	86,238	4	✓
VAPOR	VR	Villa de Reyes (S. L. P.)	Villa Reyes, San Luis Potosí	4,971	35.34	81.07	700	77,559	2	
VAPOR	MNZ II	Manzanillo II	Manzanillo, Colima	5,220	37.45	85.13	700	77,157	2	
Total				85,890			12,566	1,226,638	41	

Fuente: CFE (2001), DOF (1994) y SENER (2003).



3. Se consideró un período de análisis de 15 años equivalente a la vida útil de la mayoría de las opciones analizadas (principalmente las tecnologías de desulfuración de gases). En el caso de las centrales eléctricas se consideró una vida útil de 40 años, lo cual es compatible con la estrategia de CFE para optimizar las necesidades de inversión en el sector eléctrico mexicano en la utilización de la capacidad total existente.

4. Los precios futuros de combustibles considerados en este trabajo se obtuvieron de diversas fuentes de información (SENER, 2004a; EIA, 2004; COPAR-CFE, 2004).

5. Se analizó cada una de las opciones de control consideradas en este trabajo a partir de diversas fuentes bibliográficas (Chiyoda, 2004; CFE-COPAR, 2003; Calider, 2004; EPA, 2002; Sargent & Laundy, 2003; Srivastava, 2001a y 2001b; EPA, 2003; Sargent & Laundy, 2002; SHCP, 1998; ARPEL, 1999 y CFE, 1994). Véase capítulo 3.

6. La simulación de los costos de cada opción de control se realizó en 2 partes: 1) el modelo LEAP fue utilizado para calcular el valor presente de los costos de cada opción por central y las emisiones reducidas. Para una descripción más detallada del modelo LEAP así como su instrumentación para evaluar costos de mitigación de SO₂ se puede ver en Grande (2005); y 2) los costos de mitigación de cada opción se calcularon en hojas electrónicas de cálculo MS Excel utilizando las salidas de la información de la primera parte.

6. Se desarrolló un modelo de optimización de mínimo costo, este modelo encuentra la combinación óptima de mínimo costo de opciones de control de SO₂ y unidades generadoras para intervalos de reducción del 10% de las emisiones totales de SO₂ atendiendo el cumplimiento de la Norma Oficial Mexicana NOM-085-ECOL-1994 de los límites de emisiones de SO₂ en zonas críticas. Véase capítulo 4.

1.3.1 Metodología para la simulación de los costos de mitigación

A través de la metodología que se presenta en esta sección se calcularon los costos de mitigación por cada opción y para cada una de las centrales seleccionadas en este estudio.

Los costos de mitigación están basados en Costos (C) y Beneficios (B) estimados expresados en Valor Presente (VP), y una reducción de emisiones de SO₂ derivada de la comparación entre las emisiones reducidas de un caso de mitigación y el caso



base (BASE). El caso de mitigación representa una condición cuando una opción de control de emisiones de SO₂ es aplicada a una central eléctrica seleccionada del SEM.

En este trabajo los costos analizados a lo largo del período de 15 años son: de capital, de operación y mantenimiento (O&M) y de combustible en el caso de mitigación. Una vez calculados los costos en valor presente (VP) para 15 años son totalizados, obteniendo el valor presente del costo total para cada central térmica considerada.

De similar forma se calcularon los beneficios (ahorros) totales en relación con el caso base. Con esas estimaciones se realiza un análisis de VP entre los beneficios y costos totales con el propósito de evaluar el costo global de mitigación (CG_{mitigación}) del caso de mitigación en relación con el caso base.

Una vez que se tiene el resultado del CG y el total de reducción de emisiones producidas por el caso de mitigación para todo el período, el costo de mitigación (CM) se obtiene utilizando el siguiente procedimiento:

1. El CG_{mitigación} se expresa en un costo anualizado de mitigación (CA_{mitigación}) para los 15 años del período analizado (véase ecuación 2)
2. El promedio de reducción anual es calculado de dividir la reducción de emisiones del caso de mitigación en relación con las emisiones del caso base ($EMISIONES_{CASO\ BASE} - EMISIONES_{mitigación}$) por el número de años en todo el período.
3. El costo de mitigación es calculado (CM_{emisiones}) de dividir el costo anualizado del paso 1 por el promedio de reducción de emisiones calculado en el paso 2 (Véase ecuación 1).

$$CM_{emisiones} = \frac{CA_{mitigación}}{EMISIONES_{CASO\ BASE} - EMISIONES_{mitigación}} \quad (1)$$

Donde:

$$CA_{mitigación} = CG_{mitigación} \frac{i}{1 - (1 + i)^{-n}} \quad (2)$$

y,

CG = Valor presente neto de costos globales de mitigación para cada central térmica

i = Tasa de descuento

n = número de años



1.3.2 Procedimiento de simulación en el Modelo LEAP

El Sistema de Planeación de Alternativas Energéticas de Largo Plazo (LEAP, por sus siglas en inglés Long Range Energy Alternatives Planning) es un modelo informático desarrollado por el Stockholm Environmental Institute at Boston (SEI-B). Es un modelo contable de tipo “bottom-up”⁴ que permite la evaluación de costos de los efectos de diferentes políticas en la generación de energía y consumo (tales como uso eficiente, sustitución de combustibles, cambios en la estructura energética, etc.), contabilizando las emisiones de contaminantes correspondientes (SEIB-2000).

En el modelo LEAP se pueden simular y calcular los efectos físicos, económicos y ambientales (que en este caso particular serían las emisiones de SO₂) de la implementación de inversiones, políticas y acciones alternativas de un sistema energético⁵ o parte de dicho sistema en estudio.

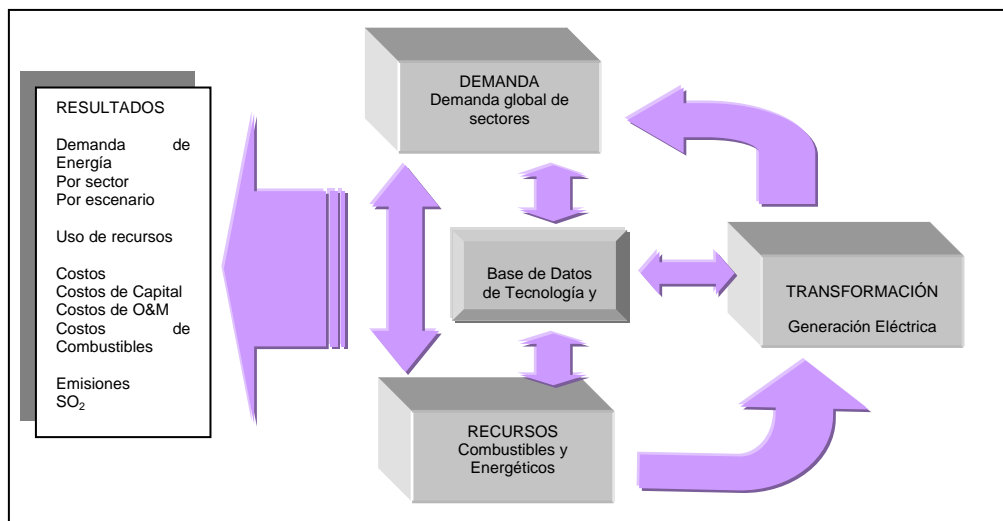


Figura 1.10 Estructura y procedimiento analítico del modelo LEAP.

Fuente: Adaptación de Shin (2005)

En la figura 1.10 se muestra la estructura general del modelo LEAP: en la demanda se representan los diferentes sectores de demanda de energía o usos finales, en la transformación se representan los diferentes sectores de oferta de energía como son

⁴ Un modelo “bottom-up” estima la demanda sectorial de energía a partir de sus usos finales, además la demanda total es el agregado de las demandas sectoriales. La oferta total se iguala a la demanda total. En este tipo de modelos la oferta total se desagrega por tipo de energético o sector energético, es decir, se estima a partir de las plantas productoras de energía, tanto refinerías y plantas de gas como plantas generadoras de electricidad. Además con el consumo total de cada energético se calculan las emisiones de contaminantes (Garibaldi, 2002 y Albarrán, 2006).

⁵ En este trabajo el sistema en estudio es el sistema energético nacional en forma general y de forma muy particular el sector eléctrico mexicano en el módulo de la generación eléctrica.

las centrales eléctricas, mientras que en los recursos se representan las características de las fuentes energéticas (primarias y secundarias), así como sus reservas y la disponibilidad de uso en el sistema energético analizado.

En este trabajo el modelo LEAP fue utilizado para simular el valor presente de los costos de las opciones de control de emisiones de SO₂ seleccionadas en 10 de las centrales eléctricas que más emiten SO₂ en México. Para la utilización del modelo LEAP se procedió de manera siguiente:

1. Se definió el año 2000 como el año de referencia, debido a que toda la información requerida por el modelo LEAP estuvo disponible con base en solicitudes de información a CFE, SENER y SEMARNAT.
2. El balance nacional de energía se representó satisfactoriamente en el Modelo LEAP para ese mismo año, es decir, se reprodujeron las cifras presentadas en la publicación de la SENER (2001). En este sentido, cabe señalar que en el caso del rubro de centrales eléctricas dentro del balance de la SENER se reprodujeron las cifras dadas por la CFE (2001) en su informe de operación del año 2000.
3. El caso base fue construido desarrollando el módulo de generación eléctrica donde todas las centrales tienen las mismas condiciones de operación como en el año 2000 (factor de planta, eficiencia, consumo de combustible, generación eléctrica, factores de emisión y capacidad) a lo largo del periodo analizado de 15 años. Similarmente, la estructura de la oferta y demanda energética se mantiene igual para todo el periodo.
4. Por último, las opciones de control de SO₂ analizadas fueron simuladas como casos alternativos en el modelo LEAP con base en información que se describe y analiza en el capítulo 2, estos casos alternativos de mitigación fueron comparados con el caso base.

1.3.2.1 Datos de entrada del Modelo LEAP

El **Sistema de Información de la Generación Eléctrica en México-SIGENEL** desarrollado en el CIE-UNAM (Grande, 2005) fue utilizada como fuente datos de entrada al modelo LEAP, el cual está formado por las siguientes bases de datos:

- Base de datos de las fuentes de energía en México, que contiene los datos de las reservas de petróleo, gas natural, carbón, uranio y fuentes renovables.
- Base de datos de información técnica del SEM, que contiene los datos del estatus de las centrales eléctricas, particularmente en el año 2000 de acuerdo



con información de CFE (2001), que incluye la capacidad eléctrica, eficiencia de operación, vida útil, factor de carga, disponibilidad, generación eléctrica, tipo de planta y factores de emisión de SO₂.

Otra base de datos fue desarrollada con la información referente a las opciones de control analizadas en este trabajo que interacciona directamente con SIGENEL, se denominó BDTECONEM la cual contiene los datos para la construcción de los casos alternativos en el modelo LEAP concernientes a los costos de inversión, operación y mantenimiento, eficiencia de remoción de SO₂, autoconsumo de energía, esta información se obtuvo de diversas fuentes bibliográficas (Chiyoda, 2004; CFE-COPAR, 2003; Calider, 2004; EPA, 2002; Sargent & Laundry, 2003; Srivastava, 2001^a y 2001b; EPA, 2003, Sargent & Laundry, 2002; SHCP, 1998; ARPEL, 1999 y CFE, 1994). Dichas opciones de control se analizan en el capítulo 3. Finalmente, los precios de combustibles futuros representados en la figura 3.1 también se introdujeron como datos de entrada en el modelo LEAP.



CAPÍTULO II. Opciones de control de emisiones de SO₂

Como se sabe, el bióxido de azufre (SO₂) es el principal precursor de la lluvia ácida y, en elevadas concentraciones también puede tener efectos dañinos a la salud humana. Es por eso que en este capítulo se analizan las características técnicas y los costos de opciones de control de emisiones para las centrales eléctricas seleccionadas del SEM.

De acuerdo al proceso de combustión de combustibles fósiles, las opciones de desulfuración¹, las tecnologías y prácticas para ello pueden agruparse en tres categorías (Rodas, A. *et al.* 2003):

- 1) Antes de la combustión (precombustión), se refieren al tratamiento químico del combustible antes de ser inyectado a la caldera u horno, siendo la más común la tecnología de hidrotatamiento o hidrodeshulfuración, el cual reduce la cantidad de azufre en los combustibles.
- 2) Durante la combustión, se basan en la inyección de compuestos químicos absorbentes en el interior de la flama y participan en el proceso de la combustión. Tienen la desventaja de disminuir la flama y un incremento de partículas no quemadas en los gases de combustión, además de la formación de depósitos de sulfato de calcio en las tuberías de transporte de los gases de combustión.
- 3) Después de la combustión (post-combustión), se les conoce como tecnologías de desulfuración de gases de combustión (FGD *por sus siglas en inglés*), de estas existen las que son sin regeneración o de “un solo uso” (once-through) y las que son con regeneración (regenerable) dependiendo de cómo el material absorbente (reactivo) es tratado después de que ha absorbido el SO₂ de los gases de combustión. En las tecnologías de un solo uso, el material absorbente se combina químicamente con el SO₂, obteniendo subproductos (por ejemplo yeso) o se desecha. En las tecnologías con regeneración el material absorbente de SO₂ puede ser recuperado al final de proceso. En ambos tipos existen sistemas húmedos (wet) y secos (dry). Ejemplo de tecnologías de desulfuración de gases de combustión son: Tecnología Chiyoda, Tecnología Calider, Tecnología de Oxidación Forzada de Piedra Caliza y la Tecnología de Secador de Cal en Aerosol.

En este trabajo también se analiza la información disponible para los casos de sustitución de combustibles como una opción de control de SO₂. Tres casos son presentados: 1) la sustitución de combustóleo por gas natural (GN); 2) la sustitución de combustóleo por gas natural licuado (GNL), y 3) la sustitución de combustóleo y carbón nacional por carbón importado con bajo contenido de azufre (0.7% en peso).

¹ Es el proceso o procedimiento por el cual se quita el azufre a un compuesto



Cabe destacar que la información económica encontrada para la mayoría de las opciones de control de emisiones de SO₂, que se detalla en los apartados siguientes, se encontró en términos de los costos asociados a los rubros que se describen a continuación:

1) Costo de inversión: Se integra de los costos de los materiales y mano de obra involucrados en la fabricación, montaje y edificación de una instalación en la central generadora, que en este caso, es un control de emisiones. Cuando se determina en términos unitarios es la relación del costo de inversión por capacidad de la unidad generadora en términos de MW.

2) Costos de operación y mantenimiento: Son los costos directos e indirectos de mano de obra, administrativos, refacciones y equipos asociados con la operación y el mantenimiento del control de emisiones. Este tipo de costos tiene un componente fijo y uno variable. Los costos fijos de O&M son independientes de las variaciones de la producción del sistema bajo consideración y los costos variables varían con el volumen de la producción de dicho sistema (CFE-COPAR, 2003). Este concepto no incluye los costos de combustible.

3) Costo de combustible: Es un incremento en la energía requerida para los usos propios de la central, lo cual significa un mayor consumo de combustible, lo cual implica un aumento en el costo de combustible.

Por ejemplo, para la primera opción de control de SO₂ analizada (tecnología Chiyoda), se encontró que el costo de inversión en términos unitarios por MW de capacidad de la unidad generadora a la que se le aplicaría uno de estos sistemas, por lo que se construyó una curva a partir de la información (véase Fig. 2.2) que se muestra en la tabla 2.1 de acuerdo con CFE-COPAR (2003).

Tabla 2.1 Costos de inversión para la tecnología Chiyoda.

Capacidad MW	10 ³ USD
350	216
160	353
84	529
37.5	812

Fuente: CFE-COPAR (2003).

También se utilizó una tabla de datos similar, pero para los costos de O&M con la cual se construyó también la curva de costos que se muestra en la figura 2.3. Con base en esa información, se calcularon los costos asociados a las opciones de control de SO₂ en las centrales analizadas.

2.1 Tecnología de desulfuración de gas afluente Chiyoda

2.1.1 Descripción del proceso

El proceso de la desulfuración del gas afluente de la tecnología Chiyoda (CT-121) (*Flue Gas Desulphurization-FGD*) sirve para la absorción de la SO₂ en el gas desde la caldera que consume carbón y combustóleo, para la fijación del SO₂ removido del gas como yeso. El proceso de Chiyoda es una adaptación del proceso de desulfuración del gas afluente de la piedra caliza (*Wet Limestone FGD*), está clasificado como de un solo uso (*once-through*). La característica central de este proceso es el reactor burbujeante (Jet Bubbling Reactor-JBR), en el cual el humo es soplado con agua formando una cama fina de burbujas donde el SO₂ es absorbido, oxidado por aire que es inyectado, y entonces es neutralizado por la mezcla de polvo de piedra caliza.

Básicamente, el proceso de Chiyoda tiene tres porciones principales como sigue (véase figura 2.1):

1) **Absorción, oxidación, neutralización y cristalización.** El humo entra en el JBR a través de un conducto enfriador, donde el dicho gas se enfría y se satura. El humo entonces se distribuye a través de una gran cantidad de tubos del aspersor del gas que se sumergen a varias pulgadas debajo de la superficie de la mezcla del yeso. Esta inyección de gas en la mezcla crea una capa de la espuma que facilita la absorción del la SO₂ de la corriente del humo. Además, el JBR se diseña para permitir que la precipitación y oxidación de sulfitos, y la neutralización de ácidos que se dan en la cristalización del yeso ocurra simultáneamente dentro del mismo recipiente.

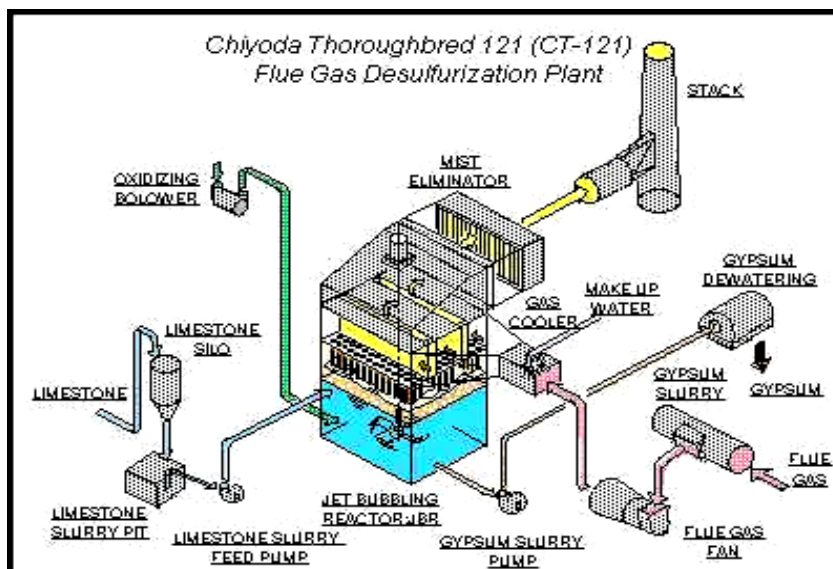


Figura 2.1. Esquema de la tecnología Desulfurador Chiyoda.

2) **Unidad de preparación de la mezcla de polvo de piedra caliza.** La piedra caliza para ser utilizada por el JBR se incorporada en forma pulverizada. La piedra caliza pulverizada con el tamaño apropiado será recibida por el portador a granel y descargada en un silo. El líquido filtrado de la sección de desecación de yeso se agrega para moler y la mezcla producida de la piedra caliza se envía al JBR para la remover el SO₂ y obtener yeso.

3) **Unidad de desecación de yeso.** La mezcla de yeso contiene de 25 a 30 por ciento de sólidos es incorporada a la unidad de desecación del yeso como un filtro de vacío rotatorio. El líquido filtrado, se reutiliza para la preparación de la mezcla de la piedra caliza.

2.1.2 Costos

En el documento Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico (CFE-COPAR, 2003) en la parte de la generación de la Comisión Federal de Electricidad, se ha evaluado desde hace varios años los costos nivelados de inversión (véase Figura 2.2) y de operación y mantenimiento (véase Figura 2.3) del uso de la tecnología Chiyoda para desulfurar gases de combustión de centrales eléctricas. En el documento mencionado estos costos se determinan para varios tipos de centrales (termoeléctricas y duales) de diversas capacidades y usando combustóleo y carbón.

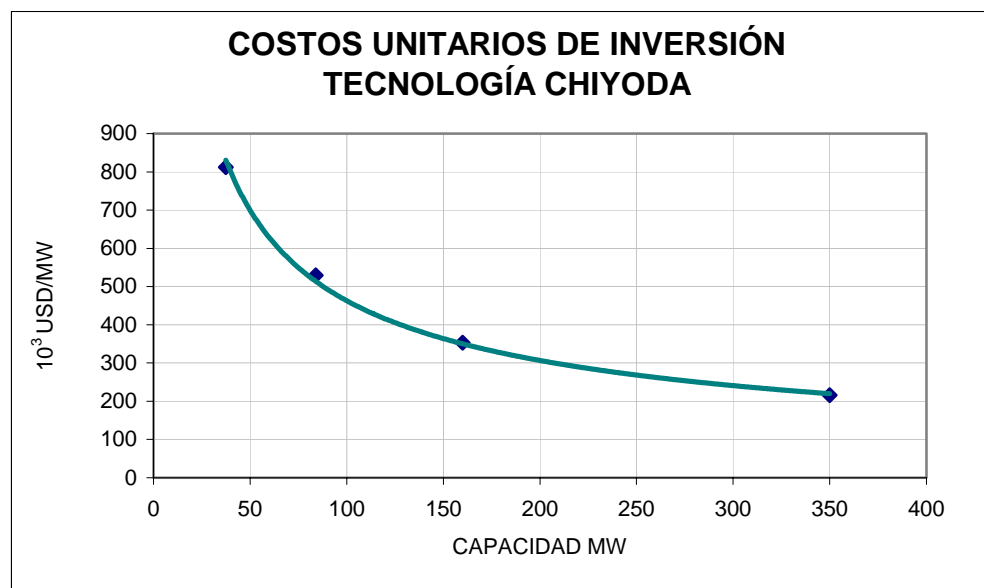


Figura 2.2 Curva de costos unitarios de inversión de la tecnología FGD Chiyoda.
Fuente: CFE-COPAR (2003).

En CFE-COPAR (2003), se calculan los costos nivelados para una tasa de descuento del 10% y se establecen distinguiendo el uso de la tecnología Chiyoda



para nuevas centrales y para centrales existentes; en estas últimas considerando un lapso de 15 años de vida útil remanente. Asimismo, se ofrecen datos sobre los programas de inversión en términos porcentuales y de acuerdo a la capacidad y el tipo de central. Por último, se aporta el dato de 4.2% de usos propios que generaría la instalación de los desulfuradores.

Con estos datos se calculan las curvas de los costos unitarios de inversión y de operación y de mantenimiento (O&M) tanto para centrales a base de combustóleo como de carbón, en función de su capacidad (véanse figuras 2.2 y 2.3), las cuales expresan curvas de economías de escala.

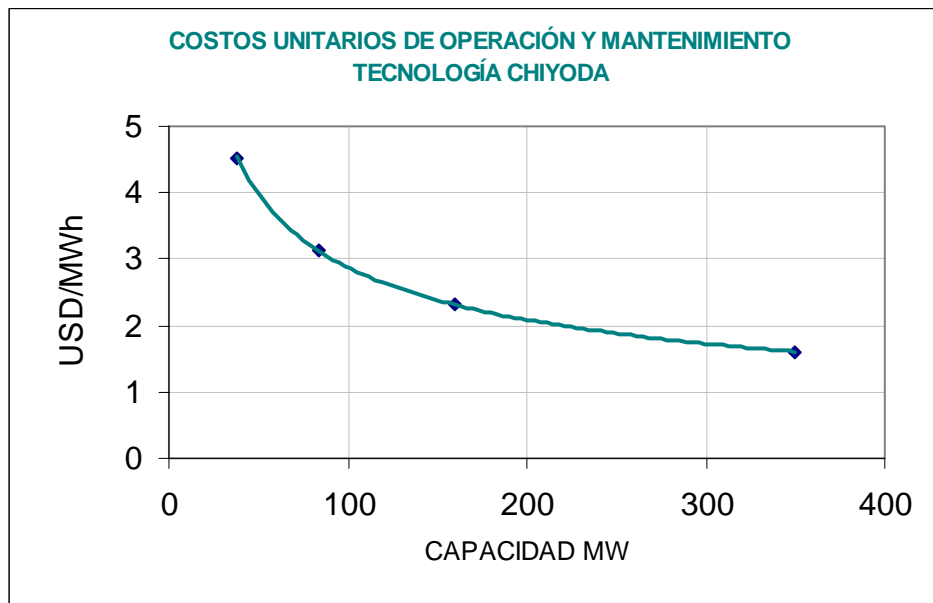


Figura 2.3 Curva de costos unitarios de O&M del desulfurador Chiyoda.
Fuente: CFE-COPAR (2003).

Con la ayuda de las curvas así construidas se determina por un lado, el costo de inversión para cada una de las diez centrales consideradas, y por otro lado, el costo de operación y mantenimiento de cada una de ellas considerando una vida remanente de 15 años. Finalmente, se calcula para cada central un sobre costo en combustibles proveniente del uso propio de electricidad del desulfurador Chiyoda.

Agregando los costos mencionados se obtiene un costo global para cada central lo cual aunado a la reducción global considerando una eficiencia de remoción conservadora de 90%, para cada central en el periodo señalado, se procede a calcular el costo de mitigación por central en donde se asume que se instaló el desulfurador Chiyoda.

2.2 Tecnología de desulfuración de gas afluente Calider (Lime Slurry DUCH Injection)

2.2.1 Descripción del proceso

Esta es también una tecnología de desulfuración de post combustión no regenerativa, sin embargo, a la diferencia de la tecnología Chiyoda el desulfurador Calider es menos sofisticado y tiene la ventaja de ser compacto lo que lo hace adecuado para centrales existentes en donde se tienen generalmente restricciones de espacio.

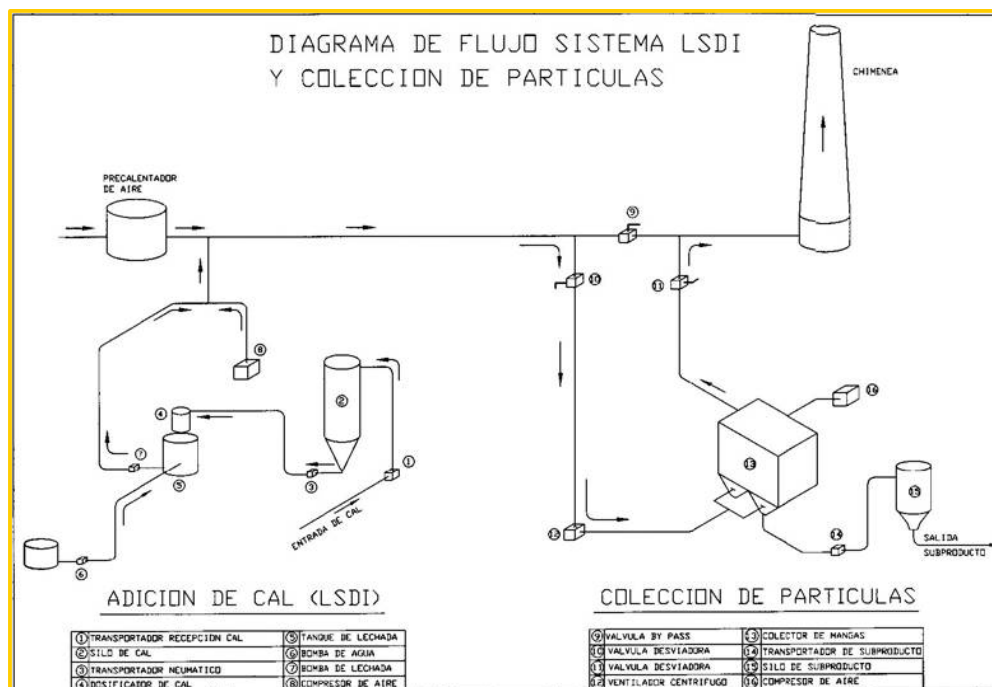


Figura 2.4 Esquema de la tecnología Desulfurador Calider.

Fuente: Calider (2004).

En la tecnología Calider el lavado de SO₂ en los gases de combustión es a través del Lime Slurry DUCH Injection System (ver Figura 2.4). En este sistema se inyecta a los gases de combustión una solución acuosa atomizada a base de cal, la cual al reaccionar con los gases de combustión origina la reducción de SO₂ en forma de un polvo seco que se captura en colectores de mangas constituido principalmente de hidróxido de calcio (cal hidratada), sulfato de calcio (yeso) y las cenizas de la corriente de gases. Con este sistema se puede reducir en 50% las emisiones de SO₂ y entre el 90-100% de partículas de acuerdo a Calider, el proveedor de esta tecnología.

2.2.2 Costos

Los datos que aporta los documentos de la empresa Calider (Grupo Calider, 2004) permiten la construcción de las curvas de los costos unitarios de inversión y de operación y mantenimiento para centrales termoeléctricas que aparecen en las figuras 4.3 y 4.4. No se tienen datos sin embargo para calcular estos costos para centrales duales y carboeléctricas por lo que no serán consideradas en el cálculo.

A partir de estas curvas se obtuvieron los costos unitarios de inversión y de operación y mantenimiento de acuerdo a su tamaño para cada una de las unidades de las siete centrales termoeléctricas mexicanas existentes que más emiten SO₂. Con esta información y ponderando de acuerdo al tamaños de las unidades se obtiene los costos unitarios de inversión y de operación y mantenimiento para cada planta que son introducidas en el modelo LEAP.

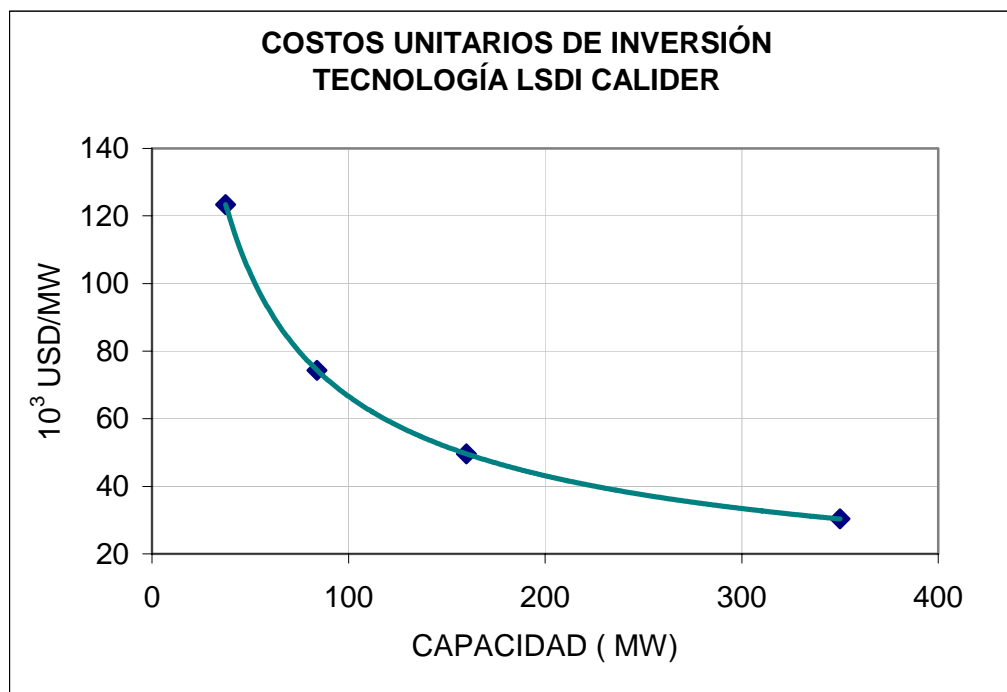


Figura 2.5 Curva de costos unitarios de inversión desulfurador Calider.

Fuente: Calider (2004).

Para realizar la simulación de los costos de mitigación y de reducción de emisiones se introdujeron en el modelo LEAP una eficiencia de remoción de 50% para



emisiones de SO₂ y de 90% para emisiones de partículas considerando los valores mas conservadores de estos parámetros.

Finalmente se consideró un uso propio de electricidad del desulfurador calider de 0.5% de la generación de cada planta lo cual se tradujo en un incremento de combustible de 0.2% necesario para mantener los niveles de generación del año 2000 de las centrales eléctricas consideradas.

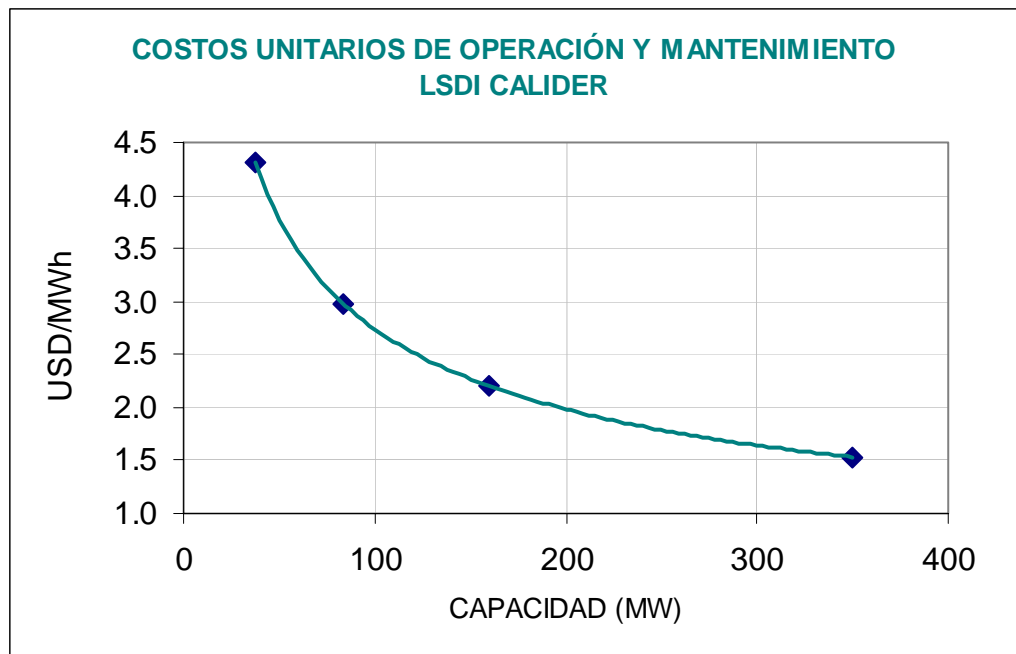


Figura 2.6 Curva de costos unitarios de O&M del desulfurador Calider.

Fuente: Calider (2004).

2.3 Tecnología de la oxidación forzada de piedra caliza (LSFO)

2.3.1 Descripción del proceso

Este proceso está dentro de la clasificación de depuradores (scrubbers) de un solo uso (once-through) de tipo húmedo. La oxidación forzada de piedra caliza (LSFO *por sus siglas en inglés*) es relativamente reciente pero también es la tecnología más utilizada en Estados Unidos (Srivastava, 2001a).

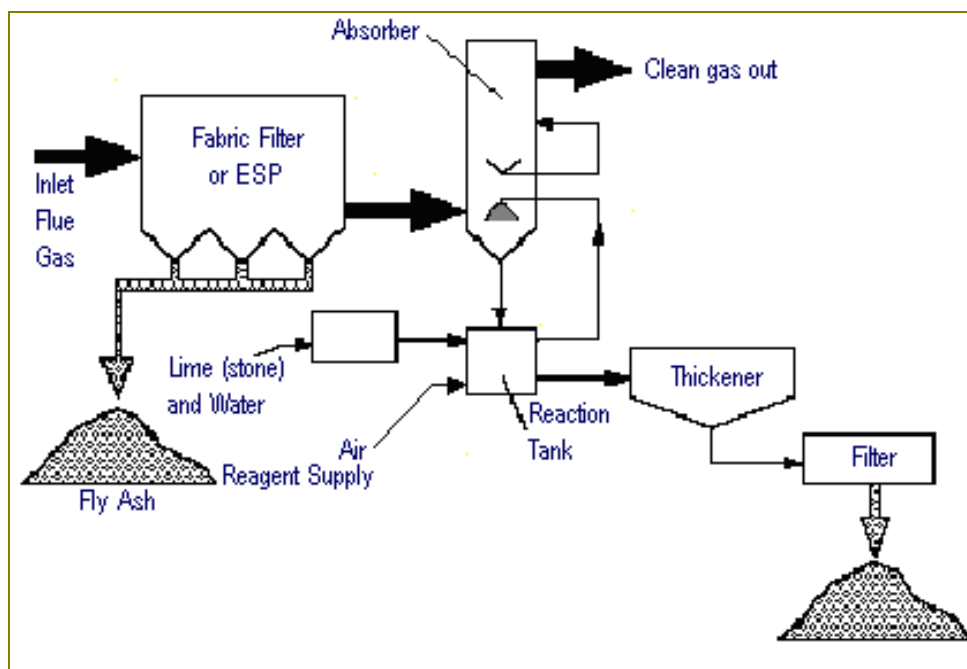


Figura 2.7 Proceso de la tecnología de Oxidación Forzada de Piedra Caliza (LSFO).

Fuente: Banco Mundial (2006).

Esta tecnología se basa en el proceso húmedo de piedra caliza (EPA, 2002), en la cual el gas afluente es canalizado a una torre de aspersion donde un lodo acuoso de piedra caliza es inyectado al gas de salida (EPA, 2000). En un típico diseño (véase Figura 2.7), para proporcionar un contacto uniforme entre el gas y la piedra caliza, la ubicación de las boquillas de inyección está diseñada para optimizar el tamaño y la densidad de las gotas de lodo formadas por el sistema. Las gotas absorben el SO₂ del gas, facilitando su reacción con la piedra caliza en la mezcla. Después de entrar en contacto con el gas, el lodo se colecta en el fondo del absorbedor en el tanque de reacción. El lodo es agitado para prevenir sedimentación (Sargent and Laundry, 2003).

Como puede verse en la figura 2.8, en este proceso, aire es agregado en el tanque de reacción el cual oxida el lodo gastado en cal. La cal es removida del tanque de reacción antes de que el lodo sea reciclado al absorbedor. El lodo reciclado tiene una menor concentración de cal, y la formación de incrustaciones en el absorbedor es significativamente reducida (Srivastava, 2001a).

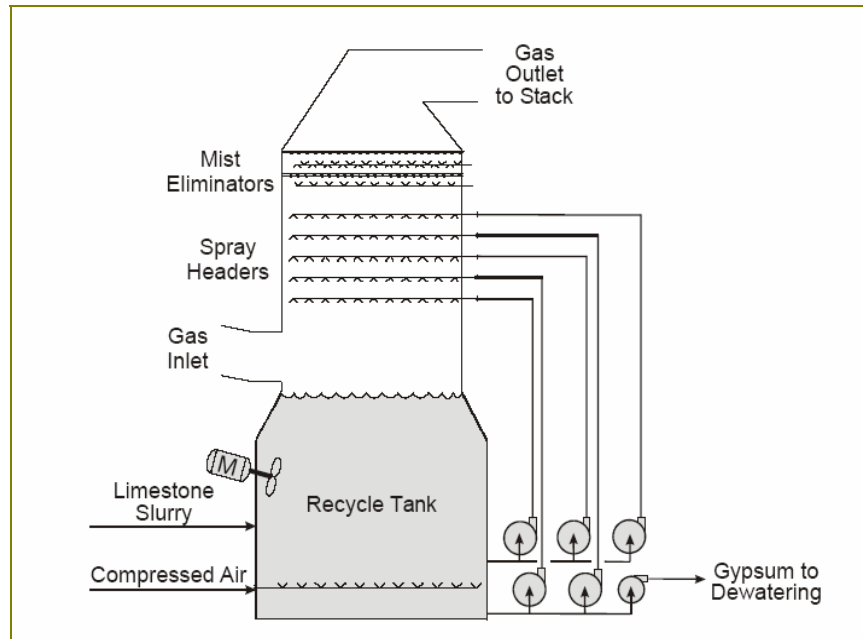


Figura 2.8 Proceso en el absorbedor en el sistema LSFO.

Fuente: Sargent and Laundry (2003).

Adicionalmente al control de incrustaciones, el gran tamaño de los cristales de cal formado en el proceso de LSFO el sedimento y la desecación es más eficiente, lo cual reduce el tamaño del equipamiento de manejo del subproducto. Sin embargo, LSFO requiere de sopladores adicionales lo cual incrementa el costo de inversión y anual del sistema (EPA, 2000).

La característica principal de este proceso es que las incrustaciones de cal típicamente se forman por vía de oxidación natural cuando la fracción de CaSO₃ en el lodo es mayor que el 15%. En LSFO, la incrustación es prevista por la oxidación forzada de CaSO₃ a CaSO₄ al soplar aire en el tanque de reacción (oxidación in situ). La cal así formada es removida como es usual y como consecuencia, la concentración de cal en el lodo reciclado en el absorbedor decremента (Srivastava 2001b).

El principal beneficio del control de incrustaciones derivada de la oxidación forzada es una mayor disponibilidad del absorbedor del depurador. Como resultado, la necesidad de capacidad eléctrica redundante se reduce bastante. Adicional a los beneficios está la formación de un producto estable, el potencial para la eliminación de rellenos de disposición, y un equipamiento más pequeño de desecación. A futuro, dependiendo de las condiciones específicas del sitio, LSFO puede producir cal comercial que puede ser utilizado en la manufactura de cartón de yeso. La operación en la tecnología LSFO puede ser mejorado cuando ácidos orgánicos, tales como ácido bibásico, se agrega a al lodo de piedra caliza. El uso de estos ácidos permite un absorbedor más pequeño y una utilización mayor del absorbente.

Esta tecnología puede remover 95% o más de SO₂ en el gas afluente. Se calcula que el consumo propio de electricidad por la instalación de esta tecnología alcanza un 2.1% d la producida por central eléctrica (EPA, 2002).

2.3.2 Costos

La curva de costos unitarios de inversión utilizada en este trabajo se muestra en la Figura 2.9 y la correspondiente a los costos fijos de operación y mantenimiento en la Figura 2.10.

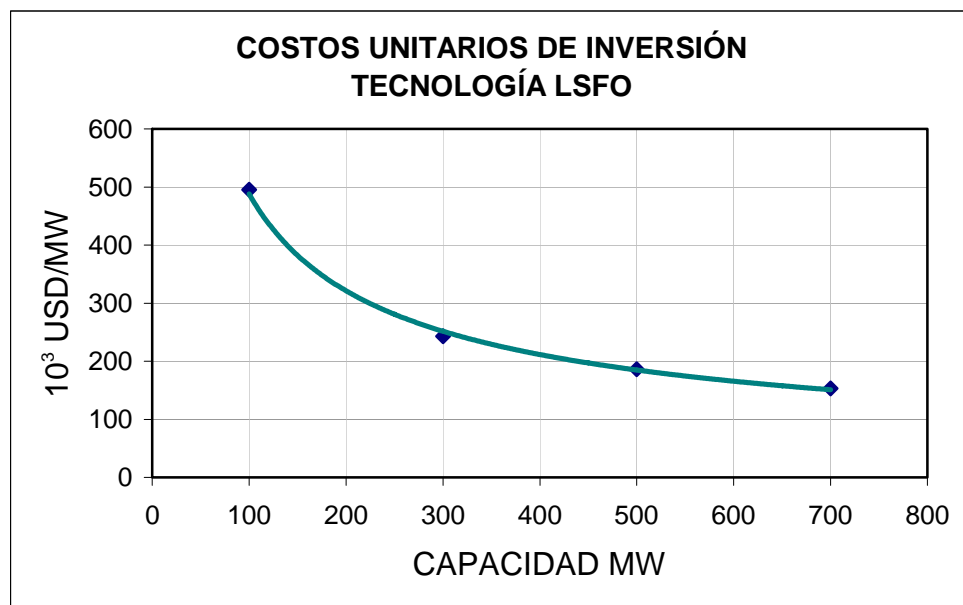


Figura 2.9 Costo unitario de inversión para la tecnología FGD de Oxidación Forzada de Piedra Caliza (LSFO).

Fuente: EPA (2003).



De acuerdo a un estudio de la Agencia de Protección Ambiental estadounidense (EPA por sus siglas en inglés) \$0.96/MWh se consideró como el costo variable de Operación y Mantenimiento. Estos costos fueron utilizados como datos económicos del Modelo LEAP para la evaluación de esta tecnología en centrales a base de combustóleo. Centrales carboeléctricas no fueron consideradas en esta evaluación debido a que la tecnología LSFO sólo se aplica a combustibles de alto contenido de azufre.

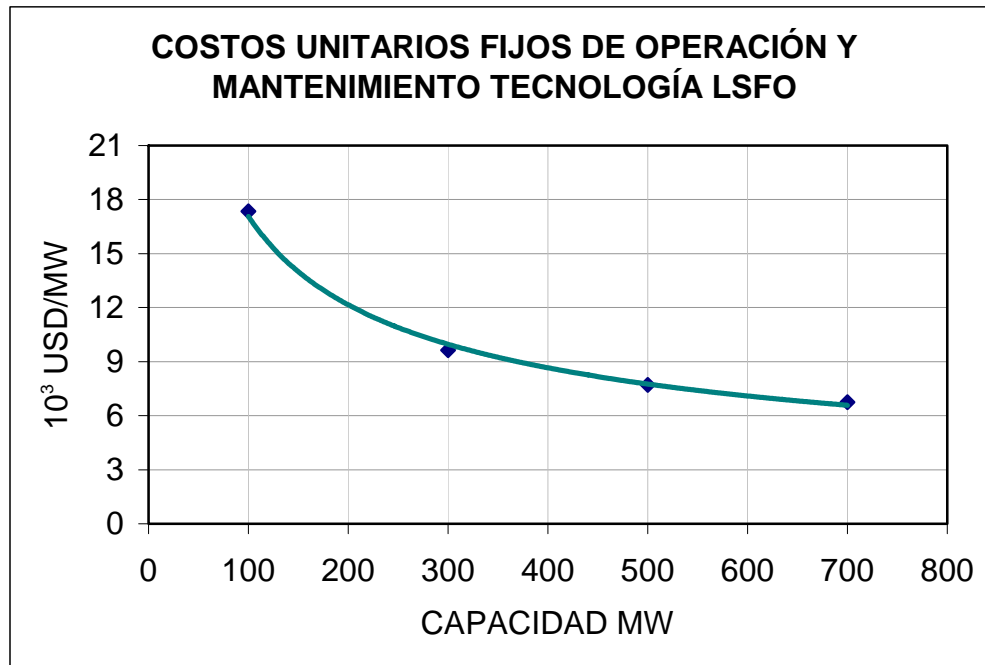


Figura 2.10 Costo unitario fijo de operación y mantenimiento de la tecnología FGD de oxidación forzada de piedra caliza (LSFO).

Fuente: EPA (2003).

Se calculó un 95% de eficiencia de remoción de SO₂ y 90% en la remoción de partículas. Asimismo, se consideró un autoconsumo de electricidad en las centrales evaluadas con esta tecnología, lo cual se tradujo en un consumo adicional de combustible por central.

2.4 Tecnología de secador en aerosol de cal (LSD)

2.4.1 Descripción del proceso

La tecnología de secado en aerosol de cal (LSD *por sus siglas en inglés*) es un proceso de un solo uso (Srivastava, 2001a) y es un sistema de depuración de gases afluentes semi-seco que generalmente se utiliza en centrales a base de carbón con un contenido bajo en azufre. Los sistemas LSD se implementan generalmente después de los precalentadores de aire, y los residuos se recogen en un colector de mangas (*baghouse*) o un precipitador electrostático. Sin embargo, para alcanzar una eficiencia alta en la remoción de bióxido de azufre (SO₂) de más del 80% con una mejor utilización del sorbente (reactivo), se utiliza generalmente un *baghouse* después del depurador LSD (Sargent and Laundry, 2002). Véase figura 2.11.

En esta tecnología el gas afluente es tratado en un absorbedor mezclando la corriente del gas concurrentemente con las gotas atomizadas del lodo de cal. La mezcla de cal se atomiza a través de los cabezales rotatorios de aerosol o a través de inyectores de fluidos duales. Parte del agua en las gotas del aerosol se evapora, refrescando el gas de entrada que está a una temperatura de 150° C o más alta a 70° C a 80° C, dependiendo de la relación entre la saturación y la eficiencia de remoción de SO₂. El gas desulfurado, junto con los productos de la reacción, la cal sin reaccionar, y partículas volátiles salen de depurador seco a un *baghouse* (Sargent and Laundry, 2002).

Los atomizadores o inyectores rotatorios de doble líquido se utilizan en un recipiente de secador en aerosol con una nube de la mezcla fresca de cal finamente atomizada. Simultáneamente la transferencia de masa y calor entre el álcali en la mezcla de cal finamente dispersada y el SO₂ a partir de la fase de gas da lugar a una serie de reacciones y al secado de los productos reaccionados. Una condición cercana a la saturación adiabática (a partir del 10 a 15°C para el gas de combustión) se requiere para alcanzar alta eficiencia de remoción de SO₂. Sin embargo, la saturación completa puede deteriorar la operación del secador en aerosol debido a sólidos mojados adheridos a las paredes del recipiente, al flujo de gas que pasa al recipiente, y en el colector de partículas. El contenido de agua de la mezcla en el secador en aerosol se controla cuidadosamente para evitar la saturación completa del gas de combustión. (Srivastava, 2001b)

Esta tecnología alcanza hasta 90% en la remoción de emisiones de SO₂ (Srivastava, 2001a y EPA, 2003). El consumo propio de electricidad considerada para esta tecnología fue de 2.1% (Srivastava, 2001a). Esta opción de control de emisiones de



SO₂ fue evaluada en las dos centrales carboeléctricas de México, las centrales de Río Escondido y Carbón II.

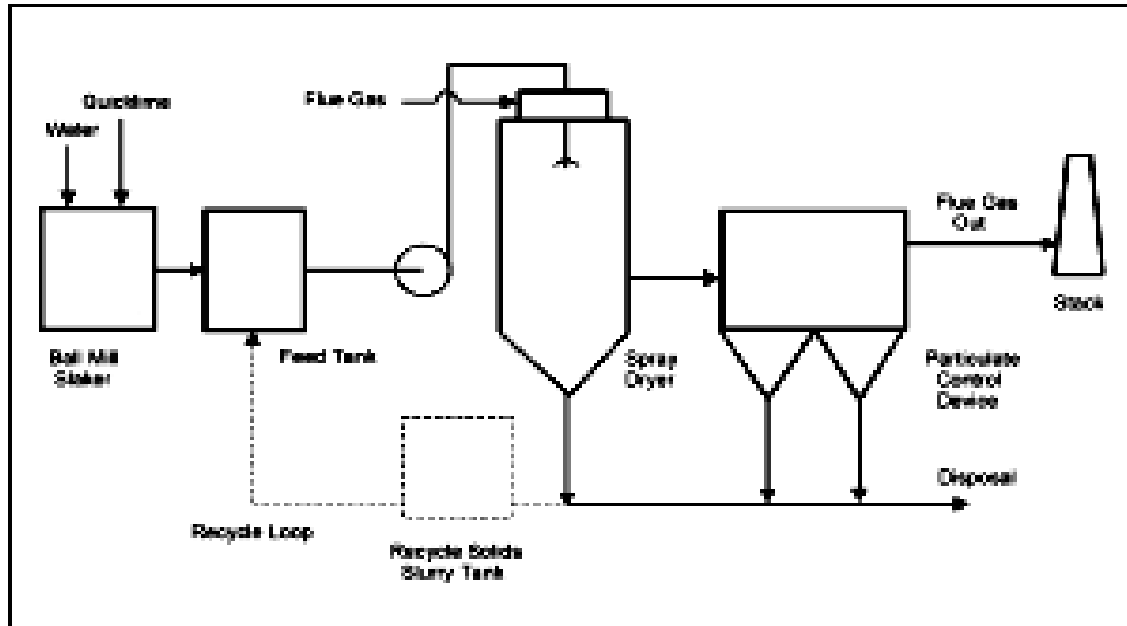


Figura 2.11 Esquema del proceso en la tecnología LSD.

Fuente: Srivastava (2001a).

2.4.2 Costos

En esta evaluación se consideró sólo las centrales carboeléctricas (Río Escondido y Carbón II) debido a que la tecnología LSD sólo es aplicable a centrales a base de carbón de contenido medio a bajo de azufre en peso, el cual es el caso de estas plantas.

La figura 2.12 representa la curva del costo unitario de inversión para esta tecnología. De acuerdo a EPA (2003), los valores para los costos unitarios de Operación y Mantenimiento (O&M) considerados en este trabajo son: $\$4.8 \times 10^3/\text{MW}$ para los costos fijos y $\$1.93/\text{MWh}$ para el variable.

En el caso de la eficiencia de remoción de emisiones de SO₂ se consideró del 90% así como de las emisiones de partículas. Finalmente, el consumo eléctrico debido a la instalación de esta tecnología en una central es del 2.1%.

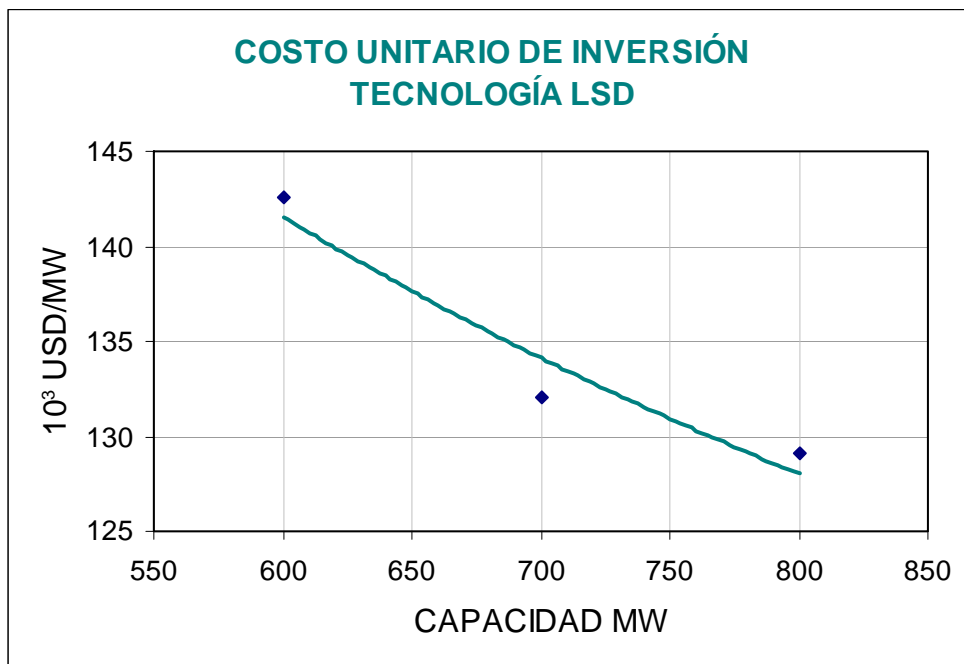


Figura 2.12. Costo unitario de inversión de la tecnología LSD.

Fuente: EPA (2003).

2.5 Desulfurización por hidrotratamiento de combustóleo

Para reducir la cantidad de óxidos de azufre durante la combustión de combustóleo, un proceso de pre-combustión denominado hidrotratamiento puede ser aplicado al combustóleo en México para extraer el azufre mientras el combustible es procesado en la refinería.

2.5.1 Descripción el proceso

El hidrotratamiento consiste en someter al combustóleo con hidrógeno a una cierta presión y temperatura (100-150 bars y 300-400 C), en presencia de un catalizador sólido bimetálico basado en un sulfuro de níquel-molibdeno, cobalto-molibdeno o wolframio-molibdeno, de manera que los compuestos orgánicos sulfurados contenidos en dicho combustible son transformados a sulfuro de hidrógeno, (H₂S), que es eliminado del proceso para su posterior purificación y eventualmente comercialización.

La desventaja de esta tecnología es el límite de eliminación de azufre del combustible, siendo este umbral de alrededor del 95%. Asimismo, la disponibilidad de las grandes cantidades de hidrógeno que se requieren para llevar a cabo el proceso es un problema. Pese a esto el hidrotratamiento ha sido considerado como la opción de proceso más factible sobretodo si se desea alcanzar a producir un combustóleo con un contenido de azufre de 1% en peso.

Como ya se mencionó el hidrotratamiento del residuo requiere importantes cantidades de hidrógeno. El consumo depende del petróleo crudo y el tipo de residuo. La relación hidrógeno/petróleo es, generalmente, de 250-500 Nm³/m³. En este proceso el hidrógeno de alta pureza minimiza el asentamiento de coque en el catalizador y optimiza la desulfuración.

Las temperaturas del reactor varían de 330 C al comienzo del ciclo, hasta 400 C. Por encima de esta temperatura el hidrocraqueado térmico es notable. Cuanto mayor es la temperatura, se aumentará tanto la desulfuración como la desmetalización, aunque a expensas de mayor coqueo (desactivación) del catalizador.

La velocidad espacial horaria líquida es una medida de la producción que va a la unidad, como una función del volumen del catalizador. El hidrotratamiento del residuo pesado requiere condiciones operativas severas, en comparación con el tratamiento de gasoil o de destilado. Normalmente, las velocidades espaciales varían de 0.5-1.5 /hr. Una refinería encontró que un 15% de aumento de la tasa de carga requería 3 °C de aumento de la temperatura promedio del reactor, lo cual reducía aproximadamente 30 días, o más, la duración del ciclo.



En cuanto a los catalizadores que requiere el proceso, las ventajas potenciales de la base de carbono, en comparación con la base convencional de alúmina son la menor tendencia a coqueo y a la máxima utilización del metal activo. Se cree que con más investigaciones, podrá ser posible eliminar la necesidad de molibdeno y/o tungsteno, lo cual disminuirá el costo de los catalizadores.

2.5.2 Costos

En la desulfuración del residuo hay que tomar en consideración diversos factores que influyen negativamente en su estructura de costos. Deben determinarse los costos para instalar equipos de hidrotreatmento y equipos auxiliares tales como una planta de hidrógeno, así como también de tratamiento del gas de escape y una unidad Claus, más el personal operativo. Hay como ya se mencionó requerimientos de fuertes cantidades de hidrógeno. Asimismo, también hay más requerimientos de combustible. Un estudio estimó que la energía adicional para desulfurar por medio del tratamiento del residuo pesado de vacío era equivalente a 16-19% de la producción de la unidad (ARPEL, 1999).

Para llevar a cabo este proceso, la inversión necesaria de capital es además considerable y la tasa de retorno de la inversión es generalmente modesta. Las inversiones necesarias varían por supuesto de una refinería a otra, debido a la configuración de procesos existentes en cada sitio. Para un estudio de refinerías realizado en Canadá, los costos para alcanzar un contenido de azufre de 1.5% en peso promediaron en US\$29/M3, con un valor máximo de US\$75/M3. Para alcanzar 1.0% en peso de azufre (a partir de los niveles existentes), el costo promedio era de US\$59/M3, y algunas de las refinerías requerían hasta US\$125/M3.

En el presente trabajo se evalúa la Planta *Hidro de Residuales Tula* ubicada en el Estado de Hidalgo dentro del complejo de la refinería Tula, la cual es una planta de hidrotreatmento a través de la cual se quiere reducir el contenido de combustóleo mexicano. La capacidad nominal de dicha planta es de 50,000 barriles diarios de los cuales se diseñó que puede producir hasta 30,000 barriles diarios de combustóleo de bajo contenido de azufre. Sin embargo, hasta ahora estas expectativas no se han cumplido, por ejemplo, en el mes de enero de 2004 esta planta produjo solamente 2,231 barriles diarios de combustóleo con un contenido de azufre de solo 2%. Para efectos de los cálculos que realizamos en este trabajo se asume sin embargo que la planta opera óptimamente produciendo combustóleo de bajo contenido de azufre en la cantidad esperada. Se considera también que el contenido de azufre baja de los niveles existentes a 2% en peso y que este proceso no genera. Al igual que en los otros cálculos se considera un periodo de evaluación de 15 años aunque la vida útil de una planta de este tipo es de 20 años.



El único costo con el que realizaremos la evaluación es considerando la inversión realizada la cual ascendió a \$677 millones de dólares de 1997 de acuerdo al documento "Proyectos Prioritarios de Organismos y Empresas de Control Presupuestario Directo de la SHCP que forma parte de la Cuenta Pública de la SHCP de 1998. Esto se realiza sabiendo no obstante que la *Planta Hidro de Residuales* tiene importantes gastos de operación y mantenimiento como el costo del catalizador cobalto-molibdeno, costo de confinamiento, consumo adicional de energía, personal operativo, etc. Estos costos son actualmente importantes en la planta *Hidro de Residuales* de Tula y se considera que no son representativos del funcionamiento de esta planta a nivel internacional. Además no fue posible conseguir estos datos.



2.6 Sustitución de combustóleo por gas natural

2.6.1 Descripción y costos

Para evaluar la sustitución de combustóleo por gas natural se consideró la información reportada por la CFE en el documento “Programa de obras e inversiones de la CFE para cumplir con la nueva normatividad ecológica” (CFE, 1994). En este documento se ofrecen datos sobre los costos de inversión asociados a: 1) la conversión de combustóleo a gas natural² y 2) la instalación de quemadores de bajo NOx (LNB *por sus siglas en inglés*), los cuales tienen una eficiencia de remoción de emisiones de NOx del 40%.

De acuerdo a esta información se calculan las curvas de los costos unitarios de inversión en función de la capacidad de la unidad de generación (ver figuras 2.13 y 2.14), las cuales se utilizaron para el cálculo de los costos de inversión mencionados y que corresponden a nuestro concepto de sustitución de combustóleo por gas natural de cada una de las unidades de las centrales eléctricas analizadas en esta sección.

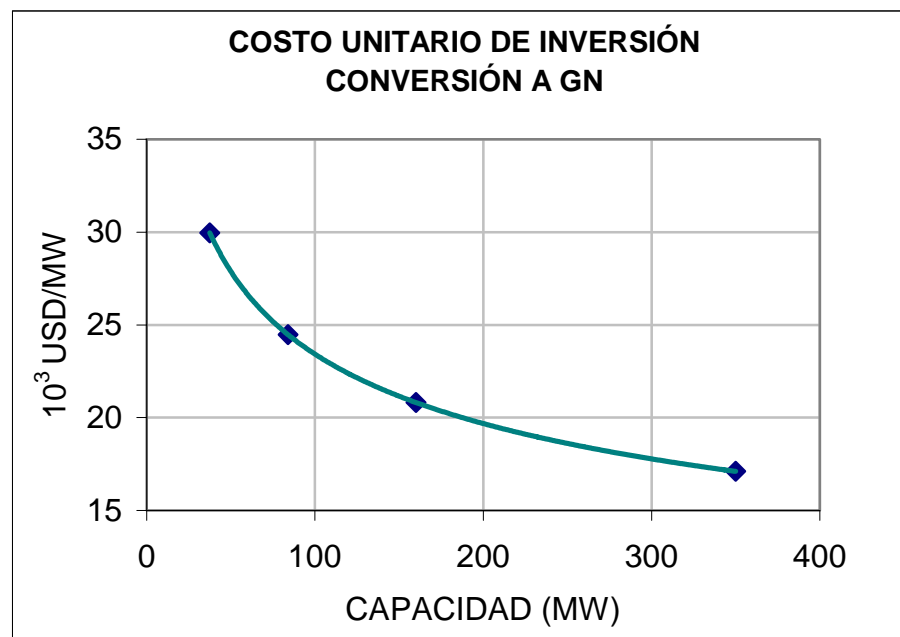


Figura 2.13 Curva de costos unitarios para la conversión de centrales de vapor a centrales a base de gas natural.

Fuente: CFE (1994).

² La inversión que se considera es la que corresponde, según el documento mencionado, a equipo para quemadores, tuberías, cabezales, equipo de control, cambio de los sistemas de control y cassetas.

Es importante señalar que la conversión a gas natural de una central que consume combustóleo se traduce en una reducción en la capacidad efectiva de las unidades de potencia del orden del 30% debido a una reducción de la potencia térmica de la caldera que se produce al realizar el cambio de combustible mencionado. Para suplir la reducción en generación eléctrica que se deriva de la disminución de la capacidad efectiva mencionada en las unidades, se asocia a cada central eléctrica considerada la construcción de una central nueva de ciclo combinado (CCGN) que compensará justamente la pérdida de energía eléctrica de la central correspondiente convertida a gas natural.

De acuerdo a esto la representación de la sustitución de combustóleo por gas natural toma en cuenta dentro de la estructura de costos de inversión para cada central eléctrica considerada, la inversión que se produce por la instalación del nuevo ciclo combinado correspondiente. Para realizar el cálculo de esta última inversión, se utilizó la información de los costos de inversión unitarios reportada en el documento COPAR 2002 (CFE-COPAR, 2003) con la cual se calculó el costo de inversión de cada una de las centrales nuevas de ciclo combinado de acuerdo a su capacidad estimada.

Por último, en el caso de las centrales Manzanillo I y II es indispensable para suministrarles gas natural la construcción de un gasoducto de 315 Km de longitud y 30" (75 cm) de diámetro, el cual requiere de una inversión de \$213 millones³ (SENER, 2002).

Respecto a los costos variables, en esta simulación fue imposible conseguir por un lado, los costos de operación y mantenimiento de las centrales consideradas funcionando con combustóleo. Y por otro lado, los costos de operación y mantenimiento aproximados de estas mismas centrales una vez que ellas estén consumiendo gas natural. Por el contrario, los datos de este tipo de costos están disponibles en el COPAR 2002 (CFE, 2003). Es de suponerse que considerándolos, los costos de mitigación resultarían sensiblemente menores a los que se calculan en este trabajo debido a la vejez de algunas plantas consideradas y a que normalmente los costos unitarios de operación y mantenimiento de una central eléctrica a combustóleo son mayores que los de una equivalente consumiendo gas natural.

En consecuencia se consideraron solamente los costos de los combustibles dentro de los costos variables. Para efectuar dichos cálculos se consideraron el escenario de precios dado en la figura 3.1. Para el caso base, se consideró el escenario de precios de combustóleo, y el escenario de precios de gas natural para el caso

³ La inversión incluye una estación de compresión de gas



alternativo (centrales eléctricas convertidas a gas natural y la capacidad adicional de ciclo combinado).

Por último, se consideró también una reducción en la eficiencia global de cada central convertida de 2%.

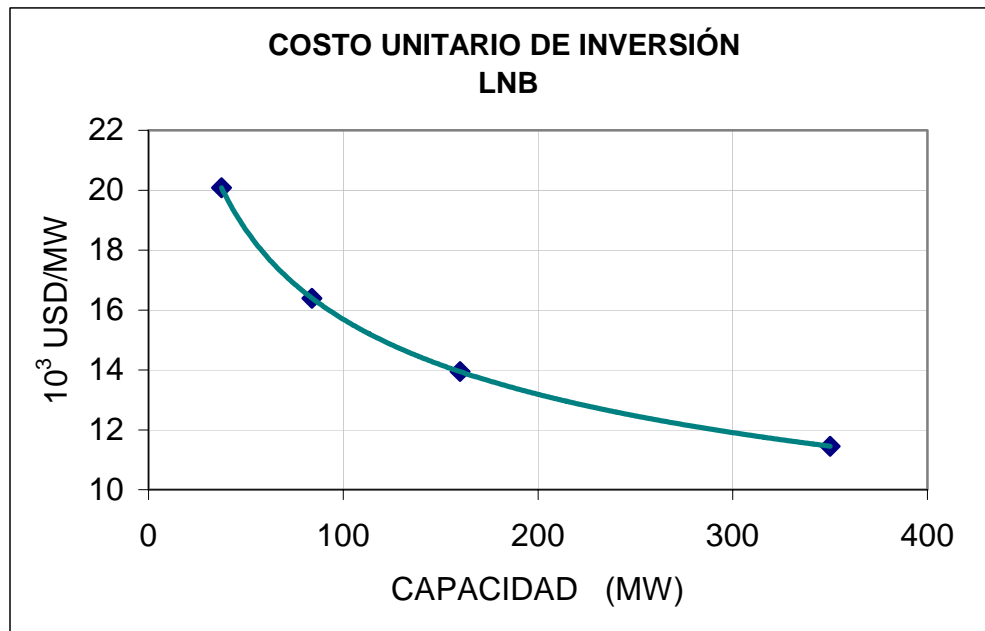


Figura 2.14 Curva de costos unitarios de inversión para quemadores de bajo NOx (LBN).
Fuente: CFE (1994).

2.7 Substitución de combustóleo por gas natural licuado

2.7.1 Descripción y costos

Para evaluar la substitución de combustóleo por gas natural licuado (GNL) importado se consideró la información reportada por la Secretaría de Energía en el documento “Gas natural licuado en Manzanillo o Lázaro Cárdenas” (SENER, 2004b). En el trabajo referido se ofrecen datos para cada una de las etapas de la cadena de los costos unitarios asociados a la importación de gas natural licuado, es decir, exploración y producción, licuefacción, transporte marítimo y, regasificación y almacenamiento. Esta información se reporta en dólares por gigajoule de gas, y no permite distinguir desafortunadamente la cadena de costos unitarios por país de origen ya que en particular no contiene sus costos de exploración y producción.

Con la información mencionada, en este trabajo se evaluó la utilización de GNL importado en 4 centrales eléctricas, a saber, Altamira, Manzanillo I, manzanillo II y la central dual de Petacalco, las cuales como ya se ha mencionado forman parte de las centrales eléctricas que más emiten SO₂. En la figura 2.13 se muestran la probable ubicación de las terminales mencionadas y la ubicación geográfica de las centrales evaluadas.

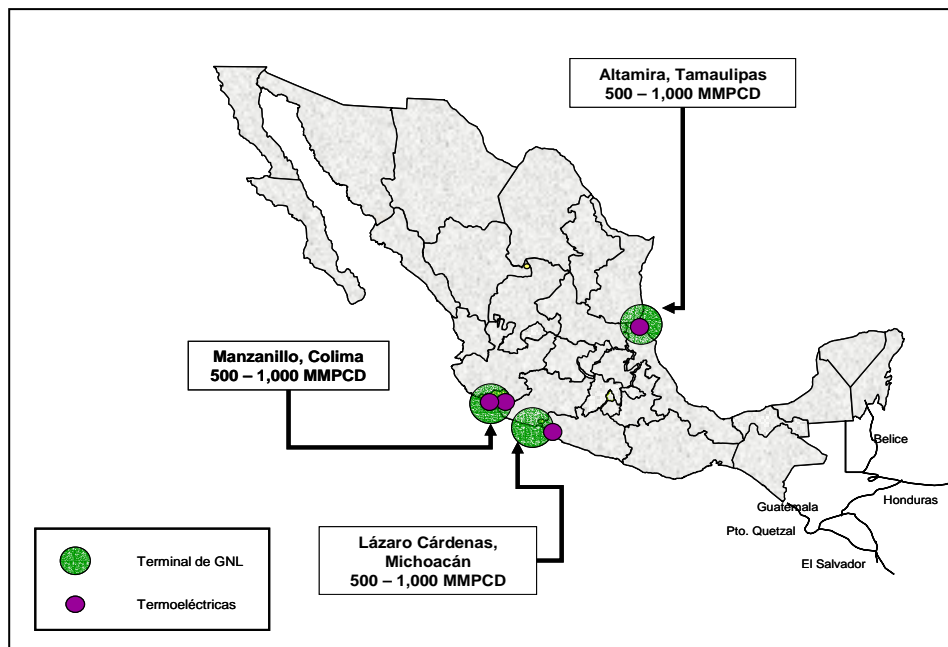


Figura 2.13 Probable ubicación de terminales de GNL en la República Mexicana.

Fuente: SENER (2004b).

En la tabla 2.1 se presenta los rangos para cada concepto de costos embebidos en el precio de GNL importado en puertos mexicanos. De acuerdo a estos datos, la SENER (2004b) estima que los precios de GNL a la salida de las terminales instaladas en puertos mexicanos estarían en el año 2003 en el rango de \$2.76 a \$3.22/GJ. Si se compara los extremos de este intervalo con el precio de gas natural en México para el mismo año, se encuentra que fueron menores en 0.5 \$/GJ y 0.9 \$/GJ, respectivamente.

Tabla 2.2 Estructura de costos del GNL importado en puertos mexicanos, \$/GJ.

Exploración y Producción	Licuefacción	Transporte Marítimo	Regasificación y Almacenamiento
0.46 - 0.92	0.83 - 1.10	0.37 - 1.1	0.28 - 0.46

Fuente: SENER (2004b).

A partir de estas diferencias que expresan las ventajas que se obtendrían en la compra de GNL importado en lugar de gas natural nacional, se generarán para este trabajo dos escenarios de precios de GNL importado entre los cuales se obtendrían los beneficios de importar GNL para las centrales consideradas en el periodo que se está evaluando. Así entonces, se asume para efectos de nuestros cálculos dos escenarios de precios entre los cuales se encuentran embebidos los rangos de los costos presentados en la tabla 2.1. En el primero, que es el más conservador, se asume que el precio de GNL es menor en 0.5 \$/GJ que el precio de gas natural nacional, mientras que en el segundo, el más optimista se asume que el precio de GNL es menor en 0.9\$/GJ que el precio de gas natural nacional (véase figura 2.14).

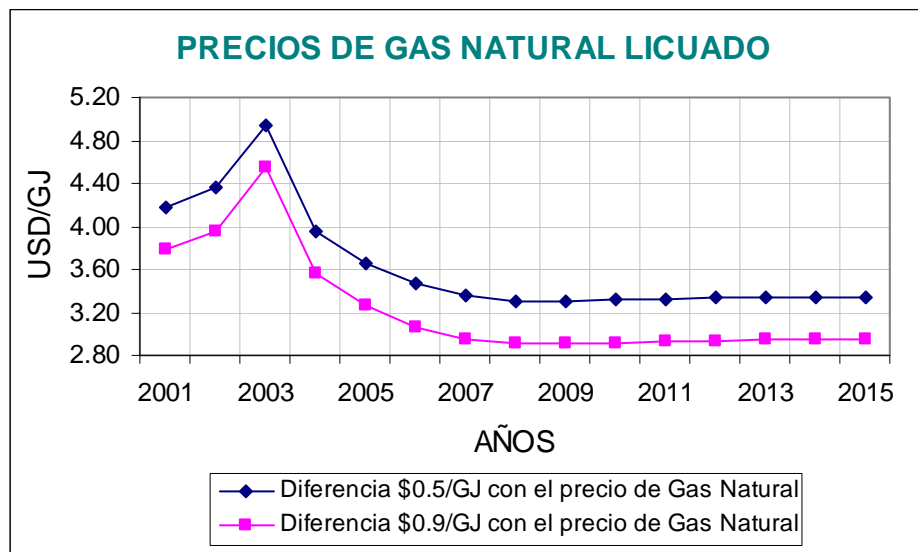


Figura 2.14 Escenarios de precios del GNL.

Fuente: Con base en información de SENER (2004a y 2004b).



Además de la cadena de costos asociados al GNL importado, de manera similar a la opción de sustitución de combustóleo por gas natural analizada en la sección anterior, se añadieron los costos de inversión de la conversión de combustóleo a GNL e instalación de quemadores de bajo NO_x en las cuatro centrales consideradas, y a la construcción de nuevas centrales de ciclo combinado que consumirían GNL y que compensarían la disminución de generación eléctrica producto de la pérdida del 30% en la capacidad efectiva del 30% de las 4 centrales eléctricas mencionadas.

Cabe señalar que las capacidades de los ciclos combinados se calculan considerando que funcionan con el mismo factor de planta que las centrales eléctricas a las cuales están asociadas. Los costos de inversión de acuerdo a su capacidad se obtienen del documento CFE-COPAR (2003), así como sus eficiencias.

Finalmente, se asumió en consecuencia, una reducción del 40% en emisiones de NO_x en las 4 centrales evaluadas debido a la instalación de quemadores de bajo NO_x.

2.8 Substitución de carbon nacional y combustóleo por carbón importado de bajo azufre⁴

2.8.1 Descripción y costos

Las centrales estudiadas para esta evaluación fueron las 2 carboeléctricas en operación del Sistema Eléctrico Mexicano, a saber, Río Escondido y Carbón II, con una capacidad instalada de 1200 y 1400 MW, respectivamente, y Petacalco la cual es una central dual cuya capacidad es de 2100 MW y que consume actualmente combustóleo.

El consumo de combustible de las dos primeras centrales se basa en carbón bituminoso⁵ producido en la zona carbonífera de Río Escondido y cuyo contenido de azufre en peso es del 1% (Maycotte, J, 1996), mientras que la central de Petacalco consume combustóleo con un contenido de 3.6% de azufre en peso.

En esta opción se propone sustituir los combustibles de estas centrales eléctricas por carbón importado con 0.7% de contenido de azufre en peso. Debido a que se asume que no se necesitan modificaciones en la estructura de estas tres centrales para consumir carbón importado no se consideraron inversiones adicionales por este concepto. Por tanto en el cálculo de costos se toma en cuenta solamente los relacionados a los combustibles. Para el caso base en el cálculo de dichos costos se tomaron el escenario de precios medio del combustóleo nacional y del carbón nacional reportados en el COPAR 2003 (CFE-COPAR, 2004), para la central de Petacalco y las dos centrales carboeléctricas mencionadas, respectivamente.

Para el caso alternativo, el de la substitución por carbón importado, se construyeron dos escenarios de precios a partir del escenario de precios⁶ para el carbón importado con 0.7% de contenido de azufre en peso reportado por el AEO 2004 (*Annual Energy Outlook*) documento publicado por la EIA (2004). El primer escenario, que se denominó carbón importado por vía terrestre, contiene un sobre costo de 25% respecto al precio original, que representa el flete terrestre hasta la zona de Río Escondido, zona en donde se encuentran las dos carboeléctricas mencionadas.

⁴ En este trabajo, el término de bajo azufre significa que el contenido de azufre en peso del carbón (combustible) es menor a 0.9%.

⁵ De tipo vítrico de flama larga no coquizable.

⁶ Incluye manejo de cenizas.



Por otra parte, el segundo escenario, llamado carbón importado por vía marítima, contiene un sobre costo correspondiente al 10% para representar el costo de flete marítimo a Petacalco, ya que la central evaluada se ubica cerca del puerto Lázaro Cárdenas del Estado de Michoacán. En la figura 4.16 se muestran los dos escenarios nuevos referidos para el periodo de estudio de este trabajo.

CAPÍTULO III. Evaluación de costos de mitigación de opciones de control de SO₂

3.1 Introducción

Cada una de las opciones descritas en el capítulo anterior fue evaluada en términos de sus costos de mitigación, en la tabla 3.1 se muestran las opciones de control de SO₂ y las centrales que fueron evaluadas.

Tabla 3.1 Controles de emisiones de SO₂ en centrales eléctricas.

ID Opción	Opción de Control de SO ₂	Central ¹ con opción de control
1	Tecnología Chiyoda	TXP, MNZII, VR, PTC, MNZI, TUL, ALT, SLM, RE, CRBII
2	Tecnología Calider	TXP, VR, MNZII, MNZI, TUL, ALT, SLM
3	Tecnología de Oxidación Forzada de Piedra Caliza	TXP, MNZII, VR, PTC, MNZI, TUL, ALT, SLM
4	Tecnología LSD	RE, CRBII
5	Hidrotratamiento de combustóleo (2% de azufre en peso)	TUL
6	Substitución de combustóleo por gas natural	ALT, TXP, VR, SLM, TUL, PTC, MNZII, MNZI
7	Substitución de combustóleo por gas natural licuado (Diferencia de precio entre el GN y GNL de \$0.5/GJ)	ALT, MNZI, MNZII, PTC
8	Substitución de combustóleo por carbon importado vía marítima (0.7% de contenido de azufre en peso)	PTC
9	Substitución de carbon nacional por carbón importado vía terrestre (0.7% de contenido de azufre en peso)	RE, CRBII

¹ Véase tabla 1.3



Como se dijo en la parte metodológica, cada opción de control significó un caso o evaluación en el Modelo LEAP, un resumen de los datos de entrada al modelo por opción de control de emisiones de SO₂ se presenta en la tabla 3.2. En esa tabla se presentan los costos unitarios de inversión y operación y mantenimiento, así como las características más relevantes que representa a cada opción de control.

Como ejemplo, el cálculo para el costo unitario de inversión (que fue el dato de entrada por este concepto en el modelo LEAP) de la tecnología Chiyoda para la central Tuxpan se describe a continuación¹:

1. La central tiene 5 unidades generadoras de 350 MW de capacidad que en total son 2100 MW.
2. Utilizando la curva de costos unitarios de la figura 2.2 se obtiene que es 216 10³USD/MW, como se muestra gráficamente en la figura 3.1.

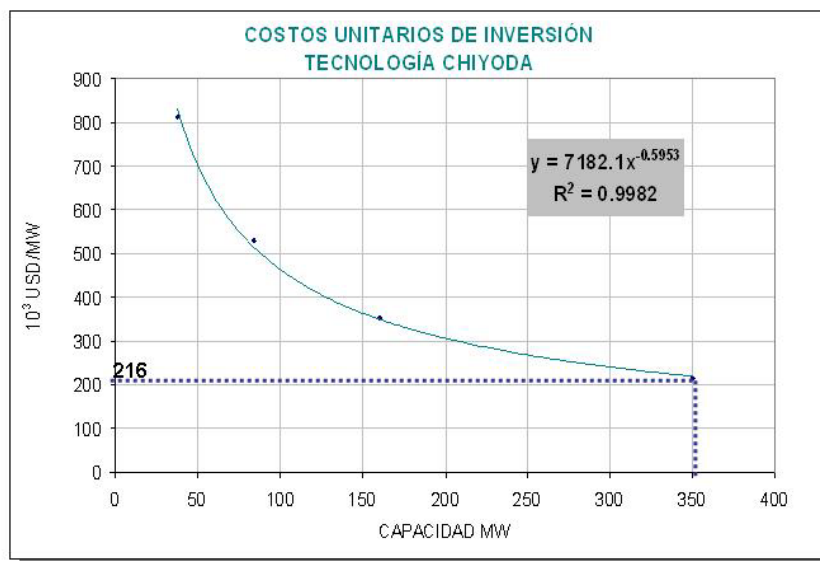


Figura 3.1. Cálculo del costo unitario de inversión de la opción Chiyoda y la central Tuxpan.

Similarmente, se calculó el costo unitario de O&M utilizando la figura 2.3. Los valores mostrados en la tabla 3.2 fueron los rangos calculados, siendo distinto para cada una de las centrales analizadas por opción de control de SO₂, por lo que se muestran el valor más alto y más bajo.

¹ En los casos en los cuales la capacidad de las unidades generadoras no fuese la misma, se utilizó la función logística encontrada para cada curva, con ella se calculó el costo unitario para cada unidad y se ponderó con respecto a la capacidad total de la central, por lo que se obtuvo un costo unitario para cada central.

Tabla 3.2 Parámetros de entrada en el Modelo LEAP para la evaluación económica de opciones de control de SO₂.

Id Opción*	Costo unitario de inversión (10 ³ USD/MW)	Costo unitario de O&M (USD/MWh)	Eficiencia de remoción de SO ₂ (%)	Incremento en el consume de energía (%)
1	216 — 305	1.6 — 2.1	95	4.2
2	30 — 43	1.5 — 2.0	50	0.5
3	229 — 319	2.2 — 3.0	95	2.1
4	171 — 180	3.0	90	2.1
5	412	-	44	0
6	134 — 165	-	99.96	5.7 — 6.5
7	134 — 152	-	99.96	5.7 — 6.0
8	0	0	64	0
9	0	0	30 — 33	0

*Véase tabla 3.1

Fuentes: Chiyoda (2004), CFE-COPAR (2003), Calider (2004), EPA (2002), Sargent & Laundry (2003), Srivastava (2001a y 2001b), EPA (2003), Sargent & Laundry (2002), SHCP (1998), ARPEL (1999) y CFE (1994).

Otro parámetro de entrada fueron los precios de los combustibles utilizados en la generación eléctrica, con los cuales el Modelo LEAP calculó los costos de combustibles asociados a cada opción de control y central eléctrica. La figura 3.2 muestra los precios futuros para el período de 15 años, puede observarse que el nivel de precios que alcanzaría el diesel es el más alto seguido del previsto para el gas natural. El nivel de precios para el combustóleo sería el siguiente más alto que significa más del doble que el nivel de precios para carbón importado de bajo azufre. Finalmente los precios del carbón importado se proyectan 2 tipos: 1) carbón importado por vía marítima y 2) carbón importado por vía terrestres, éstos representan el sobrecosto de transportación a las centrales eléctricas en relación al nivel de precios previsto por la EIA (2004).

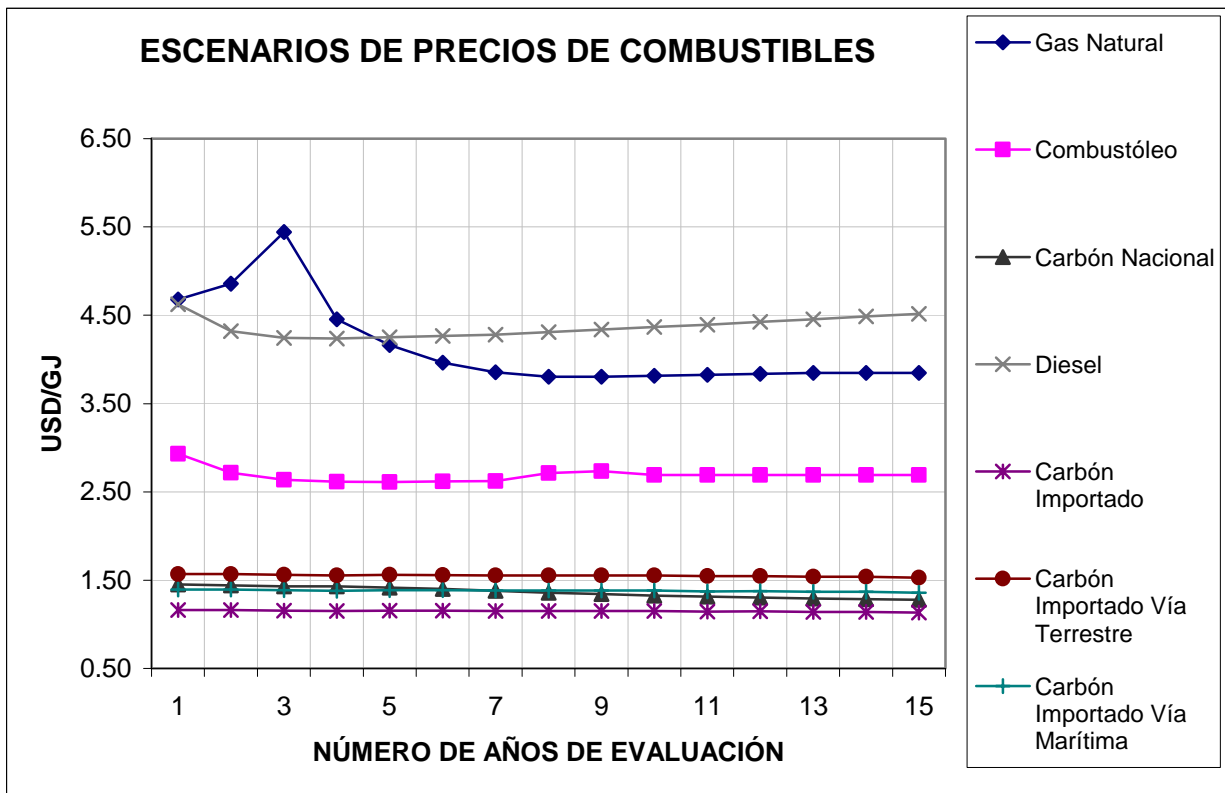


Figura 3.2 Escenarios de los precios futuros de combustibles.

Fuente: CFE-COPAR (2004), SENER (2004a) y EIA (2004).

Una vez que se obtuvieron los resultados en términos de los costos de inversión, O&M y de combustible, así como de las emisiones evitadas de SO₂ en relación al caso base (sin opción de control) para cada una de las centrales analizadas, se calcularon los costos de mitigación o costo-efectividad en el abatimiento de emisiones de SO₂. Este procedimiento se realizó en hojas electrónicas de cálculo ya que el Modelo LEAP sólo calcula costos de mitigación para CO₂.

En las siguientes secciones se presentan los resultados de la evaluación de los costos de mitigación de la aplicación de opciones de control de emisiones de SO₂ que fueron simulados en el Modelo LEAP.

3.2 Costo-efectividad de la Tecnología Chiyoda

Los resultados por cada una de las opciones de control de SO₂ se presentan en forma gráfica como en el caso de la Tecnología Chiyoda, en este ejemplo el eje inferior X representa el costo acumulado de inversión por central analizada; el eje superior X muestra el costo total acumulado. Asimismo, el eje Y izquierdo indica los costos de mitigación de SO₂ calculado para cada central y el eje Y derecho representa la reducción acumulada de emisiones de SO₂ en relación a las emisiones totales provenientes del SEM en todo el periodo de estudio (15 años). Véase figura 3.3.

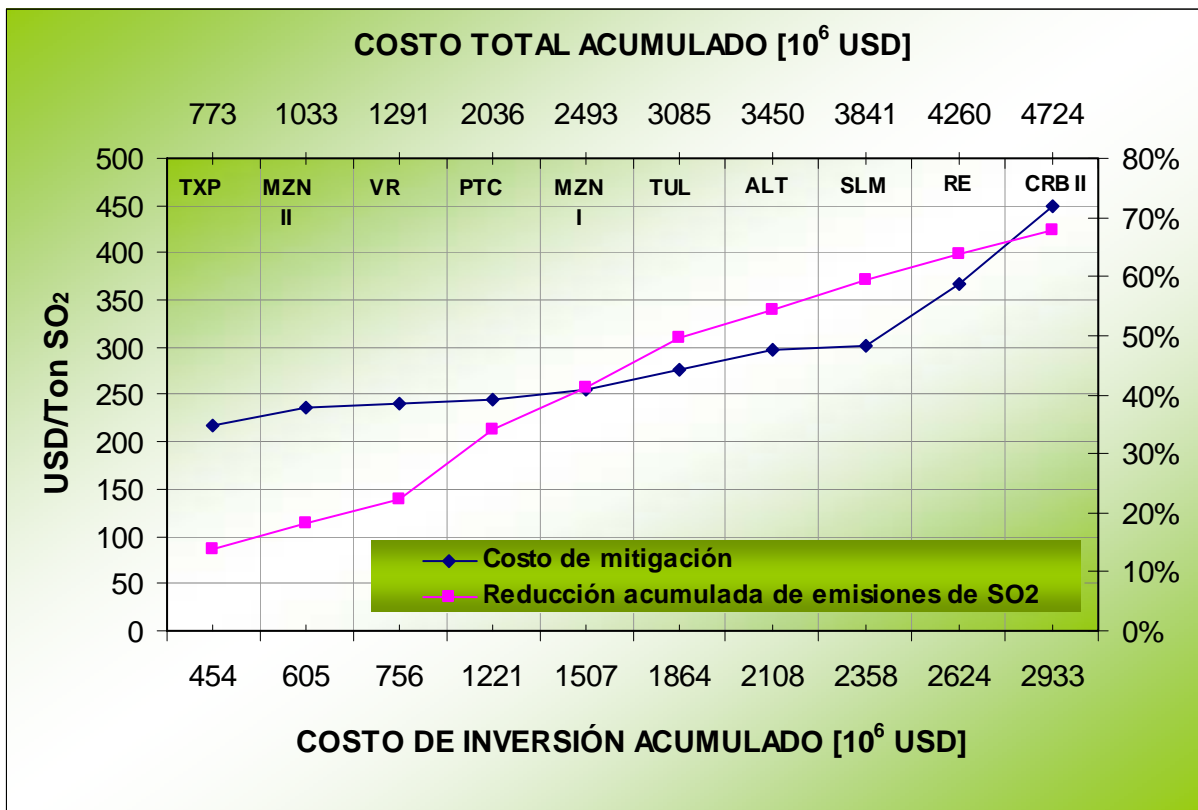


Figura 3.3 Costo de mitigación, costos acumulados de inversión y total, y reducción acumulada de emisiones de SO₂ utilizando la tecnología Chiyoda.

Como se observa en la figura 3.3, esta tecnología aplicada a las 10 centrales más contaminantes del SEM puede reducir el 67.8% del total de las emisiones de SO₂ que podrían producir los próximos 15 años. La alta eficiencia en la remoción de SO₂ es directamente proporcional a sus altos costos de inversión (\$2933 millones). La instalación de la tecnología Chiyoda en esas centrales generaría altos costos de O&M así como de combustible. Cuando se suman todos esos costos el total asciende a \$4724 millones.

Los costos de mitigación varían de 236 a 480 USD/Ton SO₂ (dólares por tonelada de SO₂ evitada), los valores más bajos son para las centrales de Tuxpan, cuyas unidades generadoras son las de mayor tamaño, y Manzanillo II, que tiene uno de los factores de planta más altos, mientras que los costos de mitigación más altos corresponden a las centrales que usan carbón (Río Escondido y Carbón II).

Cuando se considera que la vida útil remanente de algunas centrales como la de Tula, Altamira y Salamanca son menores a 15 años e iguales a 13, 12 y 9 años, respectivamente, se obtiene de acuerdo a los resultados un apreciable incremento de los costos de mitigación de SO₂ ya que éstos aumentan en dólares por tonelada, de 298 a 335, de 321 a 387 y de 325 a 499, respectivamente.

3.3 Costo-efectividad de la Tecnología Calider

De acuerdo a la figura 3.4 la implementación de esta opción de control en siete centrales produce una reducción media de SO₂ en el SEM que se estima en 25%. Para esta opción el costo acumulado de inversión es relativamente bajo (\$266 millones) mientras que el costo total acumulado es 3.6 veces más alto (\$994 millones).

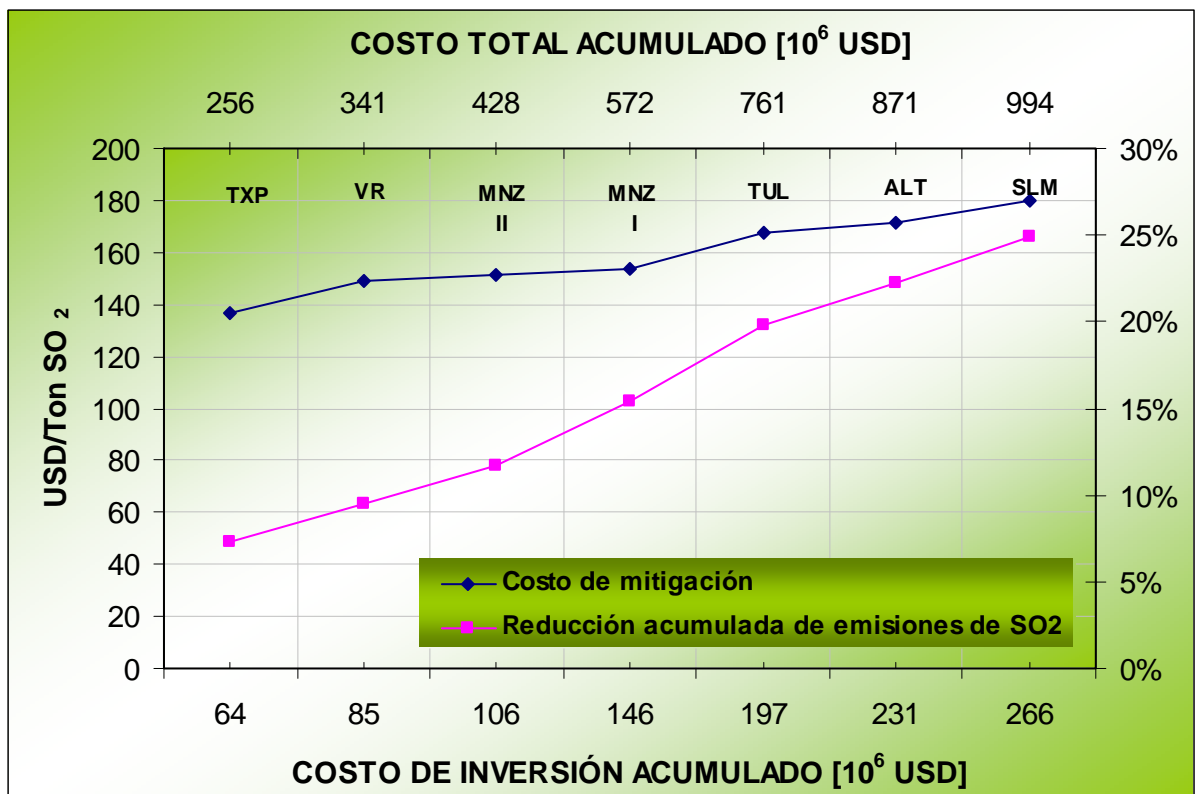


Figura 3.4 Costo de mitigación, costos acumulados de inversión y total, y reducción acumulada de emisiones de SO₂ utilizando la tecnología Calider.

Los resultados de la evaluación indican que los costos de mitigación de esta tecnología son relativamente bajos. El valor mínimo es para la central de Tuxpan (\$137/Ton SO₂) y el valor más alto para la central de Salamanca (\$180/Ton SO₂) para la central de Salamanca.

Tres de las nueve centrales analizadas tienen una vida útil remanente menor a 15 años (Tula -13 años-, Altamira -12 años- y Salamanca -9 años-). Cuando se considera esta condición en el análisis, los costos de mitigación incrementan de \$168 a \$184, \$171 a \$199 y \$180 a \$248/Ton SO₂, respectivamente.

3.4 Costo-efectividad de la Tecnología LSFO

La figura 3.5 muestra los resultados si esta opción de control de SO₂ fuese implementada en las ocho centrales seleccionadas para esta evaluación, en términos de la reducción de emisiones de SO₂ totales del SEM se alcanzaría un 59.5%. Los costos acumulados de inversión y total son altos (\$2481 y \$4022 millones, respectivamente). Sin embargo, los valores de los costos de mitigación se pueden considerar medios. El rango de esos costos van de \$225/Ton SO₂ para la central de Tuxpan y \$314/ton SO₂ para la central de Salamanca.

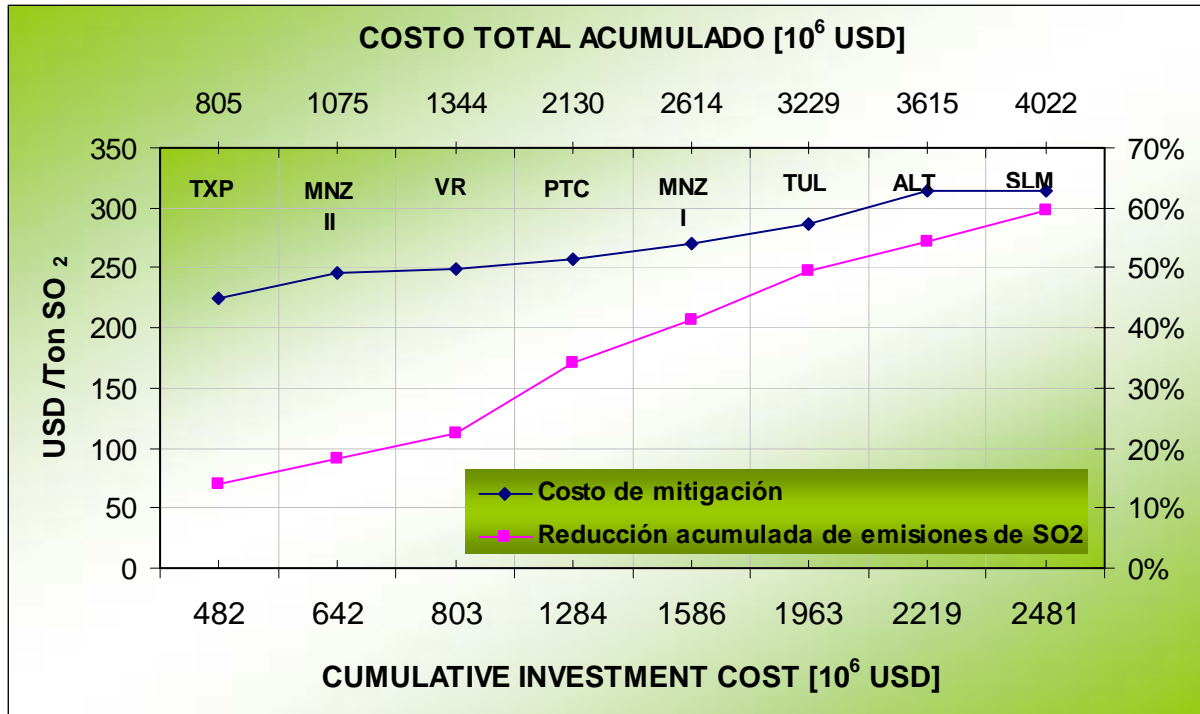


Figura 3.5 Costo de mitigación, costos acumulados de inversión y total, y reducción acumulada de emisiones de SO₂ utilizando la tecnología LSFO.



Debido a que las centrales de Tula, Altamira y Salamanca tienen una vida útil remanente de 13, 12 y 9 años, respectivamente. Cuando este factor es considerado en la evaluación, los costos de mitigación incrementan de \$286 a \$322, \$314 a \$379, y \$314 a \$478/Ton SO₂, respectivamente.

3.5 Costo-efectividad de la Tecnología LSD

La instalación de la tecnología LSD representa sólo el 8% en la reducción de emisiones totales de SO₂ del SEM, debido a que sólo se aplica en las dos centrales carboeléctricas de México (Río Escondido y Carbón II). Considerando todo el período de análisis, el costo de inversión acumulado sería del orden de \$456 millones, mientras que el total significarían \$870 millones. En relación a la tecnología anterior esta opción tiene costos de mitigación más altos (\$387 y \$460/ton SO₂, respectivamente).

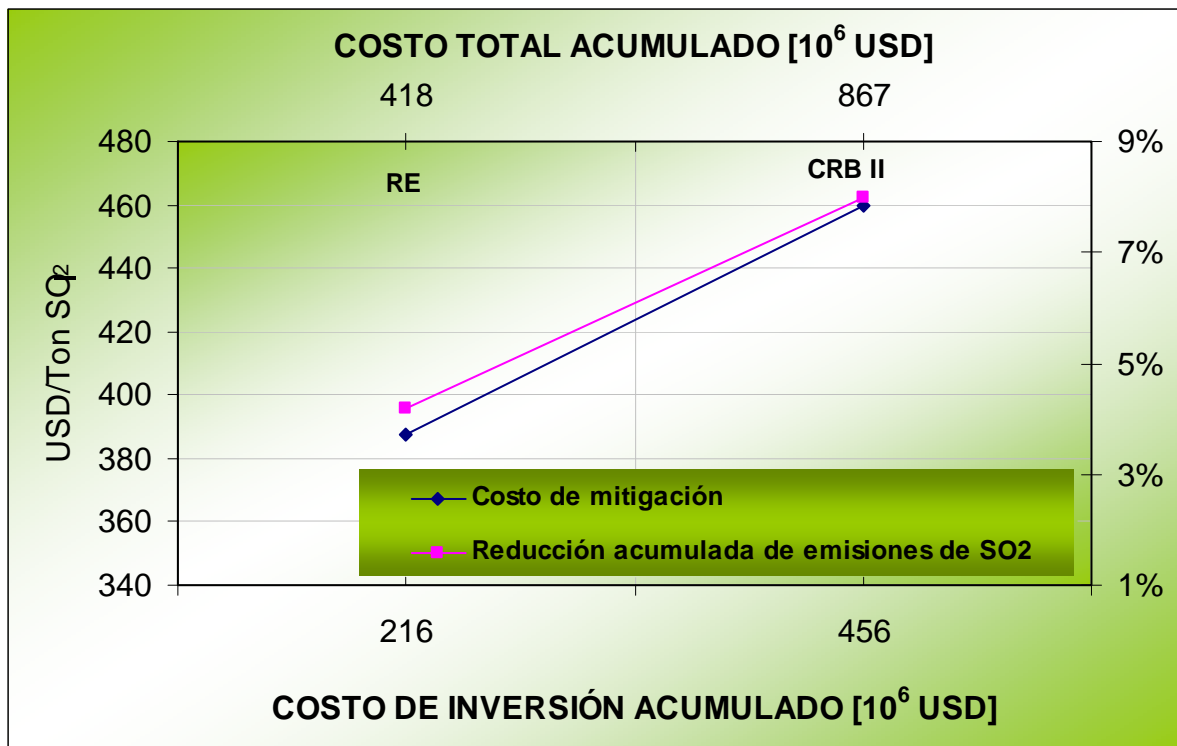


Figura 3.6 Costo de mitigación, costos acumulados de inversión y total, y reducción acumulada de emisiones de SO₂ utilizando la tecnología LSD.



3.6 Costo-efectividad de la desulfurización por hidrotreamiento de combustóleo

Como se describió en la sección 2.5 para esta simulación en el Modelo LEAP se asumió una producción de la planta de hidrotreamiento de la refinería Tula de 30,000 barriles diarios de combustóleo de 2% de azufre en peso. Esta producción substituye sólo el 78% del consumo de la central Tula (1500 MW) y los resultados obtenidos fueron los que se enuncian a continuación:

La reducción de las emisiones de SO₂ provenientes del SEM serían del 3.5% esto debido a que la capacidad de producción de combustóleo de bajo azufre considerada en esta evaluación es pequeña. Sin embargo, el costo de inversión es muy alto (\$677 millones) y consecuentemente el costo de mitigación es el más alto de los calculados en este trabajo (\$763/Ton SO₂).

Si se asume que esta opción de control redujera el contenido de azufre a 1% en peso del combustóleo considerado en esta evaluación, la reducción de emisiones de SO₂ sería más alta (5.6%) y el costo de mitigación sería menor (\$469/Ton SO₂).

3.7 Costo-efectividad de la substitución de combustóleo por gas natural

Esta opción de control aplicada a las ocho centrales termoeléctricas seleccionadas significaría una reducción del 63% en las emisiones de SO₂ del SEM, lo cual representaría un costo acumulado de inversión del orden de \$1644 millones, donde \$1098 millones corresponden a la inversión necesaria para la instalación de 2,844 MW de capacidad en centrales de ciclo combinado a base de gas natural. En tanto que el costo total acumulado sería del orden de \$8641 millones, siendo el más alto del conjunto de opciones analizadas. (Véase figura 3.7)

A pesar de la magnitud de la reducción en las emisiones de SO₂, el rango de los costos de mitigación encontrados para esta opción es alto, siendo el valor mínimo para la central Altamira (\$488/Ton SO₂) y el máximo para las centrales de Manzanillo I y II (\$619/Ton SO₂) debido a que se requiere de la instalación de un gasoducto y una estación de compresión.

Si se considera la vida remanente de las centrales evaluadas, los costos de mitigación aumentan. En el caso de la central Salamanca incrementa de \$516 a



\$647/Ton SO₂, la central Altamira de \$488 a \$588/Ton SO₂ y por último, la central Tula incrementaría de \$526 a \$584/Ton SO₂.

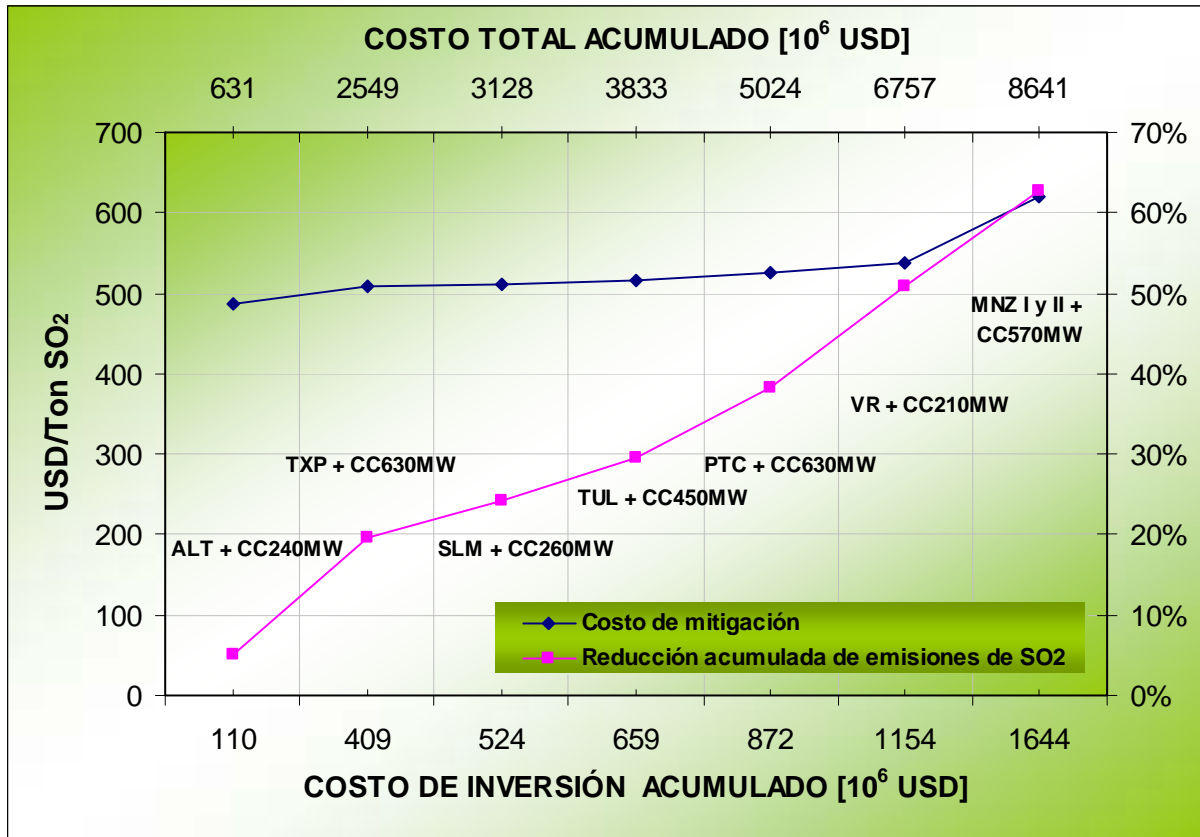


Figura 3.7 Costo de mitigación, costos acumulados de inversión y total, y reducción acumulada de emisiones de SO₂ considerando la sustitución de combustóleo por gas natural.

3.8 Costo-efectividad de la sustitución de combustóleo por gas natural licuado

En esta evaluación se consideraron 2 escenarios de precios del gas natural licuado (GNL), a saber:

- 1) Con una diferencia de -%0.5/GJ con respecto al precio de gas natural, y
- 2) con una diferencia de -%0.9/GJ con respecto al precio de gas natural.



Con estos escenarios de precios se obtuvieron dos resultados que a continuación se presentan.

3.8.1 Resultados del escenario del precio de GNL con una diferencia de \$0.5/GJ con el de GN

La aplicación de esta opción con el escenario de precios “conservador” representa un 29% en la reducción de las emisiones del SEM, lo cual implica un costo de inversión acumulado desorden de \$669 millones que incluye la instalación de quemadores de bajo NOx y la instalación adicional de 1,325 MW en centrales de ciclo combinado a base de gas natural licuado también. El costo total acumulado sería del orden de \$3239 millones. (Véase figura 3.8)

El rango de costos va de \$388 a \$461/Ton SO₂, el valor mínimo es para la central Altamira y el máximo para la central Manzanillo II, respectivamente. Si se tomara en cuenta la vida útil remanente de la central Altamira que es de 12 años su costo de mitigación aumentaría a \$481/Ton SO₂.

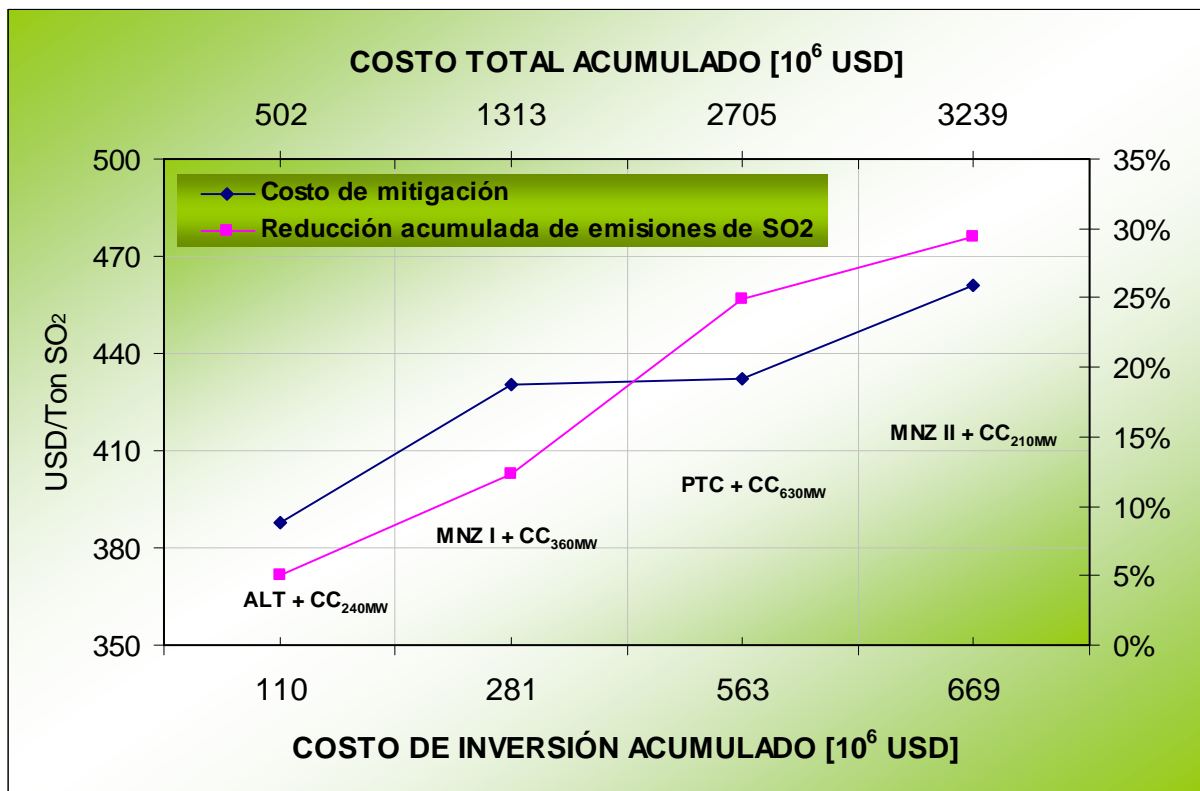


Figura 3.8 Costo de mitigación, costos acumulados de inversión y total, y reducción acumulada de emisiones de SO₂ considerando la sustitución de combustóleo por gas natural licuado importado (escenario de precios conservador).

3.8.2 Resultados del escenario del precio de GNL con una diferencia de \$0.9/GJ con el de GN

A diferencia de la evaluación anterior, si se considera el escenario “optimista” en los precios del gas natural licuado de importación, la evaluación de las 4 centrales seleccionadas resulta un costo total acumulado de \$2329 millones. Cabe señalar que implicaría la misma reducción en las emisiones de SO₂ y el mismo costo de inversión acumulado. (Véase figura 3.9)

En el caso del rango de costos de mitigación encontrados para esta opción se tiene que el valor máximo es para la central Altamira (\$273/Ton SO₂) y el valor mínimo para la central Manzanillo II (\$461/Ton SO₂). Considerando la vida útil remanente de la central Altamira el costo de mitigación aumentaría a \$309/Ton SO₂

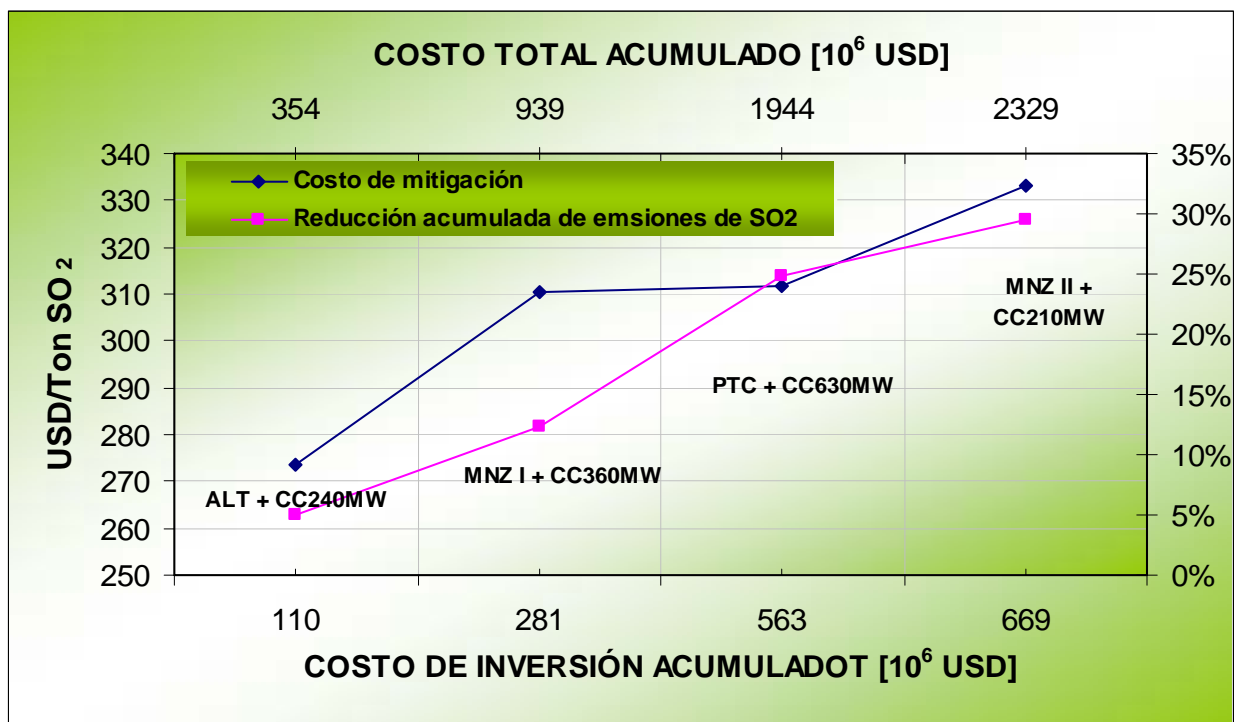


Figura 3.9 Costo de mitigación, costos acumulados de inversión y total, y reducción acumulada de emisiones de SO₂ considerando la sustitución de combustóleo por gas natural licuado (escenario de precios optimista).



3.9 Costo-efectividad de la sustitución de combustóleo y carbón nacional por carbón importado de bajo azufre

La figura 3.10 muestra los resultados para estos dos casos: 1) en el caso de la sustitución de combustóleo por carbón importado vía marítima con 0.7% de contenido de azufre en peso en la central Petacalco y resulta en beneficios del orden de \$1320 millones, 2) en el caso de la sustitución de carbón importado por vía terrestre tendría un costo total de \$388 millones. Lo anterior implica una reducción de los beneficios para alcanzar un beneficio acumulado de \$932 millones. La reducción acumulada en las emisiones de SO₂ del SEM sería del 11% (de los cuales 8% se derivan de la sustitución de combustóleo por carbón importado).

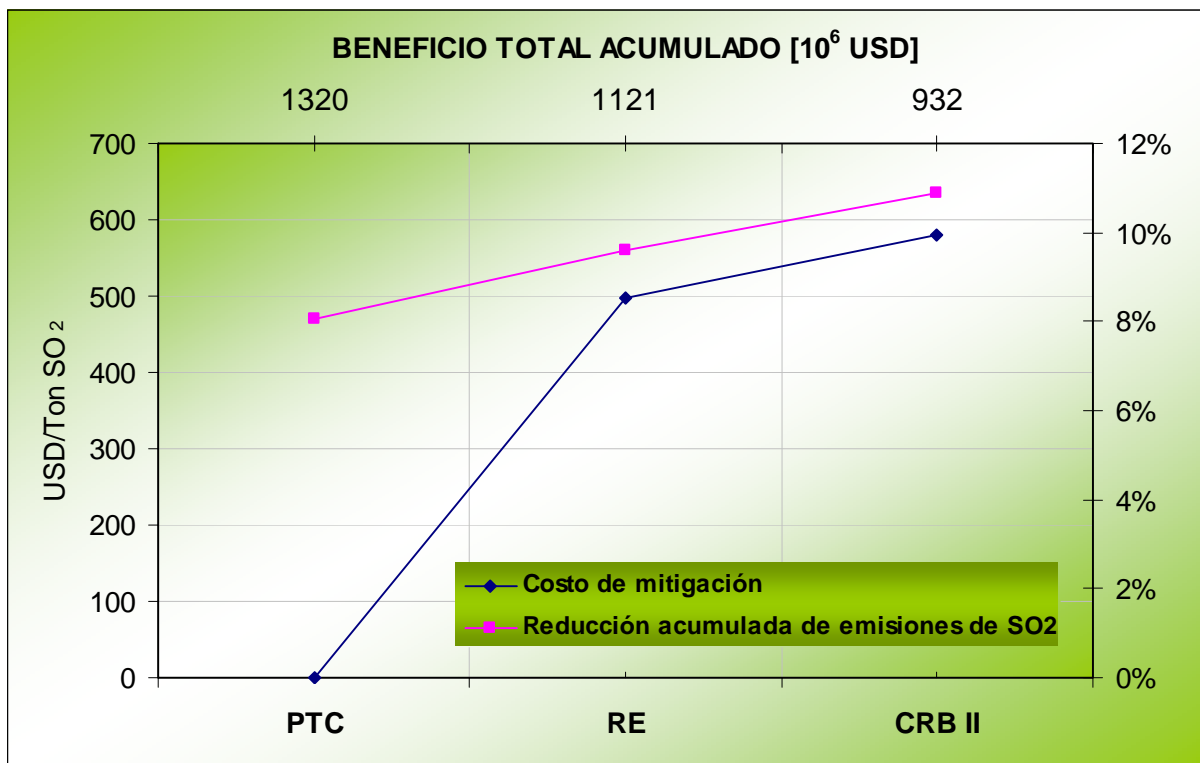
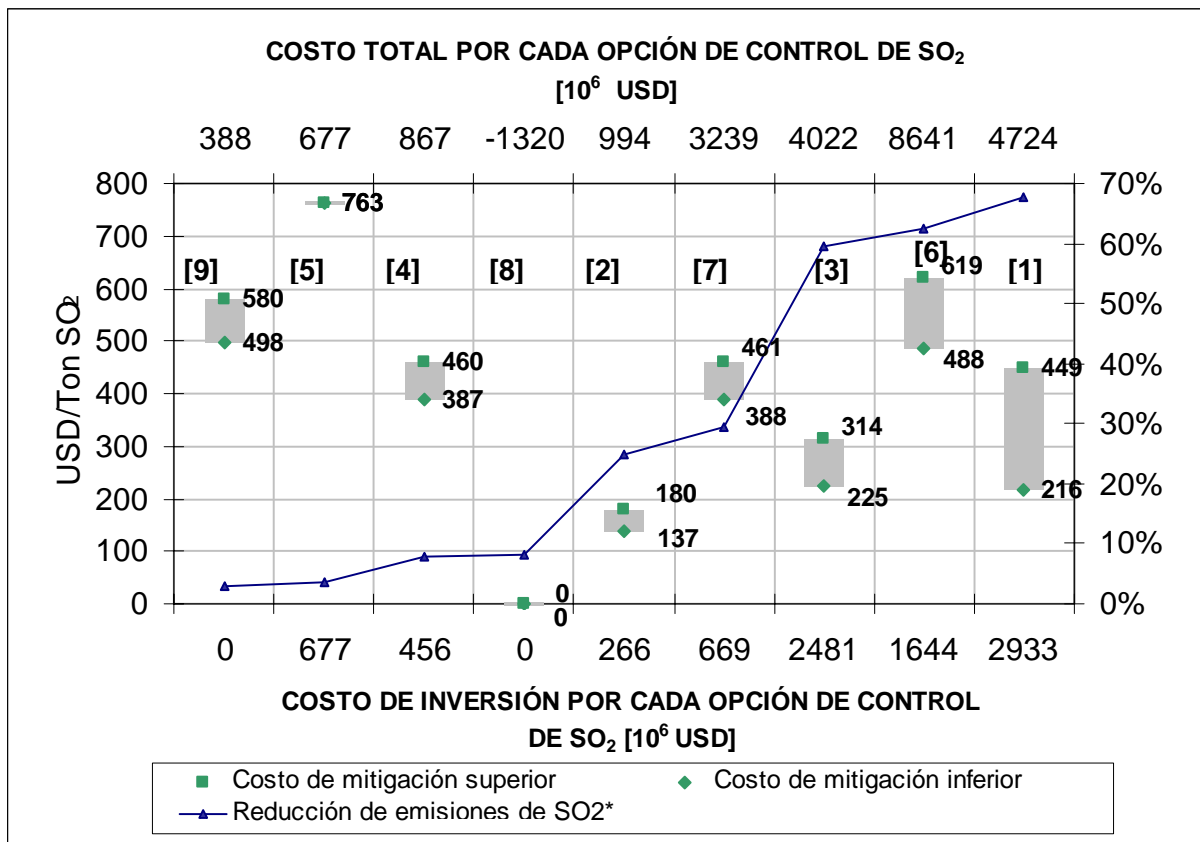


Figura 3.10 Costo de mitigación, costos acumulados de inversión y total, y reducción acumulada de emisiones de SO₂ considerando la sustitución de combustóleo y carbón nacional por carbón importado de bajo azufre.

Como se muestra en la figura 3.10 la central Petacalco no tiene costos de mitigación. Sin embargo, en las centrales carboeléctricas Río Escondido y Carbón II los costos de mitigación son de \$498/ton SO₂ y \$580/ton SO₂, respectivamente.

3. 10 Resultados generales de la evaluación del costo-efectividad

En la figura 3.11 se resumen los resultados de la evaluación realizada en este capítulo. El eje inferior X presenta el costo de inversión acumulada necesaria de la aplicación de una opción de control de SO₂ en las centrales seleccionadas. El eje superior X indica su costo total acumulado. En tanto que el eje izquierdo Y muestra el rango de costos de mitigación de SO₂ encontrados para cada opción de control evaluada. Finalmente, el eje derecho Y muestra la reducción acumulada de emisiones de SO₂. En esta figura todas las opciones de control analizadas están ordenadas de acuerdo a la magnitud de la reducción acumulada de emisiones de SO₂.



Nota: El número en corchetes indica el id. de cada opción de control de SO₂ (véase la tabla 3.1).

* El porcentaje está dado en relación a las emisiones totales del SEM.

Figura 3.11 Comparación de las opciones de control de SO₂ aplicadas a las centrales eléctricas mexicanas.



En términos de la reducción de emisiones de SO₂ en el Sector Eléctrico Mexicano, existen tres opciones de control de alto impacto para las centrales seleccionadas: la tecnología Chiyoda, la sustitución de combustóleo por gas natural y la tecnología LSFO, las cuales reducen aproximadamente el 68, 63 y 59% de las emisiones de SO₂, respectivamente. Es de notar, que las magnitudes en los costos de inversión y totales de tales opciones de control son altas. De esas tres opciones, la magnitud del costo total de la sustitución de combustóleo por gas natural es una de las más altas y representa aproximadamente dos veces más la magnitud de los costos totales de las otras dos opciones mencionadas (\$8641 vs. \$4724 para Chiyoda, \$4022 millones para LSFO). Sin embargo, la sustitución de combustóleo por gas natural tiene el costo de inversión acumulado más bajo, en otras palabras, significa el 56 y el 66% de los valores encontrados para las otras dos opciones.

De acuerdo con la tabla 3.2, la intensidad en la inversión para las tecnologías Chiyoda y LSFO, en términos unitarios, es más alta que la requerida para la opción de la sustitución de combustóleo por gas natural. Por el contrario, en términos del costo total unitario (este costo se calculó como un promedio), las dos tecnologías de depuración (*scrubbers*) tienen menores costos que la opción de gas natural (ver tabla 3.3). Por último, en relación a los costos de mitigación de SO₂ los valores para ésta opción y la tecnología Chiyoda (en el caso de las centrales carboeléctricas) son altos, pero en el casos de centrales a base de combustóleo) y la tecnología LSFO esos valores son medios en términos de los costos de mitigación.

De las tecnologías evaluadas, la tecnología Calider y la sustitución de combustóleo por GNL son dos opciones que tienen un impacto medio en la magnitud de la reducción de SO₂, con una reducción del 25 y 29%, respectivamente. En relación a las 3 opciones discutidas previamente, las magnitudes de los costos de inversión y totales de estas dos opciones son substancialmente menores. En el caso de la tecnología Calider la magnitud de la inversión y del costo total representa cerca del 9-16% y 12-25% de aquellas opciones discutidas en el párrafo anterior, respectivamente. Para la opción de sustitución de combustóleo por GNL esos porcentajes incrementan a 23-41% y 37-81%, respectivamente. Finalmente, en términos de los costos de mitigación, la opción de la tecnología Calider tiene valores más bajos que aquellas opciones analizadas en el párrafo anterior. Sin embargo, la opción de la sustitución de combustóleo por GNL tiene costos de mitigación altos los cuales son similares a los que se encontraron para la tecnología Chiyoda en el caso de las centrales carboeléctricas. En contraste, estos costos de mitigación son menores a los encontrados para la opción de sustitución de combustóleo por gas natural.



Tabla 3.3 Costo promedio total unitario, 10³ USD/GWh.

ID Opción de Control	Opción de Control	Costo promedio total unitario (10 ³ USD/GWh)
1	Chiyoda Technology	3.7
2	Calider Technology	1.2
3	Limestone Forced Oxidation Technology	4.0
4	Lime Spray Dryer Technology	3.1
5	Hydrotreating fuel oil 2% sulfur	5.7
6	Fuel oil substitution by natural gas	8.6
7	Fuel oil substitution by liquefied natural gas (0.5 USD/GJ price difference NG - LNG)	6.9
8	Fuel oil substitution by imported coal by sea (0.7% sulfur content by weight)	0.0
9	National coal substitution by imported coal by land (0.7% sulfur content by weight)	1.4

Fuente: Cálculos propios.

De las tecnologías mencionadas, la opción Calider requiere aproximadamente el 40% (\$266 millones) del costo de inversión necesario para la sustitución de combustóleo por GNL (\$669 millones), una proporción similar es necesaria en cuanto a los costos totales cuando esas dos opciones son comparadas (\$994 vs. \$2329 millones, respectivamente).

De acuerdo a la tabla 3.2, la intensidad en los costos de inversión para la tecnología Calider, en términos unitarios, es bajo, mientras que es medio para la opción LNG. En este mismo sentido, Calider tiene un costo total unitario pequeño mientras que la opción de LNG este valor es algo. Finalmente, comparando los costos de mitigación, se encontró que aquellos para la opción de LNG son aproximadamente de 2.5 a 2.8 veces más grandes que aquellos encontrados para la opción Calider (388-461 vs. 137-180 USD/Ton SO₂, respectivamente)

En esta evaluación se encontraron cuatro opciones de bajo impacto en términos de la magnitud de su reducción de emisiones de SO₂: el hidrotreamiento de combustóleo, la sustitución de combustóleo y carbón nacional por carbón importado de bajo azufre (0.7% de contenido en peso) y la tecnología LSD. Estas opciones con las centrales seleccionadas para su aplicación, reducen las emisiones de SO₂ en un rango que va de 3 a 11%. Esto debido a que se aplicaron a pocas centrales

eléctricas. En los casos de la sustitución de combustóleo y la tecnología LSD tienen similares magnitudes en los costos de inversión que las opciones discutidas en los párrafos anteriores. En relación a la magnitud de los costos totales, el hidrotreamiento de combustóleo, la sustitución de carbón nacional por carbón importado de bajo azufre y la tecnología LSD tienen aproximadamente la misma magnitud en los costos que la tecnología Calider.

En términos de los costos de mitigación, la opción de hidrotreamiento de combustóleo tiene el valor más alto encontrado para todas las opciones analizadas (\$763/Ton SO₂). La opción de la tecnología LSD tiene valores similares que la tecnología Chiyoda (para el caso de las centrales carboeléctricas), mientras que la sustitución de carbón nacional por importado de bajo azufre (por vía terrestre) tiene valores similares que la opción de la sustitución de combustóleo por gas natural.

Cabe hacer notar que la opción de la sustitución de combustóleo por carbón importado de bajo azufre (por vía marítima) es un caso especial debido al hecho de que no tiene costos de inversión, ni costos totales; por el contrario, esta opción representa beneficios económicos del orden de \$1320 millones cuando ésta se aplica a la central dual de Petacalco. Consecuentemente a esto, esta opción no tiene costos de mitigación.

En términos de la magnitud del costo total, la opción de la tecnología LSD es el más alto. Finalmente, comparando los costos de mitigación, el valor encontrado para la opción de hidrotreamiento de combustóleo es 1.3 a 2.0 veces más grande que los valores encontrados para las opciones de sustitución de carbón nacional por importado de bajo azufre (por vía terrestre) y la tecnología LSD.

De acuerdo a la tabla 3.2, la intensidad en la inversión para la opción de hidrotreamiento, en términos unitarios, es más alta que la opción de la tecnología LSD, al igual que el costo total unitario.



Tabla 3.4 Costos de mitigación de las opciones de control de SO₂ en centrales seleccionadas del SEM (USD/Ton SO₂).

ID CENTRAL/ID OPCIÓN	1	2	3	4	5	6	7	8	9
TXP	216	137	225	-	-	509	-	-	-
MNZ II	237	152	246	-	-	619	461	-	-
VR	240	149	249	-	-	510	-	-	-
MNZ I	256	154	270	-	-	619	430	-	-
TUL	276	168	286	-	763	526	-	-	-
SLM	302	180	314	-	-	516	-	-	-
ALT	297	171	314	-	-	488	388	-	-
PTC	244	-	257	-	-	538	432	0	-
CRB II	449	-	-	460	-	-	-	-	580
RE	368	-	-	387	-	-	-	-	498

Fuente: Cálculos propios.

La tabla 3.4 muestra los costos de mitigación de SO₂ correspondientes para cada opción de control y central analizados. La figura 3.12 fue elaborada de los datos contenidos de esta tabla y muestra una curva de costos la cual se basa en los costos más bajos encontrados para cada central seleccionada. Consecuentemente, esta figura significa la ruta del mejor costo de mitigación encontrado para cada una de las 10 centrales consideradas en este trabajo.

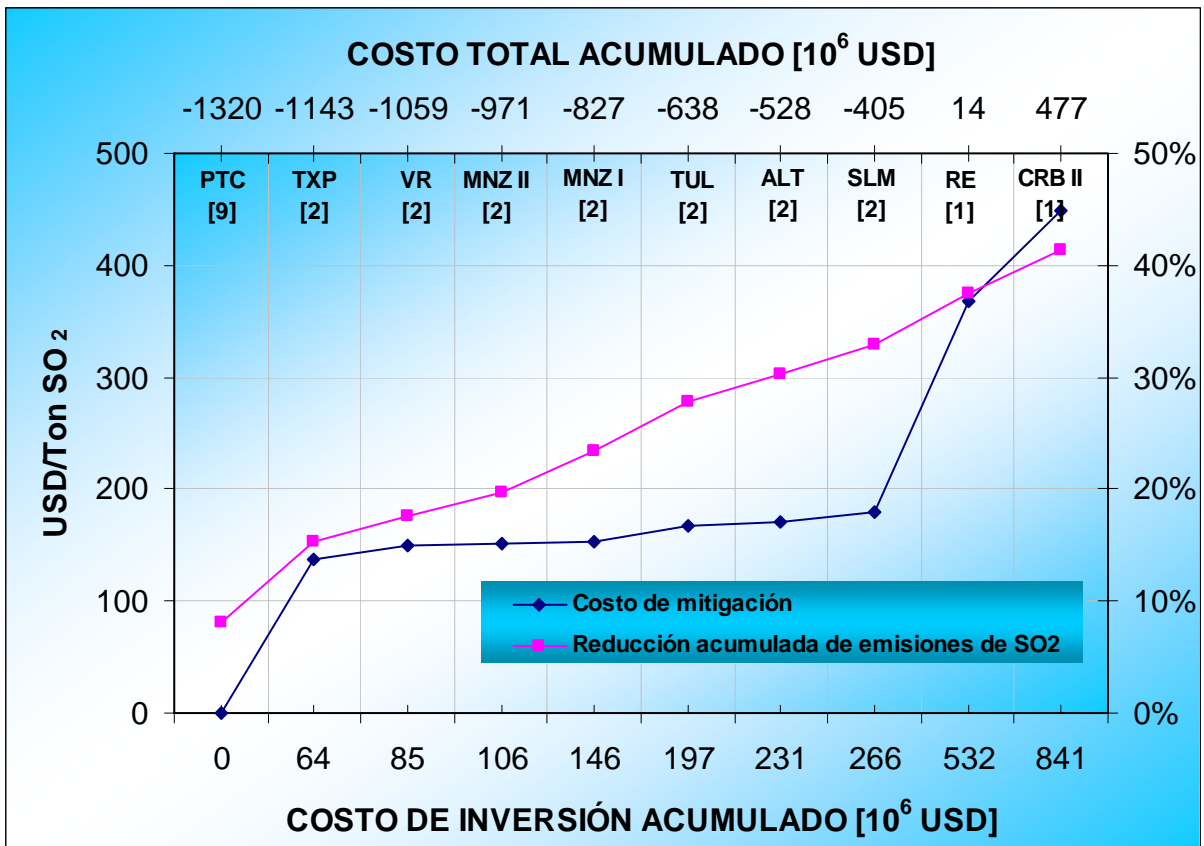


Figura 3.12 Ruta de los mejores costos de mitigación de las opciones de control de emisiones SO₂.

En esta ruta, los costos de mitigación van de cero a \$449/Ton SO₂. Esta ruta comienza con la central dual de Petacalco y la opción de sustitución de combustóleo por carbón importado de bajo azufre por vía marítima y finaliza con la central carboeléctrica Carbón II y la opción Chiyoda. Si esta ruta fuese implementada, podría obtenerse un 41% de reducción de emisiones globales² de SO₂, para alcanzar este nivel de reducción, es necesaria una inversión del orden de \$841 millones. Esto es interesante precisar que debido a los beneficios económicos alcanzados de la opción de sustitución de combustóleo por carbón importado de bajo azufre en la central dual de Petacalco, el costo total durante los 15 años de análisis es de sólo \$477 millones, lo cual significa que se tendría que el país

² Considerando el total de emisiones de SO₂ provenientes del parque eléctrico del SEM.



CAPÍTULO IV. Modelo de optimización para la reducción de emisiones de SO₂

4.1 Descripción de la problemática

Si bien, la ruta mencionada en el capítulo anterior aporta una solución interesante al problema de reducir emisiones de SO₂ en el SEM, ciertamente el uso de las rutas del mejor y segundo mejor costo de mitigación podrían estar sobreponiéndose a combinaciones de opciones de control de SO₂ que no aparecen necesariamente en alguna de esas rutas y que podrían ser soluciones óptimas en reducción de emisiones de SO₂ y de costos totales. En consecuencia, estas rutas no aseguran que se haya obtenido el conjunto de opciones que representen el costo total mínimo para mitigar las emisiones de SO₂. Asimismo, si se considera las posibilidades de aplicar opciones de control de SO₂ por unidad generadora y no por central eléctrica, las rutas mencionadas de costos mínimos no integran soluciones de combinaciones de costo mínimo por unidad generadora.

Atendiendo a este problema, en el presente capítulo se desarrolla un modelo de optimización para encontrar el costo mínimo de reducción de SO₂ en términos de una solución óptima y considerando unidades generadoras, lo cual significaría que del universo de combinaciones de opciones de control por unidad generadora, el subconjunto de óptimo de puede ser identificado como aquella combinación de opciones de control para las cuales no hay otra combinación mejor para reducir emisiones de SO₂ dado un conjunto de restricciones que se tienen que definir y cumplir.

Para encontrar esta solución óptima, el primer paso consistió en ordenar por central y opción de control una tabla de datos sobre la información de costos: de inversión, de operación y mantenimiento (O&M), de combustible, totales y de mitigación, así como la información de las emisiones evitadas de SO₂ según central y opción de control que se encontraron en el capítulo 3 (véase tabla B.1 del apéndice B). Posteriormente, para obtener dicha información en términos de unidades generadoras se asumió, de acuerdo a CFE (2006) y SEMARNAT (2004), que el número de calderas es igual al número de puntos de emisión, el cual a su vez es igual al mismo número de unidades generadoras, las cuales para el conjunto de las 10 centrales analizadas totalizan 41 unidades generadoras.



Dado que en esta parte del trabajo se hace énfasis en las unidades generadoras, para traducir los datos de las centrales analizadas de la tabla B.1 del apéndice B, en términos de unidades generadoras, se procedió a ponderar en relación con las capacidades de las unidades generadoras que integran cada central con respecto a la capacidad total de la central, obteniéndose los resultados por unidad generadora que aparecen en la tabla B.2 del apéndice B.

Partiendo de consideraciones acordadas con decisores de la SENER, se planteó que sería de sumo interés para elaborar políticas en materia energético-ambiental de acuerdo a los resultados encontrados y que se resumen en Islas, *et al.* (2005), conocer cuál sería la combinación óptima de unidades con opción de control de emisiones de SO₂ que minimizara el costo total de reducir las emisiones de este contaminante en intervalos de reducción de 10% del total de emisiones de SO₂ provenientes de las unidades analizadas¹. Y todo esto tomando en cuenta que las unidades generadoras deben cumplir los límites de emisiones de SO₂ establecidos por la Norma Oficial Mexicana 085-ECOL-1994 (DOF, 1994) para las fuentes fijas según la zona del país e donde se están ubicadas.

En efecto, la Norma 085 divide a la República Mexicana en 3 zonas con respecto a los límites de emisiones dependiendo de la ubicación de la fuente fija, a saber: 1) zona metropolitana, 2) zona crítica y 3) resto del país. Considerando las unidades generadoras que vamos a tratar, se observa que un total de 13 unidades generadoras (pertenecientes a las centrales Tula, Salamanca y Altamira) se localizan en zona crítica mientras que el resto se ubican en la zona geográfica “resto del país”.

En consecuencia se considera en nuestro modelo de optimización las primeras trece unidades cumplan la normatividad (más restringente) de zonas críticas, mientras que el resto cumplan con la reglamentación (menos severa) del resto del país.

Para satisfacer este criterio, se calcularon los límites de emisiones para cada una de las unidades generadoras con base en la información de los factores de emisión permisibles que determina la Norma 085-ECOL-1994 de acuerdo a la información de consumo y tipo de combustible (véase tabla 4.1) utilizado por cada una de las unidades generadoras consideradas. Respecto al combustible, es necesario recordar que del conjunto de unidades generadoras que vamos a utilizar ocho unidades, las pertenecientes a las centrales Río Escondido y Carbón II usan un combustible sólido (carbón) mientras que el resto esencialmente utiliza combustóleo.

¹ Estas unidades generadoras analizadas representan la suma total de las emisiones de SO₂ de las 10 centrales más contaminantes del SEM

Tabla 4.1 Parámetros de factor de emisión de SO₂ permisible por la norma 085-ECOL-1994.

Tipo de Combustible	Zona Crítica Kg SO ₂ /10 ⁶ Kcal	Resto del País Kg SO ₂ /10 ⁶ Kcal
Líquido (Combustóleo)	4.08	8.16
Sólido (Carbón)	4.31	8.16

Fuente: DOF (1994).

En la tabla B.3 del apéndice B se muestran los límites permisibles según la norma 085 en términos de toneladas de SO₂, según el tipo de combustible consumido y la ubicación de las unidades. Como puede observarse todas las unidades ubicadas en las zonas críticas no cumplen con las emisiones permisibles de SO₂ mientras que las unidades ubicadas en el resto del país cumplen inclusive sin opciones de control la norma mexicana.

Dado que las 13 unidades ubicadas en zona crítica sobrepasan los límites establecidos por la norma, es necesario expresar en nuestro modelo de optimización que estas unidades tienen que reducir sus emisiones de SO₂ de tal modo que cumplan con la norma. De esta manera nuestro modelo de optimización deberá incluir la restricción de no sobrepasar los límites de emisiones de SO₂ establecidos por la norma 085 (en términos de toneladas de SO₂ según los datos de la tabla 5.4) para cada una de las unidades ubicadas en zonas críticas.

Tomando esto en consideración, se plantea el problema de saber cuál es la combinación óptima de unidades generadoras y opción de control que determina el costo mínimo para cada intervalo de reducción de 10% de las emisiones totales de SO₂ provenientes de las 41 unidades generadoras de las 10 centrales más contaminantes del país, y que cumpla con la norma 085 para las unidades generadoras de zonas críticas para cada. En la siguiente sección se representa esta problemática desarrollando un modelo matemático de optimización y posteriormente se discutirá su implementación en un software informático para su consecuente resolución y obtención de resultados.

4.2 Modelo de optimización para la reducción de emisiones de SO₂

Sea $E = (e_1, e_2, \dots, e_{41})$ las emisiones de SO₂ [en Ton de SO₂] de las 41 unidades termoeléctricas analizadas que denotamos como $U = (u_1, u_2, \dots, u_{41})$ (véase tabla B.2 del apéndice B). Asimismo, denotaremos a los niveles de emisiones de SO₂ en el año de referencia para las unidades como $E_l = (e_{1,l}, e_{2,l}, \dots, e_{41,l})$. Se requiere reducir las emisiones totales de SO₂ de estas 41 unidades generadoras en intervalos de 10% y denotaremos este deseo de reducción de emisiones en términos porcentuales, como $ERP = (10\%, 20\%, \dots, 90\%) = (erp_1, erp_2, \dots, erp_9) = erp_k$, con $k=1, 2, \dots, 9$.

Dado que se desea alcanzar tales metas de reducción, haciendo cumplir al mismo tiempo a las 13 unidades U_{cz} ubicadas en zonas críticas con los niveles de emisiones de SO₂ [en Ton de SO₂] permitidas por la norma 085. Sea $U_{cz} = (u_{cz,1}, u_{cz,2}, \dots, u_{cz,13}, \dots, u_{41})$ el conjunto de unidades generadoras que deben de cumplir con los niveles críticos de emisión [en Ton de SO₂] según la norma 085 para zona crítica y denotemos a este límite máximo permisible como $rnom_i$ donde $i = 1, 2, \dots, 13$.

Sea $O = (o_1, o_2, \dots, o_9)$ el conjunto de 9 opciones de control de emisiones de SO₂ que se consideran en este estudio. A partir de este conjunto sean O_1, O_2, \dots, O_6 los subconjuntos de tales opciones técnicamente factibles de ser aplicados a las unidades como se muestra a continuación.

$O_1 = (o_1, o_2, o_3, o_4, o_5, o_6)$ para las unidades $u_{cz,1}, u_{cz,2}, u_{cz,3}, u_{cz,4}, u_{cz,5}$

$O_2 = (o_1, o_2, o_3, o_4, o_6)$ para las unidades $u_{cz,6}, u_{cz,7}, u_{cz,8}, u_{cz,9}, u_{22}, u_{23}, u_{24}, u_{25}, u_{26}, u_{27}, u_{28}, u_{29}$

$O_3 = (o_1, o_2, o_3, o_4, o_6, o_7)$ para las unidades $u_{cz,10}, u_{cz,11}, u_{cz,12}, u_{cz,13}$

$O_4 = (o_1, o_9)$ para las unidades $u_{14}, u_{15}, u_{16}, u_{17}, u_{18}, u_{19}, u_{20}, u_{21}$

$O_5 = (o_1, o_2, o_3, o_4, o_6, o_7)$ para las unidades $u_{30}, u_{31}, u_{32}, u_{33}, u_{34}, u_{35}$

$O_6 = (o_1, o_3, o_4, o_6, o_7, o_8)$ para las unidades $u_{36}, u_{37}, u_{38}, u_{39}, u_{40}, u_{41}$



Se observa que las opciones tienen la característica de ser excluyentes, es decir, una vez que una opción es seleccionada en una unidad generadora, cualquier otra solución no puede ser aplicada a la misma unidad generadora.

Cada opción de control tiene un costo de mitigación [en USD/Ton de SO₂] que se pueden denotar como:

$$C = (c_1, c_2, \dots, c_9)$$

También cada opción de control puede reducir un porcentaje de emisiones de SO₂. Por lo que se puede denotar como $R = (r_1, r_2, \dots, r_9)$ el conjunto de porcentajes de emisiones de SO₂ que corresponde respectivamente al conjunto de opciones de mitigación $O = (o_1, o_2, \dots, o_9)$.

Idénticamente a las opciones de control, una vez que una reducción es seleccionada en nuestro modelo, una reducción adicional no es posible debido a que una vez que una opción es seleccionada en una unidad generadora, cualquier otra solución no puede ser aplicada. Consecuentemente se tiene el siguiente subconjunto de porcentajes de reducción de emisiones que pueden ser alcanzados en las siguientes unidades especificadas:

$$R_1 = (r_1, r_2, r_3, r_4, r_5, r_6) \text{ para las unidades } u_{cz,1}, u_{cz,2}, u_{cz,3}, u_{cz,4}, u_{cz,5}$$

$$R_2 = (r_1, r_2, r_3, r_4, r_6) \text{ para las unidades } u_{cz,6}, u_{cz,7}, u_{cz,8}, u_{cz,9}, u_{22}, u_{23}, u_{24}, u_{25}, u_{26}, u_{27}, u_{28}, u_{29}$$

$$R_3 = (r_1, r_2, r_3, r_4, r_6, r_7) \text{ para las unidades } u_{cz,10}, u_{cz,11}, u_{cz,12}, u_{cz,13}$$

$$R_4 = (r_1, r_9) \text{ para las unidades } u_{14}, u_{15}, u_{16}, u_{17}, u_{18}, u_{19}, u_{20}, u_{21}$$

$$R_5 = (r_1, r_2, r_3, r_4, r_6, r_7) \text{ para las unidades } u_{30}, u_{31}, u_{32}, u_{33}, u_{34}, u_{35}$$

$$R_6 = (r_1, r_3, r_4, r_6, r_7, r_8) \text{ para las unidades } u_{36}, u_{37}, u_{38}, u_{39}, u_{40}, u_{41}$$

Terminada la denotación de variables, el problema es establecer el modelo para seleccionar el conjunto de opciones de porcentaje de reducción (conociendo que sólo una opción se permite seleccionar para cada unidad) para minimizar el costo total de reducir las emisiones totales de SO₂ provenientes de las 41 unidades generadoras analizadas en intervalos de 10%, mientras se reducen las emisiones de las unidades $u_{zc,i}$ a los niveles especificados para zonas críticas.

4.3 Especificación matemática y formulación

El problema matemático de optimización puede darse en términos matemáticos de la siguiente manera:

Para cada erp_k donde $k = 1, 2, \dots, 9$

Encontrar r_{ij} que:

$$\min C = \sum_{i,j} c_{ij} \cdot r_{ij} \cdot e_{il}$$

sujeto a

$$e_{il} (1 - r_{ij}) \leq rnom_i, \quad i = 1, 2, \dots, 13$$

$$\sum r_{ij} e_i \geq erp_k \sum e_{i,l} \quad i = 1, 2, 3, \dots, 41$$

$$r_{ij} \geq 0,$$

$$\forall i \text{ if } j = 1$$

$$\forall i \neq 14, 15, \dots, 21, 36, 37, \dots, 41 \text{ if } j = 2$$

$$\forall i \neq 14, 15, \dots, 21 \text{ if } j = 3, 4, 6$$

$$\forall i = 1, 2, \dots, 5 \text{ if } j = 5$$

$$\forall i = 10, 11, \dots, 13, 30, 31, \dots, 41 \text{ if } j = 7$$

$$\forall i = 36, 37, \dots, 41 \text{ if } j = 8$$

$$\forall i = 14, 15, \dots, 21 \text{ if } j = 9$$



4.4 Implementación del modelo de optimización en el software MPL

Una vez definido el problema matemático de optimización, se procedió a resolverlo a través de su simulación en el software MPL (Modelling Programming Language). Este software opera bajo ambiente gráfico MS-Windows y cuenta con solvers² específicos de solución. Dentro de este conjunto de solvers se usó el CPLEX el cual fue utilizado para la resolución de nuestro modelo de optimización. Así mismo tiene la capacidad para leer y almacenar información proveniente de bases de datos y de otras fuentes como pueden ser archivos, hojas electrónicas de cálculo, etc. (MPL, 2006)

Dadas estas características, este software fue utilizado como la herramienta de solución al modelo de optimización planteado anteriormente. Los parámetros de entrada para la solución del modelo de optimización implementado en el software MPL, se muestran en la tabla 5.2, así como la manera en que se calcularon. Los parámetros de entrada calculados están en las tablas B.2 y B.3 del apéndice B y a partir de estas tablas se generó una matriz de datos de entrada en términos de unidades generadoras que alimentó el modelo de optimización.

Tabla 4.2 Parámetros de entrada del modelo de optimización.

Nombre	Unidad	Parámetro	Significado
Emissiones en el año base	Ton	e_{ij}	Se calcula como un ponderado de las emisiones totales de la central en el año de referencia ¹ en relación a la capacidad de cada unidad. Donde $i=1...41$.
Costo de Mitigación	USD 1997/ Ton SO ₂	C_{ij}	Es el costo de mitigación de SO ₂ al aplicar una opción j a la unidad i , donde $j=1...9$, mientras que $i=1...41$.
Reducción de SO ₂	%	r_{ij}	Se calcula como el porcentaje de reducción de emisiones actuales de SO ₂ al aplicar una opción de control de emisiones (igual al nivel de eficiencia de reducción de la opción \hat{j}). Donde $i = 1...41$ y $j = 1...9$
Límite de la Norma	Ton	rn_{om_i}	Se calcula como las emisiones permitidas por la norma 085 (NOM-085-ECOL-1994) de acuerdo al tipo de combustible y capacidad del equipo de combustión (unidad). $i= 1...13$

4.5 Interpretación y análisis de los resultados

² Se refiere a una aplicación que contiene un algoritmo de solución de optimización

Se obtuvieron resultados a partir de la ejecución del modelo de optimización para cada uno de los niveles de reducción establecidos en intervalos de 10% del total de emisiones de las unidades generadoras consideradas, lo cual quiere decir que cada intervalo de reducción significó una solución para el modelo. En este estudio se simularon 2 casos que se consideraron de interés analizar y que se presentan a continuación:

- A) **Caso con beneficios económicos:** Este caso fue el resultado de considerar los beneficios que se generan al tomar en cuenta la opción 8 para las unidades de la central Petacalco (véase capítulo 3); al considerar esta opción se obtuvo un beneficio del orden de 1320 millones de dólares debido a la sustitución de combustóleo por carbón con bajo contenido de azufre importado por vía marítima. En este caso, se consideran las 41 unidades generadoras de las 10 centrales analizadas. De acuerdo a los resultados obtenidos, el modelo de optimización no tiene una solución única para los intervalos de reducción de SO₂ de 10% y 20% debido a los costos de mitigación igual a 0 para las unidades de la central Petacalco en las cuales se generan los beneficios. Sin embargo a partir del nivel de reducción de 25% el modelo ya aporta soluciones únicas.
- B) **Caso sin beneficios económicos:** En este caso se plantea el no considerar los beneficios económicos resultados de la sustitución de combustóleo por carbón importado vía marítima para las unidades de la central Petacalco. Debido a lo anterior, el número de unidades generadoras analizadas desciende a 35. Para este caso se obtienen resultados a partir del 16% de nivel de reducción debido a que las 13 unidades ubicadas en zonas críticas deben cumplir con la norma 085 para esas zonas, lo que conlleva a seleccionar la opción de control 2 (Tecnología Calider) más barata y suficiente para cumplir con dicha norma, sin embargo la selección de esta opción de control establece por si sola una reducción del 16% de las emisiones totales de las 35 unidades generadoras analizadas

4.5.1 Resultados para el caso con beneficios económicos



Las tablas B.5, B.6, B.7, B.8, B.9, B.10, B.11 y B.12 del apéndice B muestran las combinaciones óptimas de opciones de control por unidad generadora, encontradas en el modelo de optimización para cada intervalo de reducción de emisiones de SO₂ analizado cuando hay beneficios económicos. La figura 4.1 resume estos resultados en términos de los costos acumulados de inversión, O&M, de combustible y totales de la solución óptima encontrada para cada nivel de reducción.

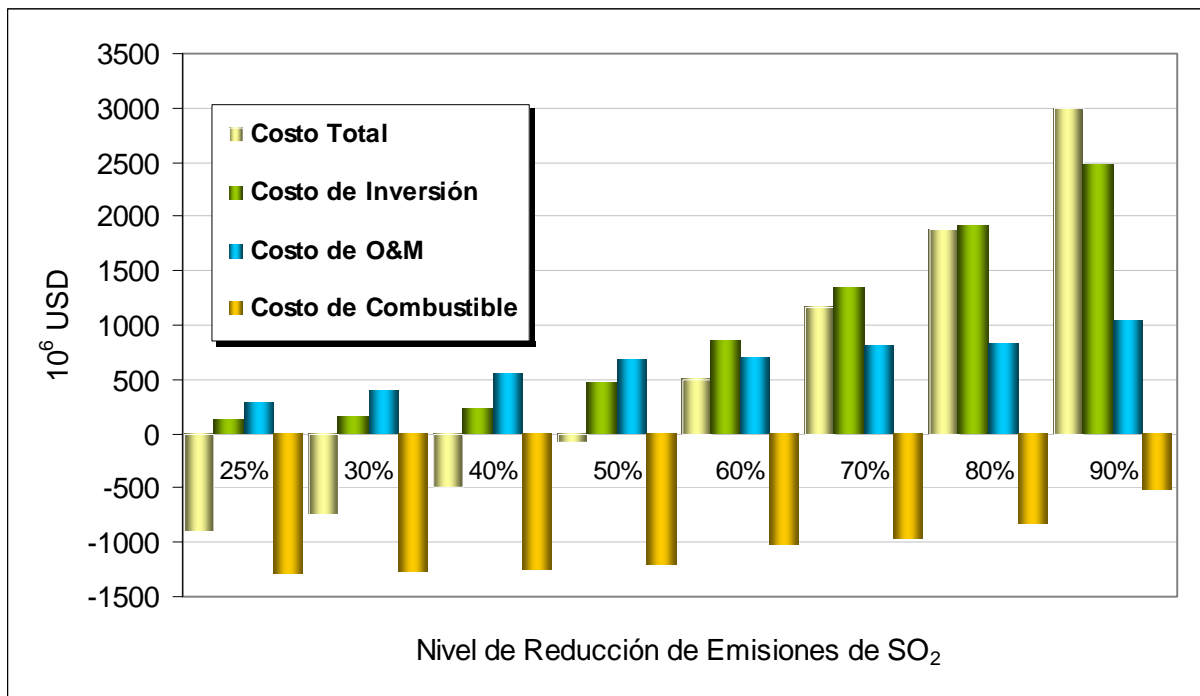


Figura 4.1 Resultados del modelo de optimización: costos por nivel de reducción de emisiones SO₂ considerando beneficios económicos.

Como ya se mencionó hasta el nivel de reducción de 25% no se encontró una solución única debido, por un lado, a que el cumplimiento de la norma 085 conlleva en el modelo a encontrar una solución de costo mínimo con la opción 2 (Tecnología Calider) cuya implementación reduciría las emisiones de SO₂ en un 13%, en las 13 unidades generadoras de las zonas críticas pertenecientes a las centrales Tula, Altamira y Salamanca (véase figura 4.2). Por otro lado, dado que existen beneficios cuando se considera la opción 8 (sustitución de combustóleo por carbón importado de menor contenido de azufre) para las unidades generadoras de la central Petacalco, esto tiene como consecuencia que los costos de mitigación de esta opción para las unidades mencionadas sean igual a 0, lo cual a su vez se traduce en que para niveles de reducción de emisiones de SO₂ menores a 25% no se obtenga una solución única.

Finalmente, en la tabla B.13 se presenta la equivalencia de los niveles de reducción de emisiones de SO₂ analizados en términos de las emisiones globales del Sistema Eléctrico Mexicano (SEM).

Nivel de reducción de 25%

Los resultados de la combinación óptima de opciones de control por unidad generadora para alcanzar el nivel de reducción del 25% de las emisiones de SO₂ se muestran en la tabla B.5 del apéndice B, como puede verse en esa misma tabla el número de unidades generadoras consideradas es 19 de las 41 analizadas y la opción de control que predomina es la tecnología Calider la cual se aplica a 13 unidades (las cuales están ubicadas en zona crítica) mientras que la opción de sustitución de combustóleo por carbón importado de bajo azufre se aplica a 6 unidades con lo cual, como ya se mencionó, se obtienen beneficios económicos.

Como se muestra en las figuras 4.1 y 4.2, para este nivel de reducción se obtiene un beneficio total acumulado de 899 millones de dólares debido a que existe un beneficio acumulado por concepto de combustible el cual asciende a 1298 millones de dólares y se descuentan los costos acumulados de inversión y de operación y mantenimiento (O&M) los cuales son del orden de 120 y 279 millones de dólares, respectivamente. Finalmente, para este nivel de reducción de 25% los costos de mitigación oscilan entre cero y 180 USD/Ton SO₂.

La figura 4.2 puede interpretarse de la siguiente manera: en el eje inferior X representa el costo de inversión acumulado por central analizada, en los corchetes se indica el identificador del control y debajo se indica el número de unidades a las que se le aplica dicho control y enseguida, después del signo “/” se indica el número total de las unidades pertenecientes a la central especificada. Mientras que el eje superior representa el costo total acumulado (en este ejemplo, se refiere a un beneficio debido a que no hay costos para los resultados de este nivel de reducción). En tanto que el eje Y izquierdo indica el costo de mitigación promedio por central, mientras que el eje Y derecho representa la reducción acumulada de emisiones de SO₂ en relación al total de las emisiones de las unidades generadoras consideradas.

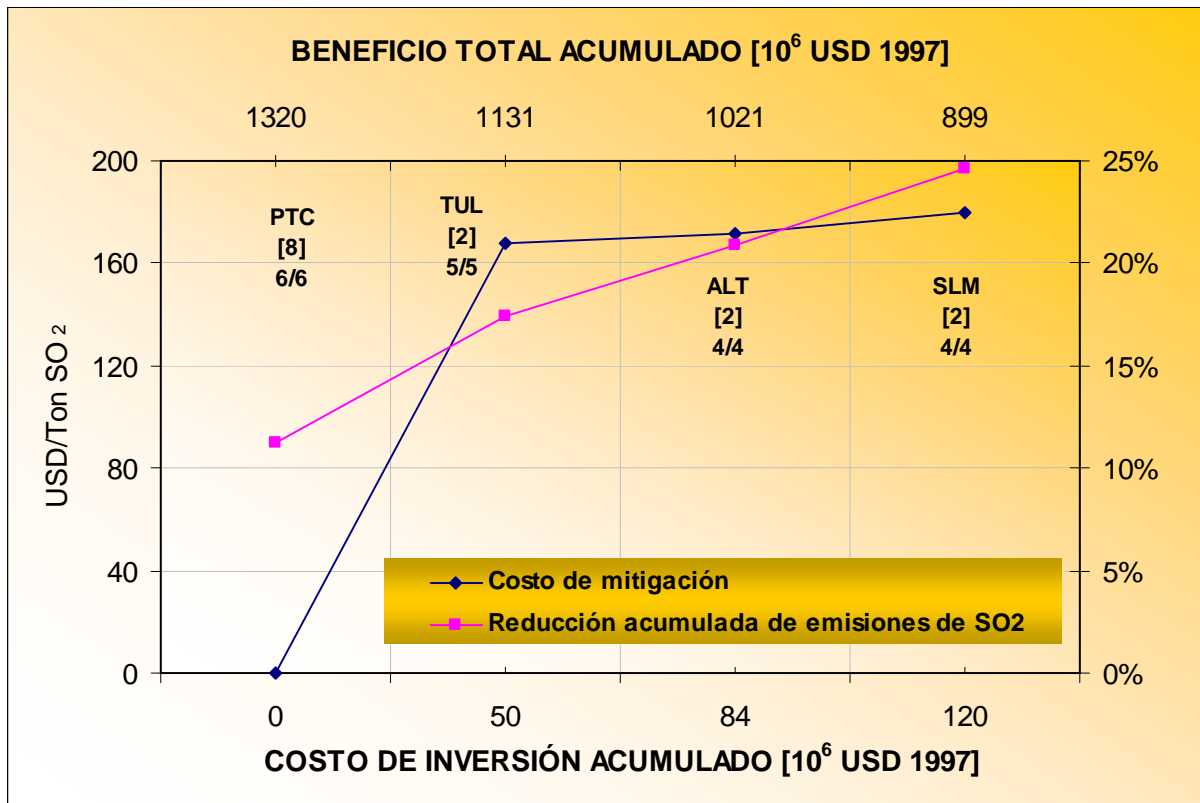


Figura 4.2 Selección óptima de opciones de control para el nivel de reducción del 25% de emisiones de SO₂ considerando beneficios económicos.

Nivel de reducción de 30%

Para un nivel de reducción de 30% de las emisiones de SO₂, la combinación óptima de opciones de control de emisiones de SO₂ aparece en la tabla B.6 del apéndice B para cada una de las 23 unidades consideradas en dicha solución.

Como se muestra en la figura 4.3, la solución es una progresión de los resultados encontrados del nivel anterior de reducción (25%), sin embargo, el nivel de reducción de 30% se logra aplicando adicionalmente a 3 unidades de la central Manzanillo I y a una de la central Tuxpan la opción de control 2 (Tecnología Calider) la cual es una opción con costos bajos y una eficiencia de remoción de SO₂ media.

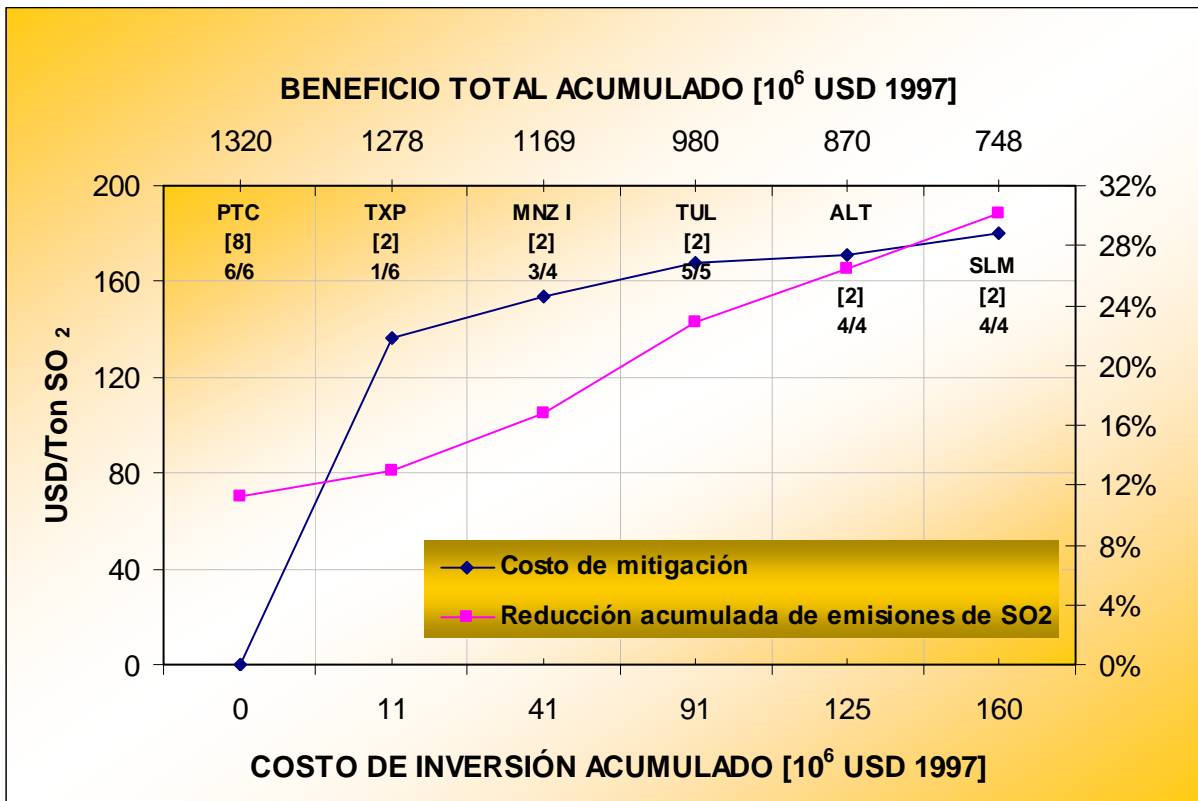


Figura 4.3 Selección óptima de opciones de control para el nivel de reducción del 30% de emisiones de SO₂ considerando beneficios económicos.

De acuerdo a los resultados, para este nivel de reducción (véanse figuras 4.1 y 4.3), también se obtiene un beneficio total acumulado (aunque menor) del orden de 748 millones de dólares. Este beneficio proviene del concepto de combustible el cual asciende a 1289 millones de dólares, sin embargo, hay que descontar un costo acumulado más alto que en el intervalo de reducción anterior, por los conceptos de costo de inversión y costo de O&M de 160 y 381 millones de dólares, respectivamente. Por último, en este nivel de reducción los costos de mitigación se mantienen en el rango de 0 a 180 USD/Ton SO₂. (Véase figura 4.3).

Nivel de reducción de 40%

Para un nivel de reducción de emisiones de SO₂ del 40% el modelo seleccionó 29 de las 41 unidades generadoras analizadas. La tabla B.7 del apéndice B muestra la combinación óptima de control de emisiones de SO₂ y las 29 unidades generadoras seleccionadas.



La solución para este nivel de reducción incluye la solución encontrada para el nivel de reducción anterior, pero en este caso se agregan 5 unidades generadoras de la central Tuxpan y una unidad de la central Villa de Reyes a las que se les aplica la opción 2 (Tecnología Calder) que sigue predominando por sus bajos costos aunque con eficiencia media en la remoción de SO₂. (Véase tabla 4.1 y figura 4.4)

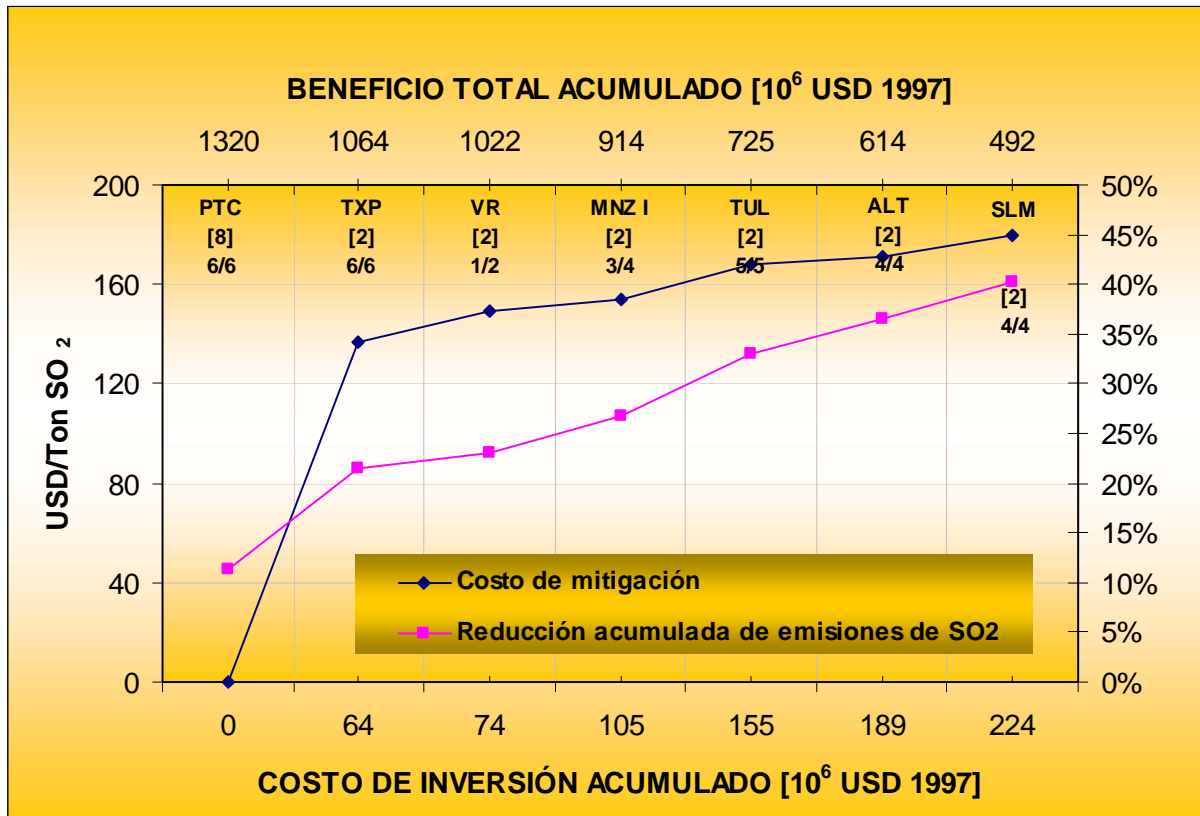


Figura 4.4 Selección óptima de opciones de control para el nivel de reducción del 40% de emisiones de SO₂ considerando beneficios económicos

Como puede verse en las figuras 4.1 y 4.4, para el nivel de reducción de 40% analizado, aún se obtiene un beneficio total acumulado del orden de 492 millones de dólares, debido a que todavía existe un beneficio por concepto de combustible de 1274 millones de dólares al cual se le descuentan los costos acumulados más altos en relación al nivel anterior de inversión y de O&M que son del orden de 224 y 558 millones de dólares, respectivamente. Finalmente, como se observa en la figura 4.4 el rango de los costos de mitigación promedio por central no cambia con respecto al encontrado en los niveles anteriores de reducción y se mantiene de 0 a 180 USD/Ton SO₂.

Nivel de reducción de 50%

En la tabla B.8 del apéndice B se muestran los resultados de nuestro modelo de optimización de la solución encontrada para el nivel de reducción del 50% de las emisiones totales de SO₂. Como puede observarse el modelo seleccionó para la solución óptima 33 unidades generadoras a las que se aplica una opción de control.

Estos resultados indican que a diferencia del nivel anterior de reducción se incorpora la opción 1 (Tecnología Chiyoda) a 3 unidades generadoras, 2 de las cuales pertenecen a la central Tuxpan y una a la central Salamanca la cual está ubicada en zona crítica. Asimismo, incorpora la opción 2 (Tecnología Calider) a todas las unidades generadoras de las centrales Villa de Reyes y Manzanillo I y a 2 unidades generadoras pertenecientes a la central Manzanillo II.

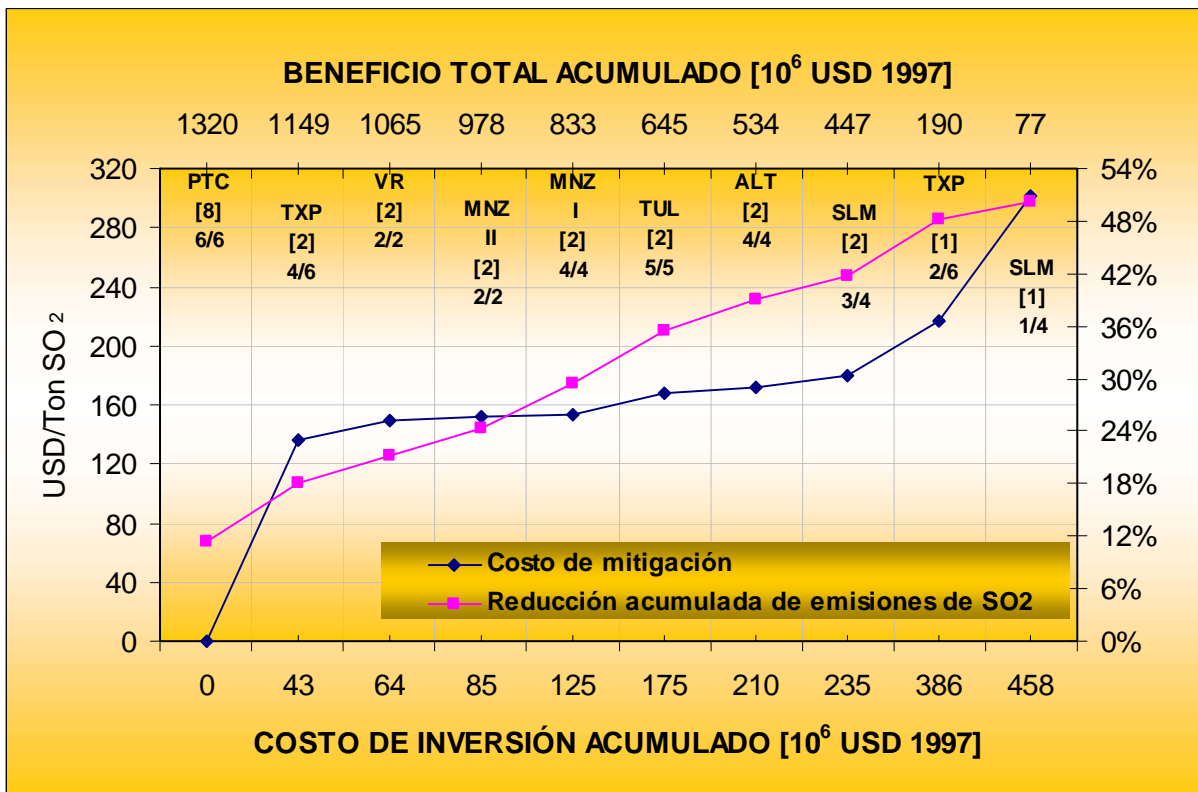


Figura 4.5 Selección óptima de opciones de control para el nivel de reducción del 50% de emisiones de SO₂ considerando beneficios económicos

Como puede verse en las figuras 4.1 y 4.5, un nivel de reducción del 50% de las emisiones de SO₂ implicaría un incremento de más del doble en el costo de inversión acumulado, en relación al encontrado para el nivel anterior, el cual asciende a 458

millones de dólares debido a que la solución óptima para este nivel de reducción considera la inclusión de la Tecnología Chiyoda que tiene una eficiencia alta de remoción de SO₂ pero es a su vez más intensiva en capital. Se ve también incrementado el costo acumulado de O&M que es del orden de 676 millones de dólares.

Como se observa en la figura 4.1, aún se obtiene un beneficio acumulado por concepto de combustible el cual asciende a 1211 millones de dólares lo que permite la obtención aún de un beneficio acumulado pero esta vez de sólo 77 millones de dólares. Finalmente, como puede verse en la figura 4.5, el rango superior de los costos de mitigación se incrementa a 302 USD/Ton SO₂ en comparación al valor de 180 USD/ton SO₂ de los niveles de reducción anteriores.

Nivel de reducción de 60%

En el caso de un nivel de reducción de 60% de las emisiones de SO₂, la combinación óptima de opciones por unidad generadora encontrada por el modelo de optimización se presenta en la tabla B.9 del apéndice B. En esta solución se considera la aplicación de una opción de control de SO₂ para 34 unidades generadoras.

En la solución encontrada por el modelo para este nivel de reducción, todavía se considera la aplicación de la opción 8 (sustitución de combustóleo por carbón importado) en las 6 unidades generadoras pertenecientes a la central Petacalco, con lo que se obtienen beneficios económicos. Sin embargo, para este nivel de reducción es notorio que se reduce a 18 el número de unidades generadoras a las que se les aplica la opción 2 (Tecnología Calider); 5 unidades perteneciendo a la central de Tula, 12 a las centrales de Salamanca, Altamira y Manzanillo I (con 4 unidades cada una), y sólo una unidad de la central Villa de Reyes. (Véase figura 4.6)

Contrariamente, se incrementa a 9 las unidades generadoras a las que se les implementa la opción 1 (Tecnología Chiyoda) lo que se traduce en mayores costos de inversión y O&M pero en mayores eficiencias de remoción de SO₂. Por último, se selecciona una unidad de la central Carbón II con la opción 9 (sustitución de carbón nacional por carbón importado vía terrestre con menor contenido de azufre) que se traduce en un costo adicional por el concepto de combustible.



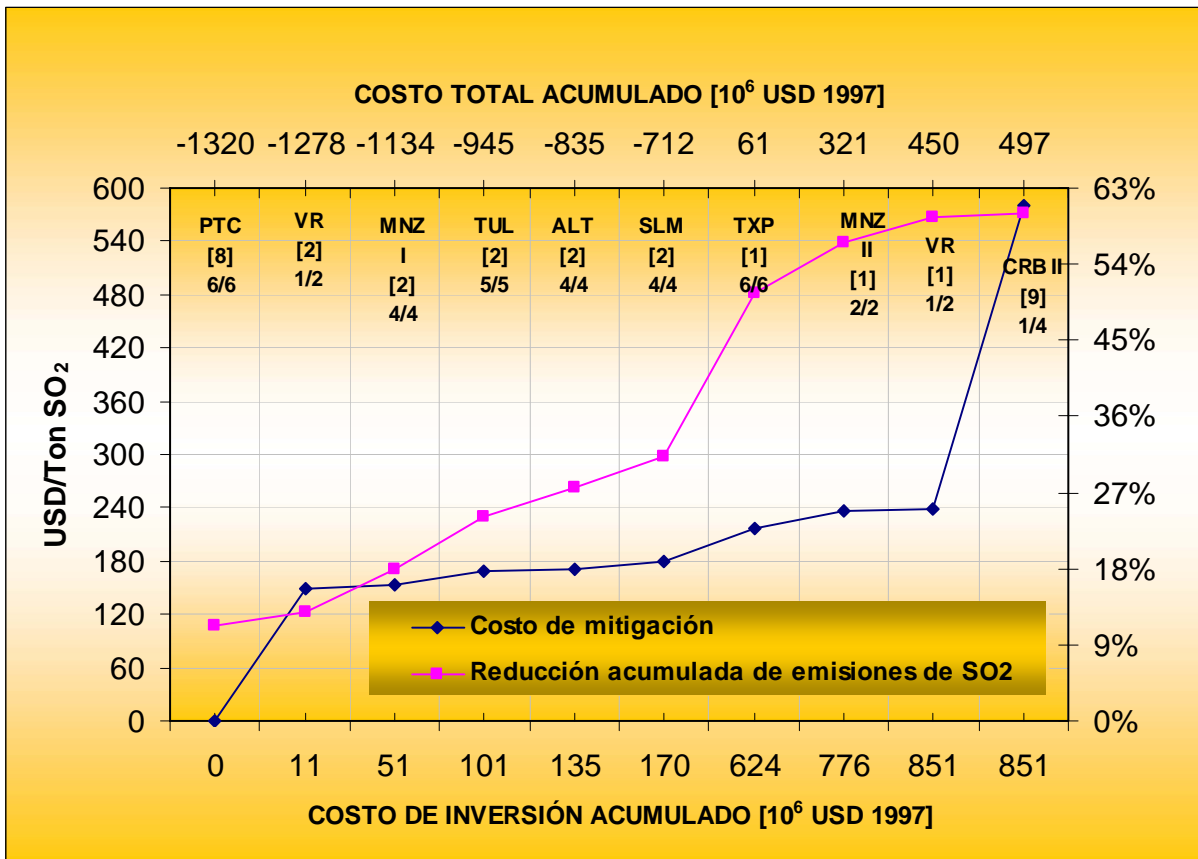


Figura 4.6 Selección óptima de opciones de control para el nivel de reducción del 60% de emisiones de SO₂ considerando beneficios económicos

Como se observa en las figuras 4.1 y 4.6 una reducción del 60% en las emisiones de SO₂, representa un costo total acumulado de 497 millones de dólares debido a que si bien existe un beneficio en el costo de combustible del orden de 1040 millones de dólares se descuentan los costos acumulados cada vez mayores por los conceptos de inversión y O&M los cuales ascienden a 851 y 686 millones de dólares, respectivamente, que aumentan de manera importante a causa de la selección de la opción de la Tecnología Chiyoda en 9 unidades generadoras.

Por último, el rango superior de los costos de mitigación aumenta a 580 USD/Ton SO₂ el cual es casi el doble del valor de 302 USD/Ton SO₂ del intervalo de reducción anterior, y corresponde al costo de la opción 9 para una unidad de la central Carbón II. (Véase figura 4.6)

Nivel de reducción de 70%

Como se observa en la tabla B.10 del apéndice B, los resultados encontrados por el modelo de optimización para un nivel de reducción del 70% de las emisiones de SO₂ indican que el modelo seleccionó en la solución óptima a 37 unidades en la que se mantiene la aplicación de la opción 8 a todas las unidades generadoras de la central Petacalco que representa beneficios económicos. Sin embargo decremента a 14 el número de unidades a las que se les aplica la opción 2 (Tecnología Calder) y aumenta a 17 las unidades generadoras a las que se les aplica la opción 1 (Tecnología Chiyoda).

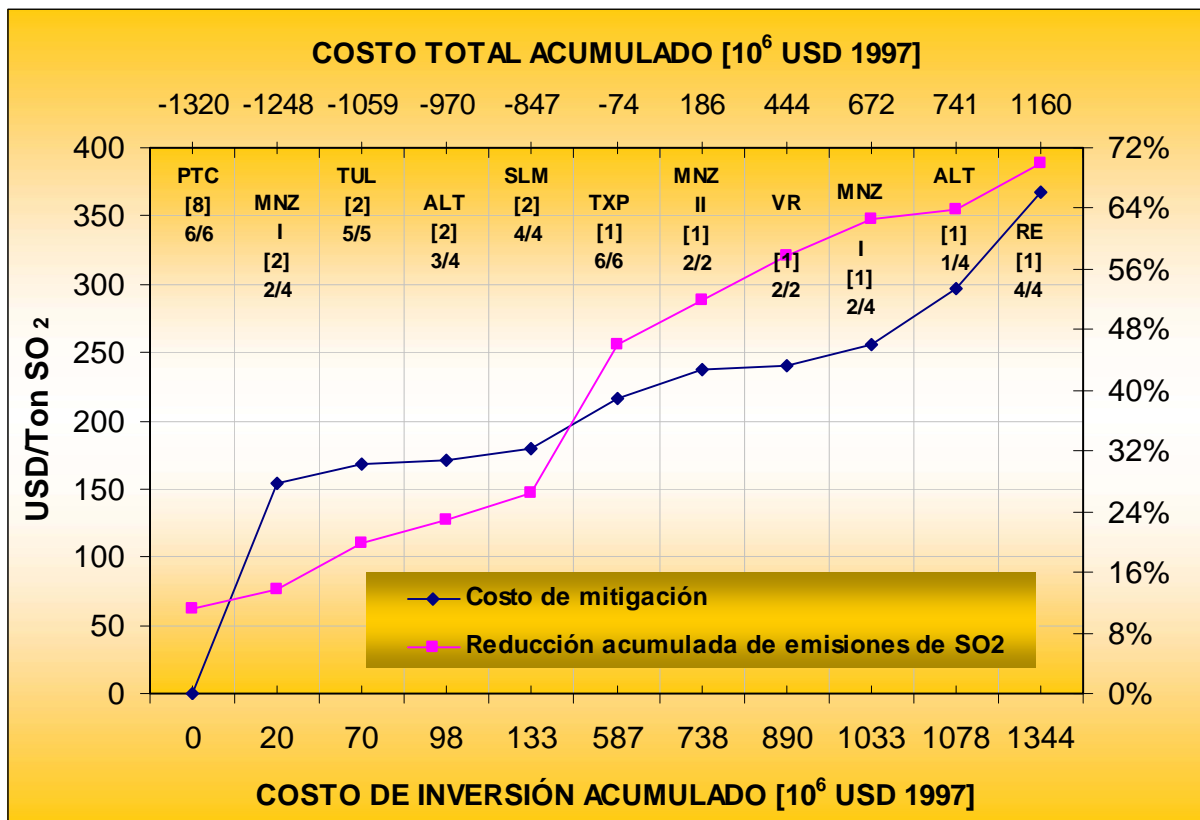


Figura 4.7 Selección óptima de opciones de control para el nivel de reducción del 70% de emisiones de SO₂ considerando beneficios económicos

En consecuencia, para este nivel de reducción en las emisiones de SO₂, el costo total acumulado incrementaría en relación al encontrado para el nivel de reducción anterior, el cual asciende a 1160 debido a que los beneficios acumulados por concepto de combustible que se obtienen (cada vez menores) son del orden de 985 millones de dólares, mientras que los costos acumulados de inversión y O&M aumentaron en relación a los del nivel anterior pasando a ser de 1344 y 801 millones

de dólares, respectivamente. Es notorio para este nivel de reducción el importante incremento de la inversión acumulada debido al mayor número de unidades generadoras a las que se les aplica la Tecnología Chiyoda, la cual es más intensiva en capital. (Véanse figuras 4.1 y 4.7). Por último, como se muestra en la figura 4.7 el rango superior de los costos de mitigación es menor que el encontrado para el nivel anterior siendo del orden de 368 USD/Ton SO₂.

Nivel de reducción de 80%

Para un nivel de reducción del 80% de emisiones de SO₂, el modelo de optimización seleccionó 37 unidades generadoras que se presentan en la tabla B.11 del apéndice B. Si bien es el mismo número de unidades consideradas que en la solución para el nivel de reducción anterior y concierne a las mismas centrales es una progresión acentuada en la selección de la opción de control 1 (Tecnología Chiyoda) que la encontrada en la selección del nivel anterior de reducción.

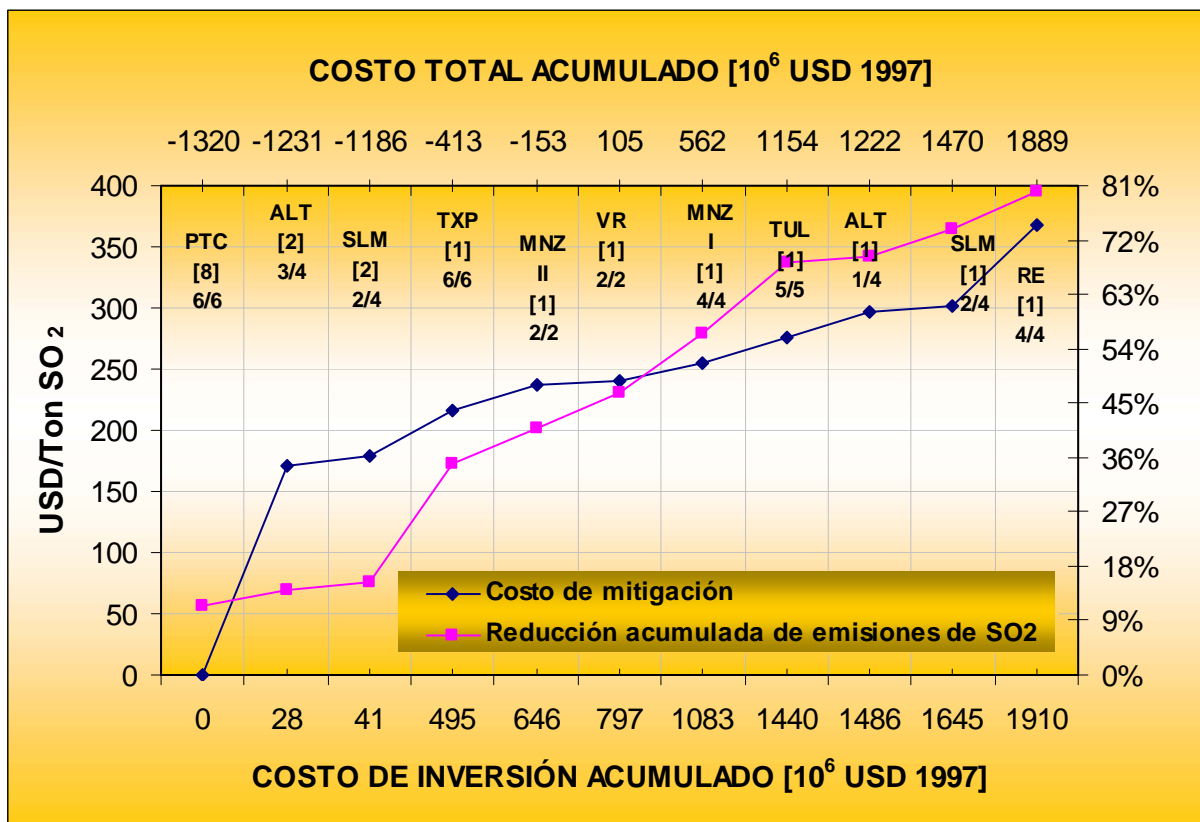


Figura 4.8 Selección óptima de opciones de control para el nivel de reducción del 80% de emisiones de SO₂ considerando beneficios económicos

En efecto, aumenta a 26 el número de unidades generadoras a las que se les aplica la opción 1 (Tecnología Chiyoda), en tanto que el número de unidades a las que se les aplica la opción 2 (Tecnología Calider) se reduce considerablemente a 5. De tal modo que sustancialmente en cuanto a las opciones de control seleccionadas, en efecto la opción 1 pasa a ser la opción de control dominantes mientras que la opción 2 se reduce considerablemente.

Asimismo, se sigue conservando el beneficio económico de la aplicación de la opción de sustitución de combustóleo por carbón importado con menor contenido de azufre a todas unidades generadoras de la central Petacalco (véase figura 4.8). Todo esto refleja un aumento importante de los costos acumulados de inversión y O&M, y un consecuente decremento sustancial en los beneficios acumulados por concepto de combustible.

Por lo anterior, la inversión acumulada necesaria para un nivel de reducción 80% de las emisiones de SO₂ es del orden de 1910 millones de dólares y el costo de O&M asciende a 813 millones de dólares, mientras que el beneficio que se obtiene por combustible se reduce a 834 millones de dólares. Con estos resultados se obtiene un costo total acumulado de 1889 millones de dólares, es decir, 730 millones de dólares adicionales que en el intervalo de reducción anterior. Como puede verse en la figura 4.8 para este nivel de reducción de 80%, los costos de mitigación van de cero a 368USD/Ton SO₂.

Nivel de reducción de 90%

Los resultados emitidos por el modelo de optimización para encontrar la solución óptima de la combinación de opciones de control y unidades generadoras para un nivel de reducción del 90% se muestran en la tabla B.12 del apéndice B, en dicha solución se consideran el total de las 41 unidades analizadas.

Para este nivel de reducción, ya no se considera la opción 8 (sustitución de combustóleo por carbón importado con menor contenido de azufre) para todas las unidades de la central Petacalco ya que solo 5 de las 6 unidades el modelo las representa con esta opción. Esto representa *a priori* un menor beneficio económico que el obtenido en las soluciones anteriores para esta combinación. También se puede observar en la tabla B.12 que la opción 2 (Tecnología Calider) ya no se aplica a ninguna de las unidades generadoras consideradas, mientras que la opción 1 (Tecnología Chiyoda) se aplica a todas las unidades de las centrales Río Escondido, Tula, Salamanca, Altamira, Tuxpan, Villa de Reyes, Manzanillo I y II. Por último, en el caso de las unidades de la central Carbón II se les aplica la opción 4 (Tecnología

LSD) la cual tiene una eficiencia alta de remoción de SO₂ pero mayores costos de inversión y O&M. (Véase figura 4.9)

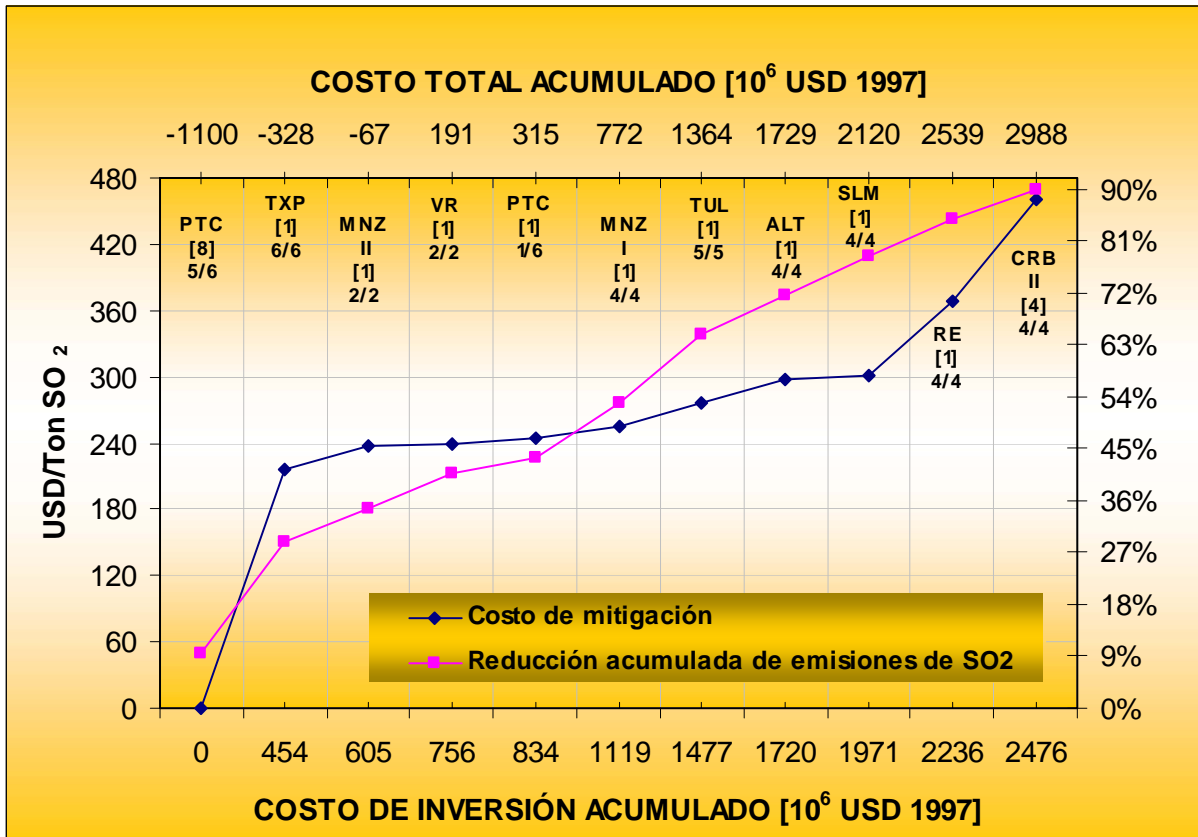


Figura 4.9 Selección óptima de opciones de control para el nivel de reducción del 90% de emisiones de SO₂ considerando beneficios económicos

En esta solución, que requiere reducir el nivel máximo analizado de las emisiones de SO₂, se destaca que las opciones elegidas para la mayoría de las unidades generadoras consideradas son de alta eficiencia de remoción de SO₂ y mayores costos de inversión y O&M debido En consecuencia, para este nivel de reducción los costos de inversión y O&M acumulados incrementan a 2476 y 1034 millones de dólares respectivamente, y el beneficio acumulado por concepto de combustible se reduce drásticamente a 522 millones de dólares, por lo que el costo total acumulado aumenta hasta 2988 millones de dólares. Como puede verse en la figura x.9 la selección de la opción de la tecnología LSD para 4 unidades de la central Carbón II hacen que estas unidades tengan el costo de mitigación más alto para este nivel de reducción de 90% cuyo valor se establece en 460 USD/Ton SO₂ debido sobretodo a sus altos costos de inversión y O&M.

4.2.2 Resultados para el caso sin beneficios económicos

Las tablas B.14, B.15, B.16, B.17, B.18, B.19, B.20 y B.21 del apéndice B muestran las soluciones encontradas por el modelo de optimización de las combinaciones óptimas de control por unidad generadora para cada uno de los intervalos de reducción de emisiones de SO₂ analizados, para el caso en el que no se consideran los beneficios económicos provenientes de la aplicación de la opción 8 (sustitución de combustóleo por carbón importado con menor contenido de azufre) en todas las unidades de la central Petacalco, es decir se da por descontado que la opción 8 ya se aplicó en las unidades de la central Petacalco y que los beneficios correspondientes encontrados no forman parte del programa de necesidades financieras para reducir las emisiones de SO₂ en los intervalos de reducción analizados. Dicho esto, en lo sucesivo vamos a considerar solamente las 35 unidades que corresponden a las 9 centrales más contaminantes en términos de emisiones de SO₂.

En la aplicación de nuestro modelo lo anterior se traducirá en que las reducciones de emisiones de SO₂ que se van a considerar se calcularán considerando solamente las emisiones totales de este contaminante para las 35 unidades de las 9 centrales eléctricas más contaminantes que resultan de eliminar la central de Petacalco de las 10 centrales eléctricas que originalmente encontramos que más emisiones de SO₂ generaban. En esas mismas tablas se muestran los resultados en términos de costos de inversión, O&M, combustible y de mitigación, así como el porcentaje de la reducción de emisiones de SO₂ para cada nivel de reducción analizado.

En la figura 4.10 se presenta un resumen de estos resultados en forma de costos acumulados de inversión, de O&M, de combustible y totales de la solución óptima encontrada para cada intervalo de reducción de emisiones de SO₂ de las 35 unidades generadoras analizadas en este caso.



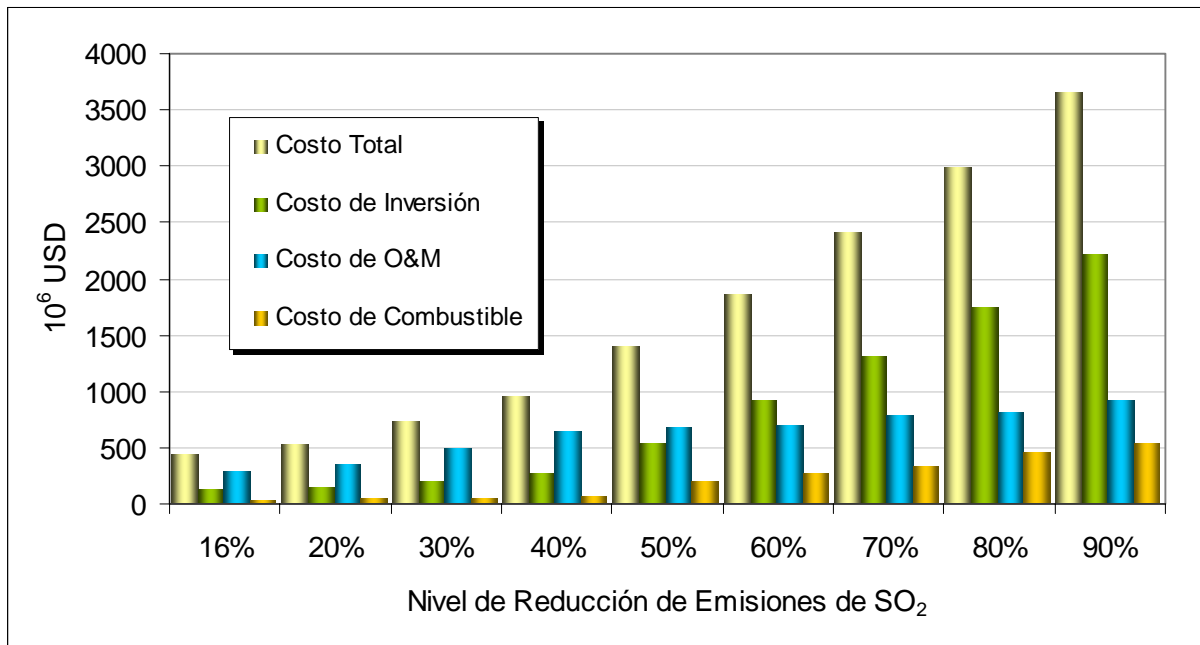


Figura 4.10 Resultados del modelo de optimización: costos por nivel de reducción de emisiones SO₂ sin considerar beneficios económicos

En la tabla B.23 se presenta la equivalencia de los niveles de reducción de emisiones de SO₂ analizados en términos de las emisiones globales del Sistema Eléctrico Mexicano.

Para este caso que en lo sucesivo denominaremos como “sin beneficios económicos”, el nivel de reducción de emisiones de SO₂ a partir del cual aplicamos nuestro modelo fue el de 16% de reducción ya que el modelo obliga a que dentro de la solución óptima se cumplan las emisiones permisibles establecidos en la norma 085 para las 13 unidades ubicadas en zona crítica (pertenecientes a las centrales Tula, Altamira y Salamanca) lo cual se logra con la aplicación de la opción 2 (Tecnología Calider) a esas unidades generadoras lo que al mismo tiempo solamente esta condición reduce las emisiones de SO₂ en 16%, 6% por arriba del 10% del primer nivel de reducción deseado. (Véase figura 4.11).

Nivel de reducción de 16%

Los resultados de la combinación óptima de opciones de control de SO₂ por unidad generadora para alcanzar un nivel de reducción del 16% de las emisiones de SO₂ se presentan en la tabla B.14 del apéndice B. Como puede observarse en dicha tabla para esta solución el modelo de optimización selecciona como ya se mencionó en el párrafo anterior la opción 2 para las 13 unidades ubicadas en zona crítica.



Como puede verse en las figuras 4.10 y 4.11, para este nivel de reducción el costo total acumulado es 422 millones de dólares que se compone de los costos acumulados de inversión, O&M y combustible, los cuales ascienden a 120, 279 y 23 millones de dólares, respectivamente. Estos costos reflejan la implementación de la tecnología Calider en todas las unidades seleccionadas, los cuales son relativamente bajos pero es una tecnología con una eficiencia de remoción de SO₂ media y suficiente para hacer cumplir la norma 085 para estas unidades ubicadas en zonas críticas.

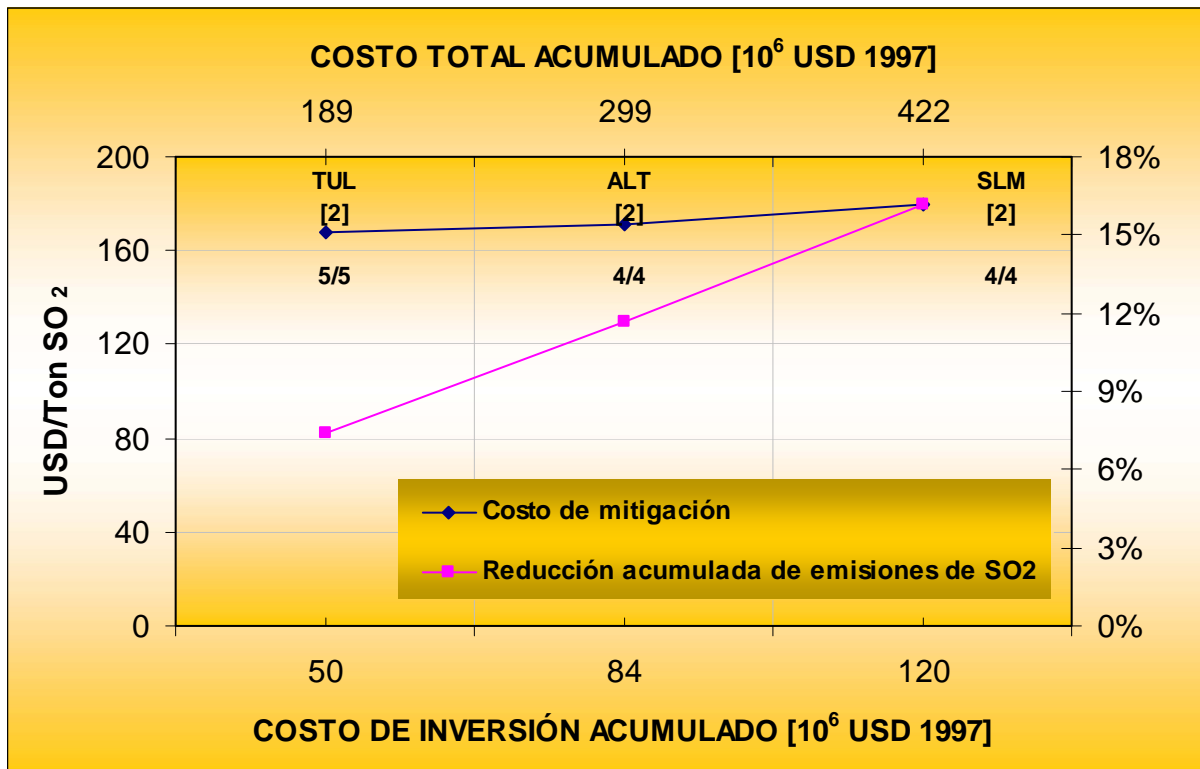


Figura 4.11 Selección óptima de opciones de control para el nivel de reducción del 16% de emisiones de SO₂ sin beneficios económicos

Finalmente, como se muestra en la figura 4.11, los costos de mitigación para las unidades de las centrales de Tula, Altamira y Salamanca, son relativamente bajos e iguales, respectivamente, a 168, 171 y 180 USD/Ton SO₂

Nivel de reducción de 20%

Los resultados de la combinación óptima de opciones por unidad generadora encontrados por nuestro modelo para el nivel de reducción de emisiones de SO₂ del 20% se muestran en la tabla B.15 del apéndice B.



Esta solución es una progresión de los resultados encontrados del nivel anterior de reducción (16%), sin embargo para obtener el nivel de reducción del 20% se agrega la aplicación de la opción 2 (Tecnología Calider) a dos unidades generadoras, una perteneciendo a la central de Tuxpan y la otra a la central de Villa de Reyes, como se observa en la figura 4.12. En consecuencia para este nivel de reducción se seleccionan 15 unidades generadoras y en todas ellas se selecciona la opción 2 (Tecnología Calider) para lograr este nivel de reducción.

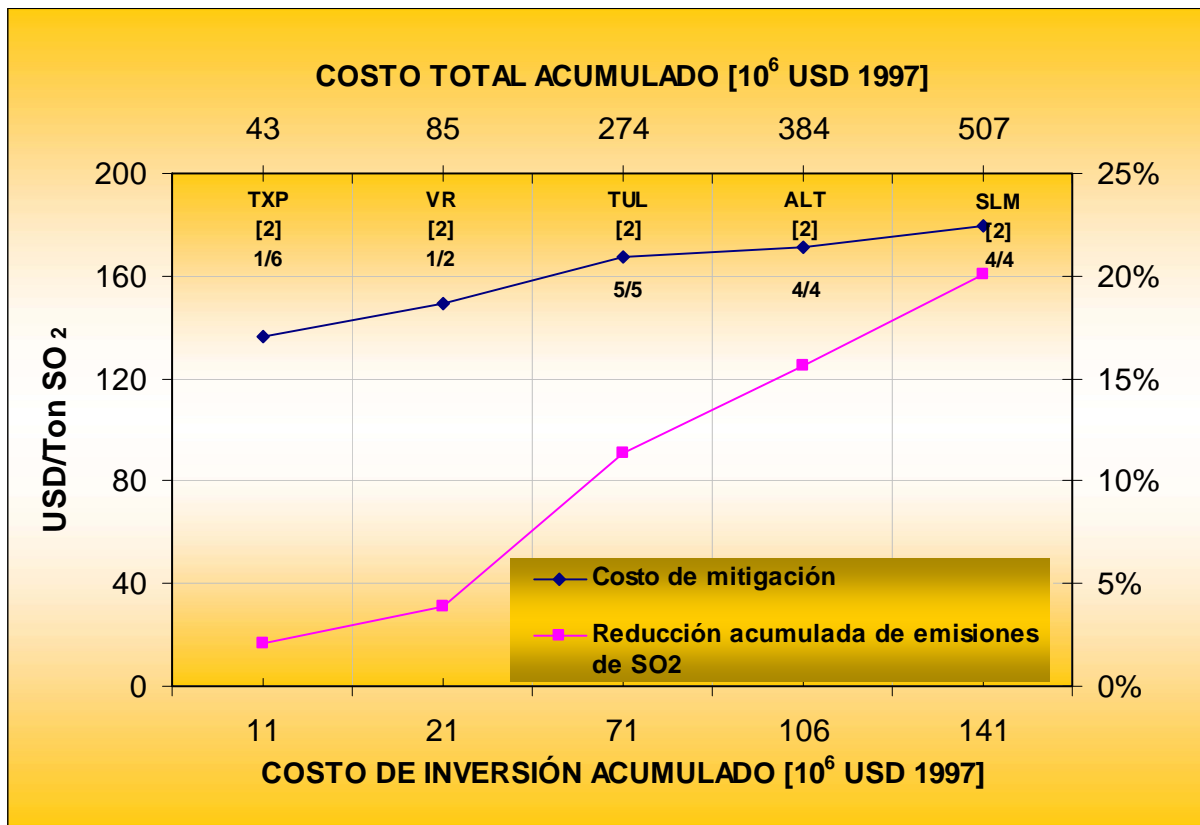


Figura 4.12 Selección óptima de opciones de control para el nivel de reducción del 20% de emisiones de SO₂ sin beneficios económicos

De acuerdo los resultados obtenidos, este nivel de reducción de emisiones de SO₂ se logra con un costo total acumulado que asciende a 507 millones de dólares, el cual es más alto que el nivel de reducción anterior debido a un incremento en los costos acumulados de inversión, O&M y combustible que ascienden a 141, 338 y 33 millones de dólares, respectivamente (véanse figuras 4.10 y 4.12). Como puede observarse en la figura 4.12 el rango de costos de mitigación va de 137 a 180 USD/Ton SO₂ y es similar al encontrado para el nivel anterior de reducción salvo que el valor inferior es menor.

Nivel de reducción de 30%

En la tabla B.16 del apéndice B se muestran los resultados encontrados por el modelo de optimización de la solución para un nivel de reducción del 30% de las emisiones totales de SO₂. Esta solución seleccionó 20 unidades generadoras y establece que se les aplique la tecnología Calider como opción de control de emisiones de SO₂.

En estos resultados, a diferencia del nivel de reducción anterior, el modelo selecciona a todas las unidades generadoras pertenecientes a la central de Tuxpan y a una unidad de la central Manzanillo I, mientras que no selecciona ninguna unidad de la central de Villa de Reyes.

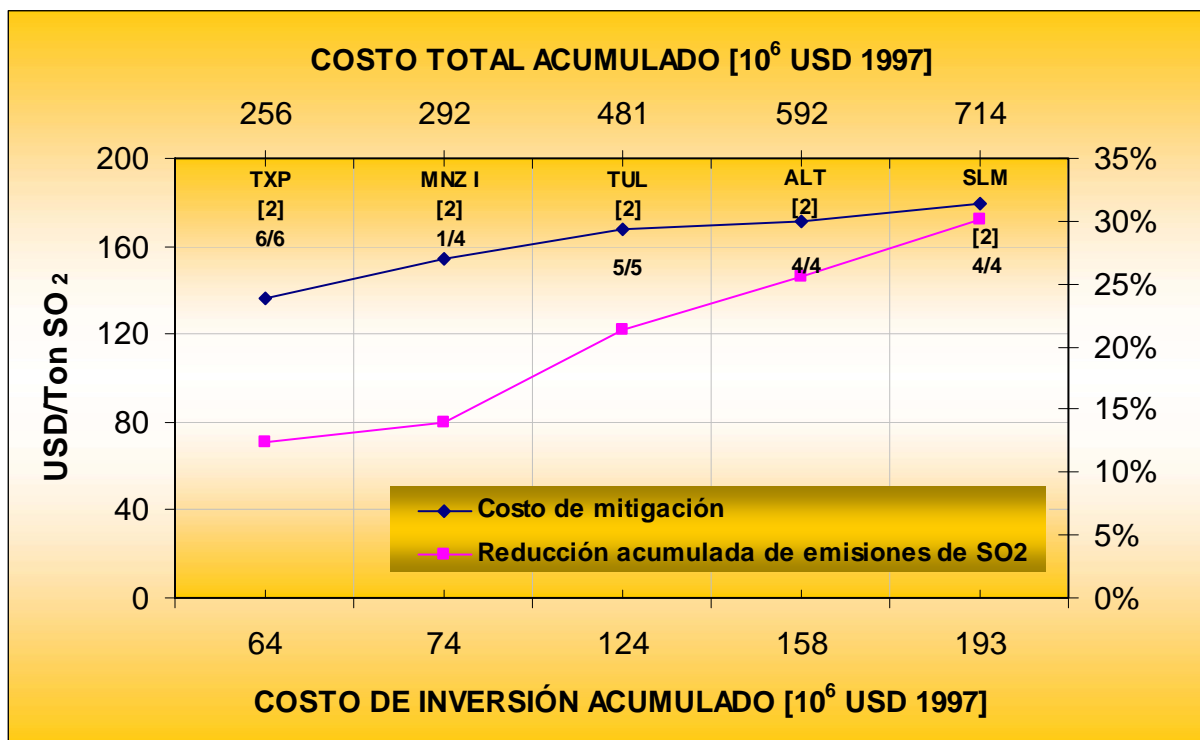


Figura 4.13 Selección óptima de opciones de control para el nivel de reducción del 30% de emisiones de SO₂ sin beneficios económicos.

Como se observa en las figuras 4.10 y 4.13 para un nivel de reducción de 30% en las emisiones de SO₂, el costo total acumulado aumenta en relación al encontrado para el nivel anterior de reducción de 20%, y asciende a 714 millones de dólares debido a que existe un aumento en los costos acumulados de inversión, O&M y de combustible los cuales se establecen en 193, 481 y 40 millones de dólares, respectivamente. Asimismo, como puede verse en la figura 4.13 el rango de costos

de mitigación encontrado para este nivel de reducción se mantiene idéntico al encontrado para el nivel de reducción anterior debido a que la opción predominante seleccionada es la tecnología Calider.

Nivel de reducción de 40%

En el caso de un nivel de reducción de 40% de las emisiones de SO₂, la combinación óptima de opciones por unidad generadora encontrada por el modelo de optimización se presenta en la tabla B.17 del apéndice B. En esta solución se considera la aplicación de una opción de control de SO₂ para 26 unidades generadoras y establece como en el intervalo de reducción anterior que se les aplique la tecnología Calider como opción de control de emisiones de SO₂.

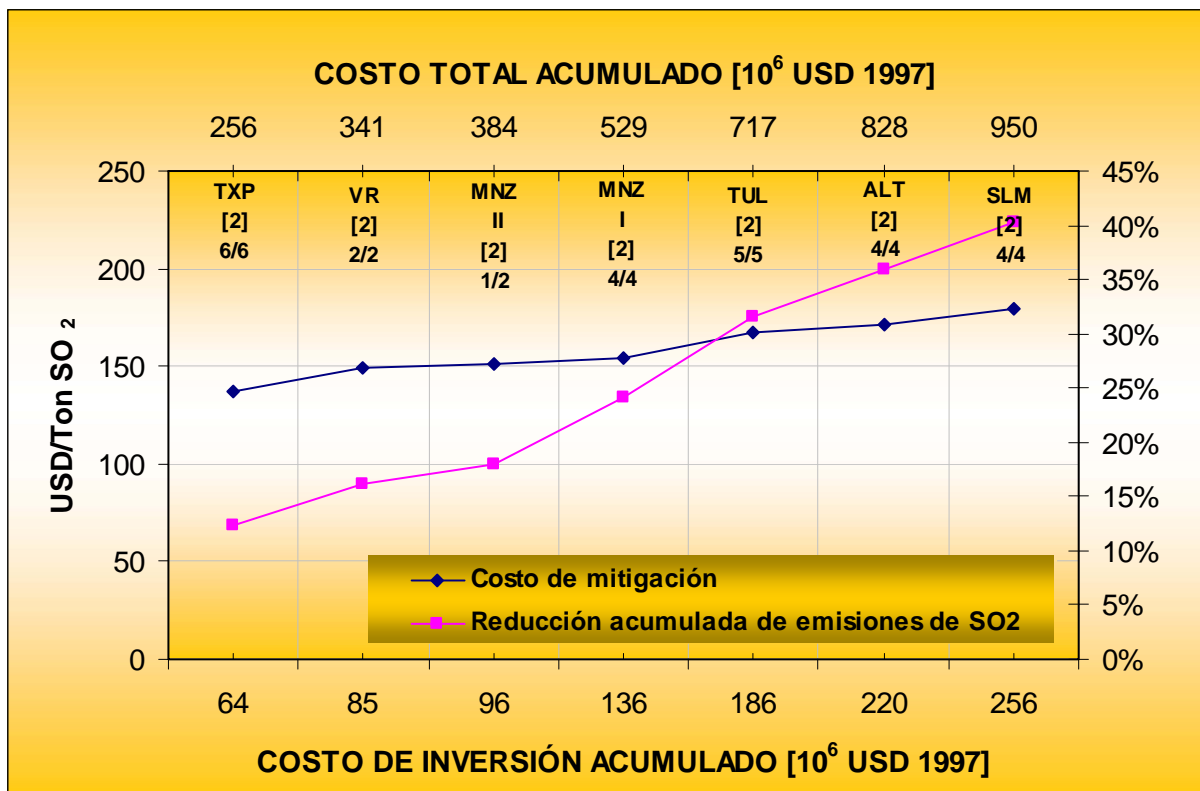


Figura 4.14 Selección óptima de opciones de control para el nivel de reducción del 40% de emisiones de SO₂ sin beneficios económicos

La solución encontrada por el modelo para este nivel de reducción es también una progresión de la encontrada para el nivel anterior, sin embargo, este nivel de reducción de 40% se logra aplicando adicionalmente a 3 unidades de la central

Manzanillo I, a 2 de la central Villa de Reyes y a una de la central Manzanillo II la opción de control 2 (Tecnología Calider).

Como puede verse en las figuras 4.10 y 4.14, para el nivel de reducción de 40% analizado, el costo total acumulado aumenta en relación al encontrado para el nivel anterior en casi un tercio para ubicarse en 950 millones de dólares, mientras que los costos acumulados por los conceptos de inversión, O&M y combustible también aumentan cada uno en esa misma proporción, pasando a ser de 256, 641 y 54 millones de dólares, respectivamente. Sin embargo, el rango de costos de mitigación que va de 137 a 180 USD/Ton SO₂ se mantiene igual que el encontrado para el nivel anterior de reducción. Esto es debido a que los costos de mitigación para todas las unidades seleccionadas son las que determina la opción 2 (Tecnología Calider) igual que en el nivel de reducción anterior. Nótese también que los resultados de costos para este nivel de reducción siguen reflejando que esta tecnología es una opción de control de emisiones de SO₂ con costos bajos de inversión y una eficiencia media de remoción de SO₂.

Nivel de reducción de 50%

Como se observa en la tabla B.18 del apéndice B, los resultados encontrados por el modelo de optimización para un nivel de reducción del 50% de las emisiones de SO₂ indican que el modelo seleccionó en la solución óptima a 28 unidades a las que se les aplica una opción de control de SO₂ que no es solamente la Tecnología Calider como en los niveles de reducción anteriores

En efecto, los resultados muestran que a diferencia del nivel anterior de reducción se incorpora la opción 1 (Tecnología Chiyoda) a 4 unidades generadoras de la central Tuxpan, y la opción 9 (Sustitución de carbón nacional por carbón importado de bajo azufre por vía terrestre) a una unidad de la central carboeléctrica Carbón II. Asimismo, se selecciona la opción 2 (Tecnología Calider) a una unidad adicional de la central Manzanillo II.



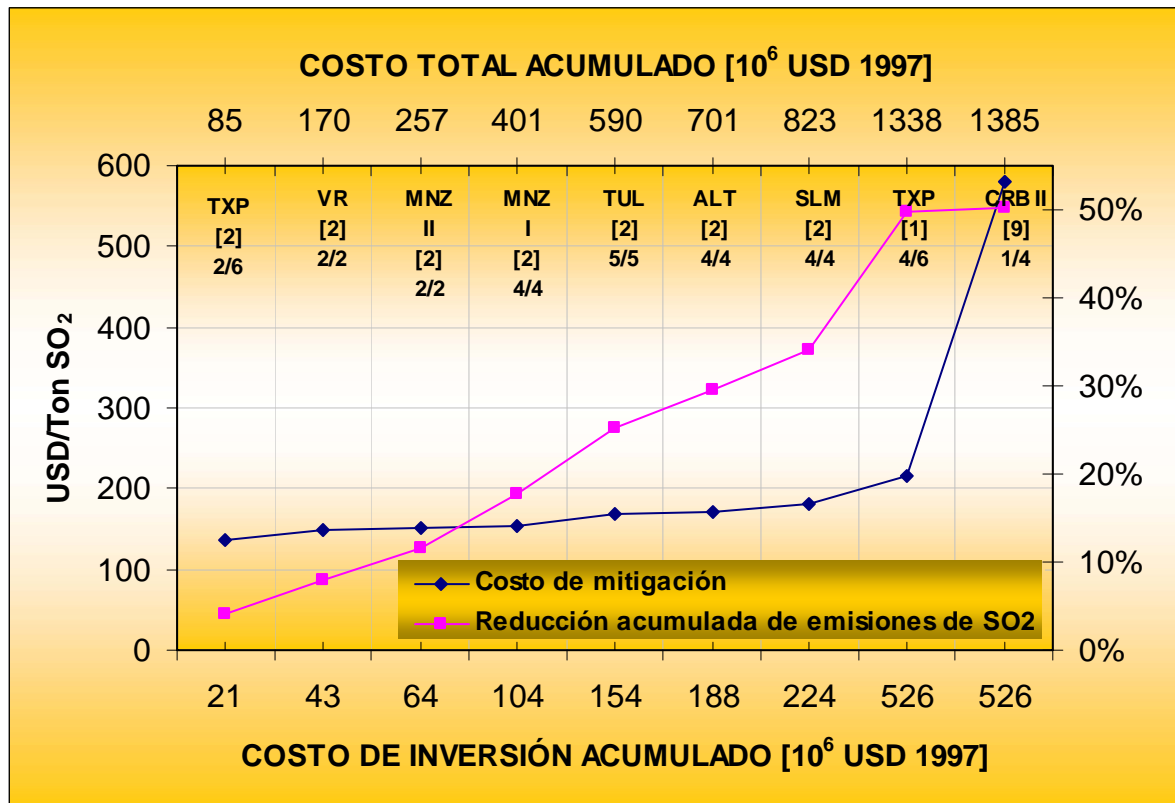


Figura 4.15 Selección óptima de opciones de control para el nivel de reducción del 50% de emisiones de SO₂ sin beneficios económicos

Como puede verse en las figuras 4.10 y 4.15, un nivel de reducción de las emisiones de SO₂ del 50% implica un incremento en poco más del 100% en el costo acumulado de inversión, en relación al encontrado para el nivel anterior, y asciende a 526 millones de dólares. Eso se debe a que la solución óptima para este nivel de reducción considera la inclusión de la Tecnología Chiyoda que tiene una eficiencia alta de remoción de SO₂ pero es más cara en términos de costos de capital. Para este nivel de reducción, se incrementan también los costos de O&M que son del orden de 678 millones de dólares, en tanto que los costos acumulados por concepto de combustible se ven incrementados en más del triple para ubicarse en 181 millones de dólares debido a la selección de la opción 9 (Sustitución de carbón nacional por carbón importado de bajo azufre por vía terrestre) para la una unidad de la central Carbón II.

De acuerdo a la figura 4.15 el rango de los costos de mitigación encontrado para este nivel de reducción se incrementa y van de 137 a 580 USD/Ton SO₂. Nótese que la opción 9 es la que tiene el costo de mitigación más alto cuando se aplica a la unidad de la carboeléctrica Carbón II debido a sus costos altos por concepto de combustible y su nivel de remoción de SO₂ inferior en relación a la tecnología Chiyoda.

Nivel de reducción de 60%

Para un nivel de reducción del 60% de emisiones de SO₂, el modelo de optimización seleccionó 27 unidades generadoras que se presentan en la tabla B.19 del apéndice B. Es notorio que para este nivel de reducción se selecciona una unidad menos que en el nivel anterior. Esto es debido a que la configuración cambia en cuanto a la selección de opciones de control por unidad generadora seleccionándose ahora tecnologías más eficientes en la remoción de SO₂, como la Tecnología Chiyoda, pero que son más intensivas en costos de inversión.

En efecto en la solución encontrada por el modelo para este nivel de reducción se incrementa a 10 el número de unidades generadoras a las que se les aplica la opción 1 (Tecnología Chiyoda), mientras que se decrementa a 17 las unidades a las que se les aplica la opción 2 (Tecnología Calider). Por último, a diferencia de la solución para el nivel anterior, ya no se considera ninguna unidad de la carboeléctrica Carbón II.

Como ya se mencionó, el hecho de que se seleccione en mayor medida la opción 1 (Chiyoda) va a traducirse principalmente en un aumento considerable en los costos acumulados de inversión. Para el nivel de reducción de 60% estos costos resultan en efecto que se incrementan a 916 millones de dólares, mientras que los costos acumulados de O&M y de combustible se establecen respectivamente en 678 y 254 millones de dólares. De esta manera, el costo total acumulado se incrementa significativamente para ubicarse en 1857 millones de dólares (véanse figuras 4.10 y 4.16).



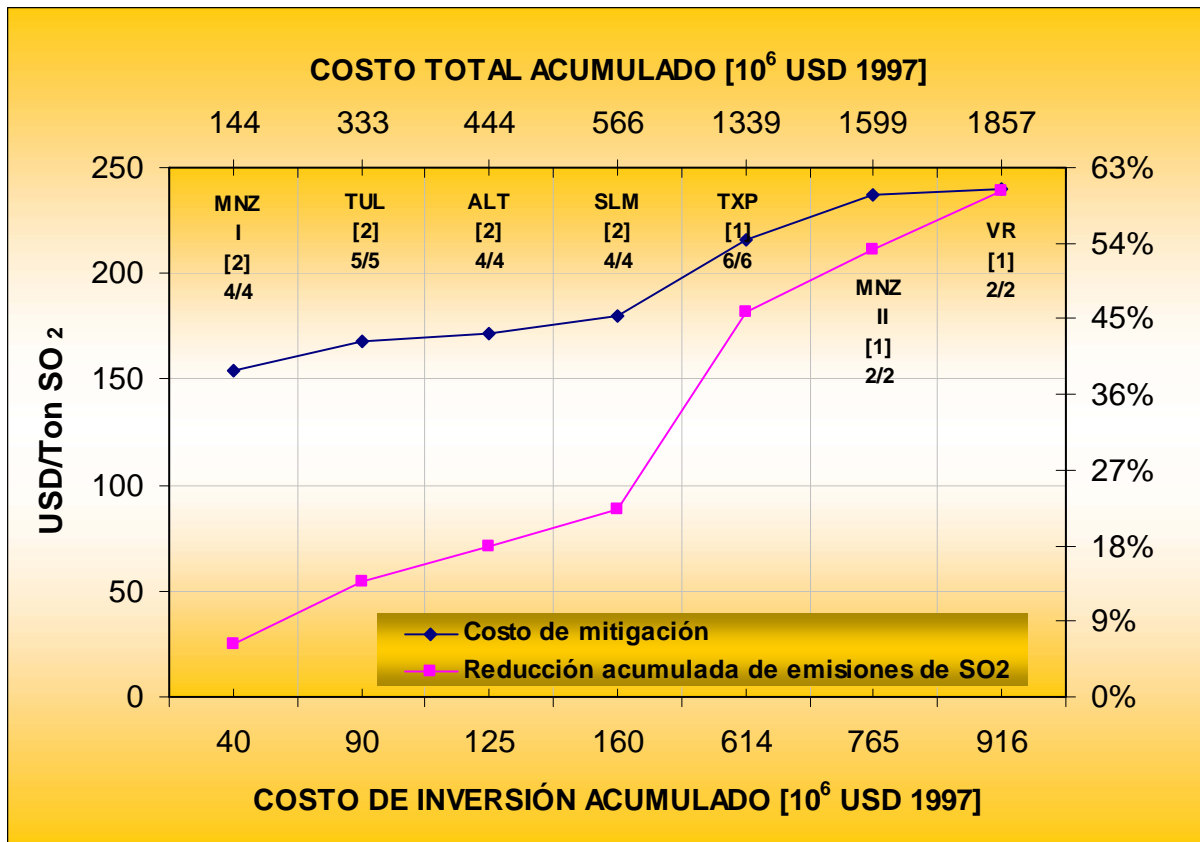


Figura 4.16 Selección óptima de opciones de control para el nivel de reducción del 60% de emisiones de SO₂ sin beneficios económicos.

Por último, como se muestra en la figura 4.16, el rango de los costos de mitigación van de 171 a 240 USD/Ton SO₂. Se nota que el valor de 171 USD/Ton SO₂ es mayor que el valor inferior encontrado en el rango de costos de mitigación obtenidos para el nivel anterior de 50%, mientras que el valor 240 USD/Ton SO₂ es menor al valor superior encontrado en el nivel de reducción anterior. Esto es debido a que para este nivel de reducción de 60% se seleccionan más unidades generadoras con la opción 1 (Tecnología Chiyoda) la cual tiene, gracias a su alta eficiencia de remoción de SO₂, menores costos de mitigación que la opción 9, aunque, a causa de sus altos costos de inversión, mayores costos de mitigación que la opción 2.

Nivel de reducción de 70%

En el caso de un nivel de reducción de 70% de las emisiones de SO₂, la combinación óptima de opciones por unidad generadora encontrada por nuestro modelo de optimización se presenta en la tabla B.20 del apéndice B. En esta solución se considera la aplicación de una opción de control de SO₂ para 30 unidades



generadoras y de acuerdo a nuestros resultados la Tecnología Chiyoda como opción de control de emisiones de SO₂ se vuelve la opción predominante.

En efecto, para este nivel de reducción se reduce a 14 el número de unidades a las que se les aplica la opción 2 (Tecnología Calder); mientras que aumenta a 16 el número de unidades a las que se les aplica la opción 1 (Tecnología Chiyoda), por lo que estos resultados representan una progresión más acentuada en la selección de la tecnología Chiyoda que la solución encontrada para el nivel anterior de reducción.

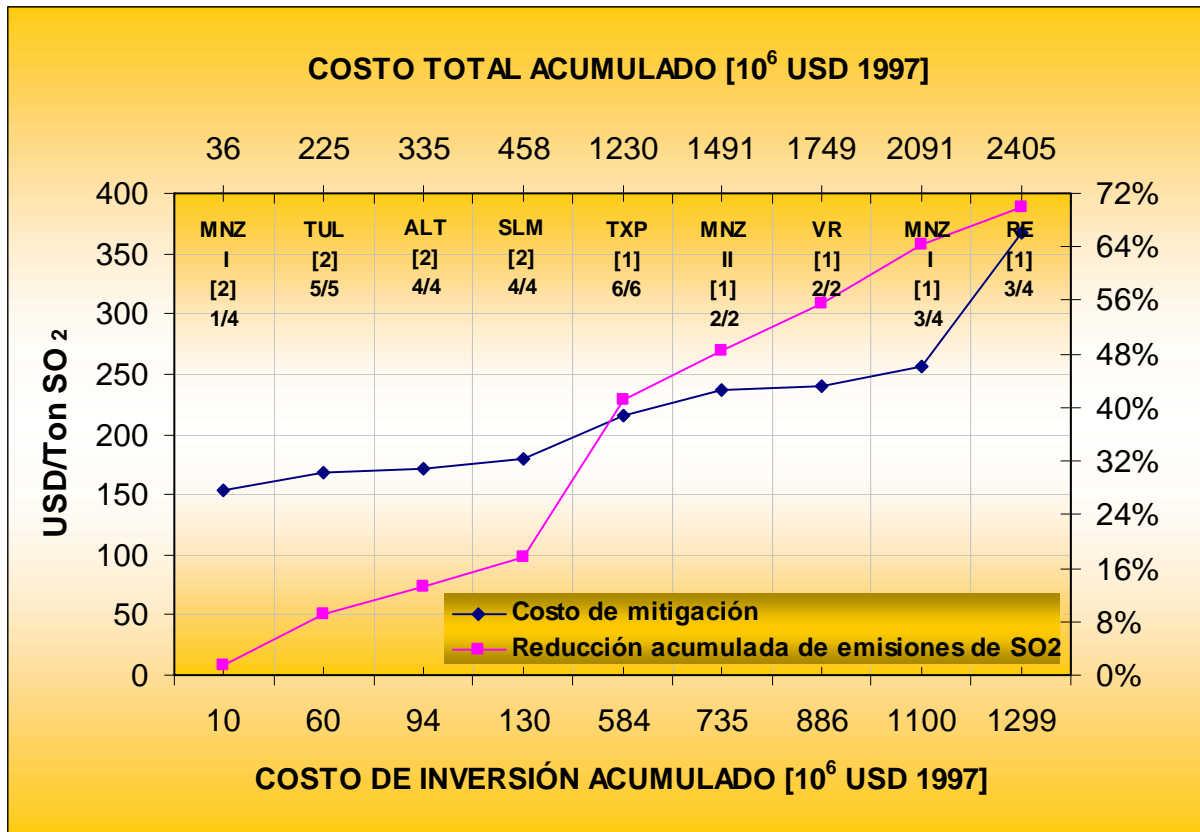


Figura 4.17 Selección óptima de opciones de control para el nivel de reducción del 70% de emisiones de SO₂ sin beneficios económicos

En consecuencia, para este nivel de reducción en las emisiones de SO₂, el costo total acumulado aumenta de manera importante en relación al encontrado para el nivel anterior de reducción, y se establece en 2405 millones de dólares, debido a que aumentan los costos acumulados de inversión, O&M y combustible a 1299, 774 y 332 millones de dólares, respectivamente. Finalmente, el rango superior de los costos de mitigación aumenta en relación al encontrado para el nivel anterior de reducción, para ubicarse en 368 USD/Ton SO₂ debido a la inclusión de 3 unidades de la central carboeléctrica Río Escondido con la opción 1 (Tecnología Chiyoda).

Nivel de reducción de 80%

En la tabla B.21 del apéndice B se muestran los resultados de nuestro modelo de optimización de la solución encontrada para el nivel de reducción del 80% de las emisiones de SO₂. Como puede observarse el modelo seleccionó para la solución óptima 31 unidades generadoras a las que se les aplica una opción de control de SO₂ en donde se reafirma la Tecnología Chiyoda como la opción dominante.

Los resultados indican que en relación al nivel anterior de reducción de 70%, aumenta considerablemente el número de unidades generadoras a las que se les aplica la opción 1 (Tecnología Chiyoda) el cual es de 23, en tanto que disminuye drásticamente a 8 el número de unidades a las que se les aplica la opción 2 (Tecnología Calider).

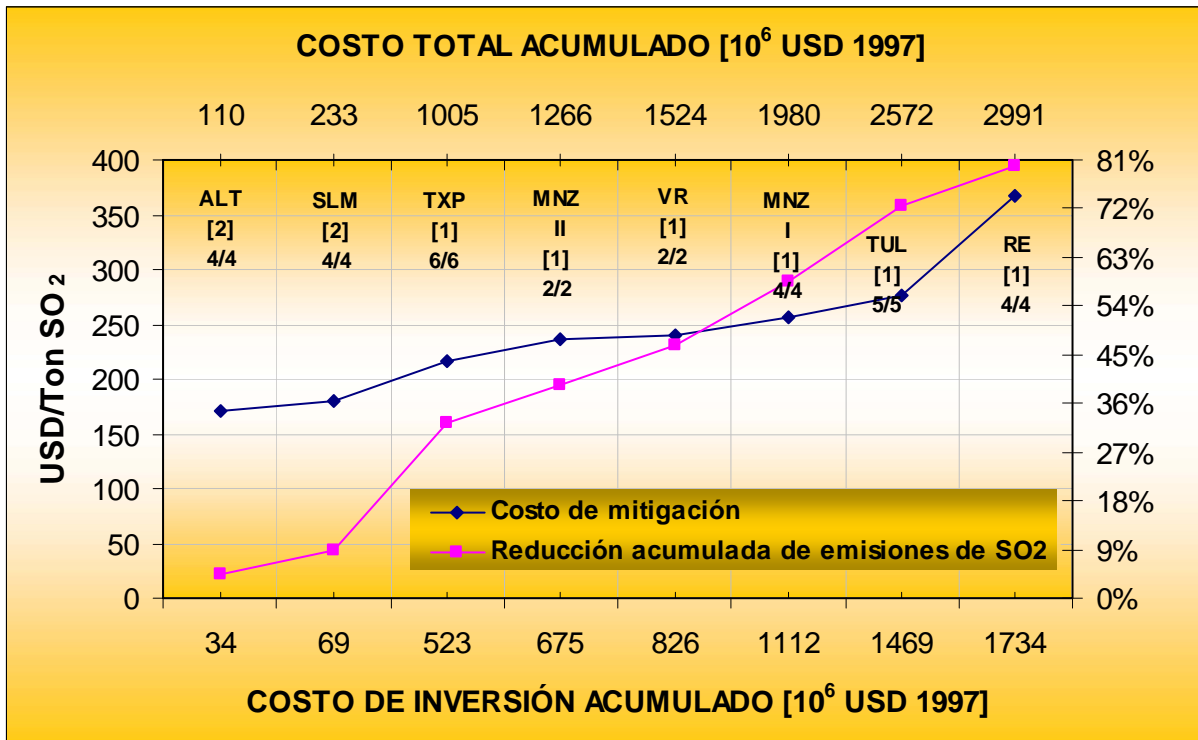


Figura 4.18 Selección óptima de opciones de control para el nivel de reducción del 80% de emisiones de SO₂ sin beneficios económicos

Como se observa en las figuras 4.10 y 4.18 una reducción del 80% en las emisiones de SO₂, representa un costo total acumulado de 2991 millones de dólares como resultado de los costos acumulados cada vez mayores por los conceptos de inversión, O&M y combustible los cuales ascienden a 1734, 810 y 447 millones de

dólares, respectivamente, producto de la selección de la opción 1 (Tecnología Chiyoda) en 23 unidades generadoras.

Finalmente, el rango de costos de mitigación va de 171 a 368 USD/Ton SO₂, el cual es igual en el rango superior mientras que el inferior es mayor en relación al obtenido en el nivel anterior de reducción de 40%, lo cual se explica por la reducción en el número de unidades a las que se les aplica la opción 2 (Tecnología Calider).

Nivel de reducción de 90%

Para un nivel de reducción del 90% de emisiones de SO₂, el modelo de optimización seleccionó 33 unidades generadoras que se presentan en la tabla B.21 del apéndice B. Los resultados obtenidos por el modelo indican que para este nivel de reducción se elige la opción 1 (Tecnología Chiyoda) para casi todas las unidades (31 seleccionadas con esta opción), mientras que se seleccionan 2 unidades con la opción 4 (Tecnología LSD) y sólo una unidad con la opción 2 (Tecnología Calider).

En efecto, para este nivel de reducción se observa en la figura 4.19 que la Tecnología Chiyoda se aplica en todas las unidades de las centrales de Tuxpan, Manzanillo II, Villa de Reyes, Manzanillo I, Tula, Altamira, Río Escondido y a 3 unidades de la central Salamanca, mientras que la Tecnología LSD se aplica a 2 de la central carboeléctrica Carbón II y la Tecnología Calider a una sola unidad perteneciente a la central de Salamanca ubicada en zona crítica.

De acuerdo a las figuras 4.10 y 4.19, en los resultados encontrados por nuestro modelo de optimización para el nivel de reducción del 90% de las emisiones de SO₂, aumenta de forma importante el costo total acumulado que asciende a 3662 millones de dólares, debido a que también aumentan de manera sustancial los costos acumulados de inversión, O&M y combustible a 2216, 911 y 534 millones de dólares, respectivamente. Notese que el costo acumulado de inversión crece de manera sustancialmente debido a que tanto la Tecnología Chiyoda como la Tecnología LSD son intensivas en capital pero con altas eficiencias de remoción de SO₂, lo cual impacta hacia un incremento importante los costos totales acumulados para lograr este ya alto nivel de reducción.

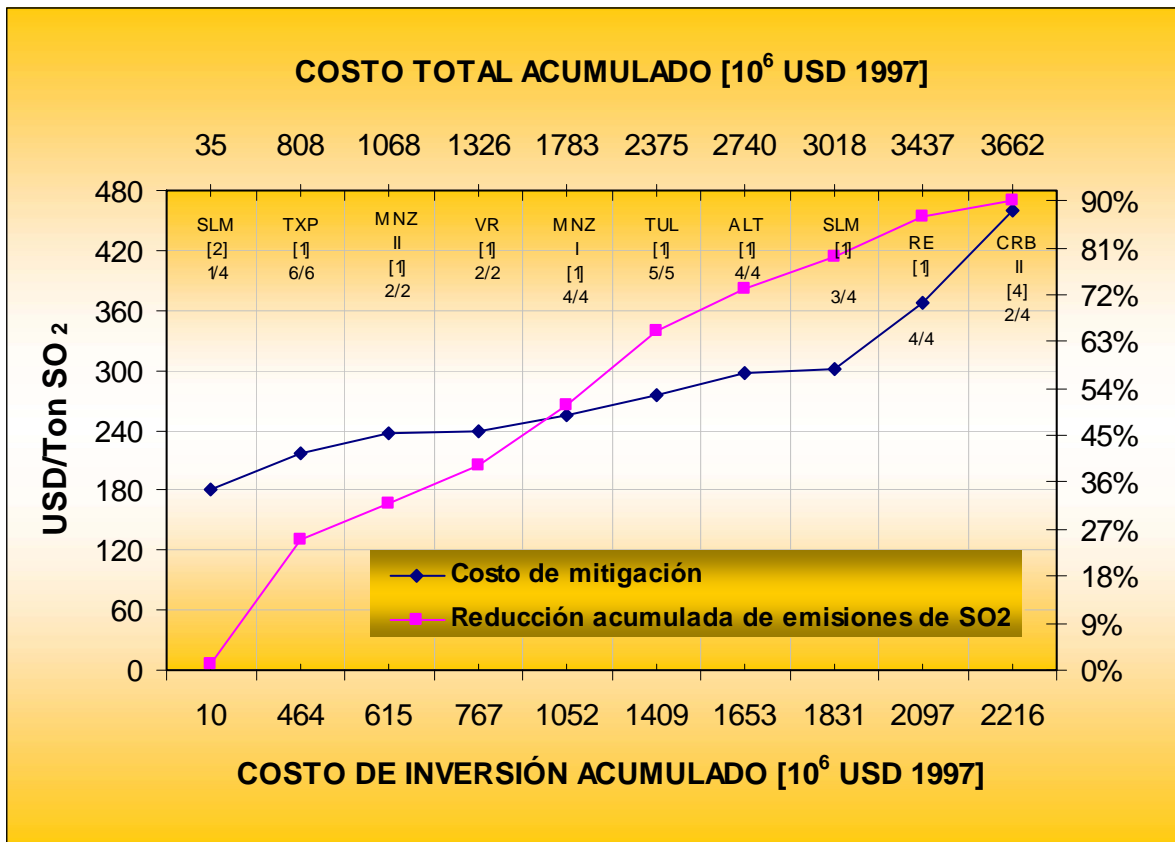


Figura 4.19 Selección óptima de opciones de control para el nivel de reducción del 90% de emisiones de SO₂ sin beneficios económicos

Por último, el rango de costos de mitigación para este nivel de reducción crece para ubicarse entre 180 a 460 USD/Ton SO₂ (Véase figura 4.19), reflejándose igualmente las opciones mas intensivas que representan las tecnologías Chiyoda y LSD y de mayor eficiencia de remoción de SO₂.

4.5.3 Interpretación de resultados

Con la ayuda del modelo de optimización desarrollado se estudiaron 2 casos de interés para reducir emisiones de SO₂ a un costo total mínimo. El primero de ellos se realiza considerando los beneficios económicos de sustituir combustóleo por carbón importado vía marítima en las 6 unidades de la central Petacalco, que son del orden de 1320 millones de dólares. Es necesario remarcar que estos beneficios siempre forman parte de la solución óptima para cada intervalo de reducción de emisiones de SO₂ excepto para el intervalo de reducción de 90% en donde sólo 5 unidades se seleccionan con esta opción.

Para este caso con beneficios, el modelo encuentra una solución óptima a partir del 25% del nivel de reducción de emisiones de SO₂, debido a que no existe una solución única para niveles menores a este porcentaje. Sin embargo, para este nivel de reducción el beneficio desciende a 899 millones de dólares.

Asimismo, en este caso se destaca que hasta el nivel de reducción del 40% la única opción de control (adicional a la opción con beneficios económicos) seleccionada es la Tecnología Calider que se caracteriza por su bajo costo de inversión y una eficiencia de remoción media (del orden del 50%). Sin embargo, para este nivel de reducción los beneficios totales acumulados que todavía se obtienen disminuyen sustancialmente para ubicarse en el orden de 492 millones de dólares.

Para un nivel de reducción del 50% la tecnología Calider predomina como opción de control pero los beneficios tienden a desaparecer para establecerse en solamente 77 millones de dólares. Por arriba de este nivel de reducción los costos totales acumulados son superiores a los beneficios provenientes de aplicar la opción de sustitución de combustóleo por carbón importado vía marítima para las 6 unidades de la central Petacalco.

Para niveles de reducción de emisiones de SO₂ mayores de 60% a 90%, la opción que comienza a ser dominante para reducir emisiones de SO₂ es la tecnología Chiyoda. La intensidad de inversión que requiere la aplicación de esta tecnología explica que se tengan que erogar costos totales acumulados que van de 497 a 2988 millones de dólares para estos niveles de reducción de emisiones de SO₂. Es de remarcar que para el nivel de reducción de 90% el modelo ya no considera en la solución óptima los beneficios provenientes de todas las unidades generadoras de la central Petacalco dado que el modelo opta por seleccionar en una unidad generadora de esta central la tecnología Chiyoda como opción de control, la cual tiene una eficiencia de remoción de SO₂ superior a la opción que produce beneficios,



con lo cual se logra cumplir con el nivel de 90% de reducción de las emisiones de SO₂.

En cuanto a los costos de mitigación es de notar que hasta el nivel de reducción del 40% el rango oscila entre 0 y 180 USD/Ton SO₂, debido a que, como ya se mencionó, la tecnología Calider es la que predomina; sin embargo, a partir del nivel de reducción del 50% el rango cambia en el nivel superior encontrándose un costo de mitigación mayor de 302 USD/Ton SO₂ para una unidad en la central Salamanca. A partir de este nivel de reducción los costos de mitigación aumentan en el rango superior debido sobretodo a la selección de la opción Chiyoda. Cabe señalar para los niveles de reducción de 70% y 80% el rango superior de costos de mitigación encontrado (368 USD/Ton SO₂) es menor al que se calcula para el nivel de reducción del 60% debido a que en la solución óptima para este nivel se selecciona la opción 9 para una unidad de la central Carbón II, la cual es menos eficiente en la remoción de SO₂ y alcanza un costo de mitigación de 580 USD/Ton SO₂ para esa unidad. También es de notar que esta última cifra es mayor también que el rango superior de costos de mitigación encontrado para el nivel de reducción de 90% (460 USD/Ton SO₂).

La tabla B.24 del anexo B muestra que el costo total promedio para reducir 1% de las emisiones SO₂ en cada nivel de reducción considerado en este caso. De acuerdo con estos resultados, no existen costos hasta un nivel de reducción del 50%, debido a los beneficios encontrados. A partir de este nivel de reducción, los beneficios se degradan hasta un valor de cero a partir del cual surgen costos netos para lograr mayores niveles de reducción de tal modo que para un nivel de 60% de reducción pareciera en promedio que cada 1% de reducción de emisiones de SO₂ costaría 8 millones de dólares. Para niveles superiores, este promedio se acrecienta de tal manera que para un nivel de 70% el costo promedio para reducir 1% de emisiones de SO₂ parecería ser de 17 millones mientras que para niveles de 80% y 90% este costo promedio se incrementaría a 24 millones y 33 millones, respectivamente.

El segundo caso estudiado fue el de no considerar los beneficios económicos provenientes de las unidades de la central Petacalco con la opción 8. Por lo tanto, los niveles de reducción analizados en nuestro modelo de optimización son en relación a las emisiones de SO₂ de 35 unidades (ya que no se consideran las 6 unidades de la central Petacalco). Para este caso, los resultados del modelo de optimización comienzan a partir de un nivel de reducción de 16% (debido al cumplimiento de las restricciones de emisiones para las unidades ubicadas en zonas críticas) cuyos costos totales acumulados fueron del orden de 422 millones de dólares.



Para un nivel de reducción del 20% los costos totales acumulados incrementan aproximadamente en un 20% con respecto al nivel de reducción del 16%, mientras que para el nivel de reducción del 30% estos costos aumentan poco más del 40% en relación a los costos totales acumulados registrados para el nivel de reducción de 20%. Para el nivel del 40% de reducción en las emisiones de SO₂ este crecimiento de costos se ubica en un 33% adicional al nivel de reducción anterior. Cabe hacer notar que hasta el nivel de reducción de emisiones de SO₂ de 40%, esta dinámica de crecimiento en los costos totales acumulados reflejan bien que la única opción de control seleccionada en las soluciones óptimas es la Tecnología Calider.

En tanto que para un nivel del 50% los costos totales acumulados se incrementan aproximadamente en 45%, respecto al intervalo de reducción del 40%. En la estructura de este incremento, los requerimientos de la inversión total acumulada se incrementan en más del 100% respecto al nivel de reducción del 40% ya que en la solución óptima incluye 4 unidades con la opción Chiyoda la cual es más intensiva en capital y más eficiente en la remoción de SO₂, así como la inclusión de una unidad con la opción 9 la cual incide en un mayor costo de combustible.

Para los niveles de reducción de 60% a 80% en las emisiones de SO₂, los costos totales van incrementándose respecto a los niveles de reducción anteriores aunque en porcentajes menores respecto (30% y 24%, respectivamente). Para estos niveles de reducción es de notar que la tecnología Chiyoda es la que predomina en la solución óptima. En el caso del nivel máximo de reducción (90%) los costos totales acumulados aumentan en un 22% respecto al nivel de reducción de 80% para ubicarse en 3662 millones de dólares.

En cuanto a costos de mitigación, el rango encontrado para el nivel de reducción de 16% en las emisiones de SO₂ fue de 168 a 180 USD/Ton SO₂, en tanto que para el nivel de reducción de 20% se mantiene el rango superior, sin embargo el inferior es menor (137 USD/Ton SO₂) debido a que para el nivel de 20% se seleccionan 2 unidades adicionales con costos de mitigación menores.

Cabe señalar que hasta el nivel del 40%, el rango de costos de mitigación no varía en relación al encontrado para el nivel de 20%. En tanto que para el nivel de reducción de 50% de emisiones de SO₂, el rango superior de los costos de mitigación aumenta considerablemente para ubicarse en 580 USD/Ton SO₂. En sentido contrario, en el nivel de reducción de 60% el rango superior de costos de mitigación encontrado disminuye para ubicarse en 240 USD/SO₂. Esto se explica porque en la solución óptima para el nivel de reducción de 50% se selecciona la opción 9 para una unidad de la central Carbón II la cual tiene una eficiencia de remoción de sólo 30% y altos costos de combustible lo que redundo en costos altos de mitigación. Por su



parte, para el nivel de reducción de 60% el rango superior de los costos de mitigación refleja la selección de la tecnología Chiyoda en dos unidades la cual aunque es intensiva en costos de inversión tiene una alta eficiencia de remoción de emisiones de SO₂ (del orden de 95%) que se traducen en costos de mitigación menores.

Para los niveles de reducción de 70% y 80% de las emisiones de SO₂, el rango superior de los costos de mitigación es el mismo (368 USD/Ton SO₂), en tanto que el rango inferior varía, siendo menor (154 USD/Ton SO₂) para el nivel de 70%, debido a que todavía se seleccionan 8 unidades con la opción Calider que tiene menores costos de mitigación. Finalmente, para el nivel máximo de reducción (90%) los costos de mitigación van de 180 USD/Ton SO₂ a 460 USD/Ton SO₂, el rango inferior reflejando que la solución óptima selecciona a una unidad de la central Salamanca con la opción Calider, y el rango superior traduciendo la selección de la opción LSD para 2 unidades pertenecientes a la central Carbón II.

Finalmente, la tabla B.25 del apéndice B muestra los costos totales promedio para reducir en un 1% las emisiones de SO₂ para el caso sin beneficios, en cada nivel de reducción analizado. Esa tabla muestra que este promedio es de 25 millones de dólares hasta el nivel de reducción del 20%. Es de notar, que este valor para los niveles de 30% y 40%, es igual en ambos y ligeramente menor que para el 20% de reducción (24 millones de dólares). Para el nivel de reducción del 50%, el costo promedio total de reducir 1% de las emisiones de SO₂ incrementa un poco hasta ubicarse en 28 millones de dólares, mientras que para los niveles de reducción del 60% y 70% este valor incrementa más (31 y 34 millones de dólares, respectivamente). Por último, para los niveles de reducción del 80% y 90% este costo promedio es de 37 y 41 millones de dólares, respectivamente. Lo anterior, indica que sin considerar los beneficios económicos encontrados en el caso anterior, el costo promedio de reducir en 1% las emisiones de SO₂ es incremental, lo que quiere decir que para metas más restrictivas.

Conclusiones y consideraciones finales

De acuerdo con los resultados de la evaluación económica de las opciones de control de emisiones de SO₂ (véase capítulo 3), los costos de mitigación de SO₂ más bajos fueron encontrados para la opción de la tecnología Calider y son del orden de 137-180 USD/Ton SO₂, sin embargo la magnitud de la reducción sólo representaría el 25% del total de emisiones de SO₂ del SEM. Su aplicación significaría una inversión total de sólo \$266 millones, sin embargo sus costos totales serían significativos y del orden de \$994 millones.

Los costos de mitigación para las opciones de la tecnología Chiyoda en el caso de las centrales combustóleo y la tecnología LSFO son significativamente más altos y oscilan entre 225-314 y 216-302 USD/Ton SO₂, respectivamente. A la diferencia de la tecnología Calider la reducción de emisiones de SO₂ de la implementación de la opción LSFO o de sus combinaciones factibles con la tecnología Chiyoda es alta y del orden de 59%. Sin embargo, el costo de inversión a soportar es el más alto y del orden de \$2358-\$2481 millones. Asimismo, sus costos totales son también altos y del orden de \$3841 - \$4022 millones.

Los costos de abatimiento de SO₂ más altos son los de las opciones de hidrotratamiento de combustóleo (763 USD/Ton SO₂), la sustitución de combustóleo por gas natural (488-619 USD/Ton SO₂), la sustitución de carbón nacional por importado de bajo azufre por vía terrestre (498-580 USD/Ton SO₂), la tecnología LSD (387-460 USD/Ton SO₂) y la tecnología Chiyoda en el caso de carboeléctricas (368-449 USD/Ton SO₂).

En términos de la magnitud de reducción de emisiones totales de SO₂ y sus costos, de todo el conjunto de opciones, la sustitución de combustóleo por gas natural es la que tiene más impacto en la reducción de emisiones totales de SO₂, del orden del 63%. Asimismo, sus costos totales son también los más altos (\$8641 millones), a pesar de que sus costos de inversión no sean tan elevados (\$1644 millones). En este tenor, cabe destacar que en términos de costos totales, esta opción de control es muy cara y por lo tanto no necesariamente la más viable económicamente como actualmente se tiene como política en algunas zonas del país. Por esto último, es necesario considerar las opciones de control de SO₂ que tengan costos totales razonables como lo muestran los resultados obtenidos por el modelo de optimización (véase capítulo 4).



Cabe destacar que la opción de sustitución de combustóleo por carbón de bajo azufre por vía marítima en la central dual Petacalco, representa beneficios económicos importantes del orden de \$1320 millones y, consecuentemente, no tiene costo de abatimiento.

Considerando estos beneficios y el mejor costo de abatimiento de SO₂ de cada una de las centrales analizadas, se puede construir una ruta que puede alcanzar una reducción del 41% de las emisiones de SO₂ del SEM que representaría una inversión de \$841 millones, pero un costo total que se reduciría a sólo \$477 millones gracias a los beneficios mencionados.

Si bien en el capítulo 3 se avanza en la formulación de una ruta del mejor costo de mitigación, en el último capítulo se desarrolla un modelo de optimización para encontrar combinaciones óptimas para reducir emisiones de SO₂ en intervalos de 10% y por unidades generadoras, como un mejor marco de información para los decisores en materia de políticas energético-ambientales para el Sector Eléctrico Mexicano (SEM). Se estudiaron dos casos importantes desde el punto de vista económico.

En el primer caso se consideran los beneficios económicos provenientes de la sustitución de combustóleo por carbón importado de bajo azufre (1320 millones de dólares). Los resultados muestran que estos beneficios pueden financiar un programa de hasta un nivel de reducción del 50% de emisiones de SO₂. Para niveles superiores de reducción los costos se van incrementando de 497 millones de dólares para un nivel de 60%, 1889 millones de dólares para un nivel de 80% y 2988 millones de dólares para un nivel de 90%.

Para el segundo caso que no considera la existencia de estos beneficios, los costos de reducir estas emisiones son consecuentemente muy superiores al del caso anterior. Solo para abatir las emisiones de SO₂ equivalentes a un 14% del total de las 10 centrales más contaminantes el costo total se elevaría a 422 millones de dólares mientras que para reducirlas en un nivel de 79% el costo total se elevaría a 3662 millones de dólares.

Estos costos se deben de comparar con los valores de las externalidades que producen las emisiones de SO₂ provenientes de la generación eléctrica en México que han estimado algunos estudios. Particularmente datos provenientes del estudio de SEMARNAT-CEPAL (2004) indican que si se consideran 8 de las centrales más contaminantes, los daños a la salud pública causadas por las externalidades asociadas a las emisiones de SO₂ representan un costo de 329 millones de dólares



anuales o 4942 millones de dólares en un periodo de 15 años. Éste último valor es superior al costo total de reducir en un 79% las emisiones de SO₂ para el caso que no considera beneficios económicos y sería 1.6 veces superior al costo total de reducir hasta en un 90% las emisiones de SO₂ en el caso con beneficios. Estas comparaciones muestran claramente que los costos de instalar opciones para reducir las emisiones de SO₂ durante la generación eléctrica, se justifican debido a que son de lejos menores si se comparan con los enormes costos sociales que producen las externalidades de esas emisiones.

Esto es importante si notamos que en el presente las centrales analizadas ubicadas en zonas críticas no cumplen con la norma Mexicana 085 la cual establece límites a las emisiones de SO₂, pero peor aún todas las centrales ubicadas en el resto del país sí cumplen con los límites establecidos por dicha norma aún sin ninguna opción de control, asegurándose con esto la permanencia de las externalidades elevadas que tiene que soportar el país, por lo cual es urgente la puesta en marcha una reformulación de la normatividad mexicana en materia de emisiones de SO₂ y la formulación de un plan vigoroso de controles de emisiones de SO₂ en las centrales eléctricas mexicanas.

Referencias

Albarrán, M., 2006. Modelación del impacto económico de la mitigación de emisiones de GEI. Instituto Nacional de Ecología-SEMARNAT. Disponible en: <http://www.ine.gob.mx/ueajei/publicaciones/libros/437/ibarraran.html>. Consultado: 15/03/2006

ARPEL (Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y El Caribe), 1999. Impactos del cambio de combustibles en las operaciones de las refinerías y las emisiones atmosféricas. ARPEL, IRDC, Environmental Services Association of Alberta; Montivideo, Uruguay.

Balance Nacional de Energía, 1996, 1997, 1998, 1999, 2000, 2001, 2002, 2003, 2004. Secretaría de Energía; México, DF.

Banco Mundial, 2006. Wet Flue Gas Desulfurization (FGD). Disponible en: <http://www.worldbank.org/html/fpd/em/power/EA/mitigatn/aqsowet.stm>. Consultado: 20/02/2006

Bini, C., Bresolin, F., 1998. Soil acidification by acid rain in forest ecosystems: A case study in northern Italy, *The Science of The Total Environment*; 222, 1-15

Calider, 2004. SO₂ Emissions Control. Grupo Calider; Monterrey, México.

CFE (Comisión Federal de Electricidad), 1994. Programa de obras e inversiones de la CFE para cumplir con la nueva normatividad ecológica. Comisión Federal de Electricidad; México, D.F.

CFE (Comisión Federal de Electricidad), 2001. Informe de operaciones 2000. Comisión Federal de Electricidad. México, D.F.

CFE (Comisión Federal de Electricidad), 2004. Evolución de Precios Entregados y Fletes de Combustibles 2003-2004, Comisión Federal de Electricidad. Subdirección de programación. Gerencia de Estudios Económicos, marzo 2004.

CFE (Comisión Federal de Electricidad), 2005. Informe de operaciones 2004. Comisión Federal de Electricidad; México, D.F.



CFE (Comisión Federal de Electricidad), 2006. Tabla de información de calderas para 10 centrales, información proporcionada por CFE a través del Sistema de Solicitudes de Información, IFAI en la página <http://www.sisi.gob.mx>

CFE-COPAR (Comisión Federal de Electricidad), 2003. Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico. Generación. 2002. Gerencia de Evaluación y Programación de Inversiones, Comisión Federal de Electricidad; México, D.F..

CFE-COPAR (Comisión Federal de Electricidad), 2004. Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico. Generación. 2003. Gerencia de Evaluación y Programación de Inversiones, Comisión Federal de Electricidad; México, D.F.

Chiyoda Co., 2004. CT-121 FGD process. Disponible en: <http://www.chiyoda-corp.com/cgi-bin/chiyoda/frame-e.cgi?/biz/e/technology/index-e.shtml>.

Discroll, C., Discroll, K., Mitchell, M., Raynal, D., 2003. Effects of acidic deposition on forest and aquatic ecosystems in New York State. J Environmental Pollution; 123: 327-336.

DOF (Diario Oficial de la Federación), 1994. Norma Oficial Mexicana 085-ECOL-1994. Secretaría de Gobernación; México.

EIA (Energy Information Administration), 2004. Annual Energy Outlook 2004. DOE/EIA-0383; Washington, DC.

EPA (Environmental Protection Agency), 2000. Srivastava, R. Controlling SO₂ emissions: A review of technologies. US-EPA/600/R-00/093. Environmental Protection Agency; Washington, D.C.

EPA (Environmental Protection Agency), 2002. Air pollution control technology. Fact sheet (Flue Gas Desulphurization). EPA-452/F-03-034. Environmental Protection Agency; Washington, DC USA.

EPA (Environmental Protection Agency), 2003. Modeling Applications Using The Integrated Planning Model. Documentation Report (V.2.1 Update). Disponible en: <http://www.epa.gov/airmarkt/epa-ipm/#documentation2003>. Consultado: 20/01/2006

Flues, M., Hama, P., Lemes, M., Dantas, E., Fornaro, A., 2002. Evaluation of the rainwater acidity of a rural region due to a coal-fired power plant in Brazil. J Atmospheric Environment; 36: 2397-2404.



Garibaldi, J., 2002. Experiencias mexicanas con los modelos bottom-up. Secretaría de Energía. Disponible en: <http://www.dis.anl.gov/ceeesa/documents/garibam5.pdf>
Consultado: 10/03/2006

Grande, G. 2005. Instrumentación del modelo informático LEAP para evaluación de costos de mitigación de SO₂ en el Sector Eléctrico Mexicano, Tesis de Licenciatura, UAEM. México.

Heaps, C., 2000. Long range energy alternatives planning system (LEAP). Reference manual. Stockholm Environment Institute (SEI); Boston.

INE-SEMARNAT (Instituto Nacional de Ecología-Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales), 2006. Informes del Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 1990 – 2002. México, D.F. Available in: <http://www.ine.gob.mx/dgicurg/cclimatico/inventario3.html>.

Islas, J., Manzini, F., Grande, G., Pérez, M., 2005. SO₂, NO_x, and Particle Control Technologies and Abatement Costs for the Mexican Electricity Sector, Final Report. World Resources Institute and Secretaría de Energía; México.

Kaminski, J., 2003. Technologies and costs of SO₂-emissions reduction for the energy sector. Applied Energy; 75: 165-172.

León, G., 1998. Reconversión de calderas industriales convencionales para la mitigación de emisiones contaminantes. Tesis de Maestría, DEPMI-UNAM; 190 pp.

López, M., Zuk, M., Garibay, V., Tzintzun, G., Iniestra, R., Fernández, A., 2005. Health impacts from power plant emissions in Mexico. J Atmospheric Environment;39:1209-1199.

Markandya, A., 1996. External costs of electricity: valuation of health impacts. Electricity, health and the environment: Comparative assessment in support of decision-making. IAEA, Viena; 199-214.

Markandya, A., 1996. External costs of electricity: valuation of health impacts. Electricity, health and the environment: Comparative assessment in support of decision-making. IAEA, Vienna; 214-199.

MAXIMAL, 2006. User guide for MPL. Disponible en: www.mpl.com. Consultado: 18/05/2006



Maycotte, J., 1996. Manejo de la Ceniza de Carbón en Río Escondido, en Conferencia y Exposición-México Power, October 8-10; Monterrey, México.

Miller, P., Van Atten, C., 2004. Emisiones atmosféricas de las centrales eléctricas en América del Norte. Comisión para la Cooperación Ambiental de América del Norte; Canadá. Disponible en:
http://www.cec.org/files/PDF/POLLUTANTS/PowerPlant_AirEmission_es.pdf

Pawlowski, L., 1997. Acidification: its impact on the environment and mitigation strategies. *J Ecological Engineering*, 8; 271-288.

Pawlowski, L., 1997. Acidification: its impact on the environment and mitigation strategies. *J Ecological Engineering*; 8: 271-288.

Rodas, A., Blas, G., Panamá, L., 2003. Tecnologías de desulfuración: pasado, presente y futuro. *Boletín IIE*, enero-marzo 2003, Instituto de Investigaciones Eléctricas; México. Disponible en: <http://www.iie.org.mx/boletin012003/activi.pdf>

Sargent and Laundry, 2003. *Wet Flue Gas Desulphurization Technology Evaluation*. National Lime Association; Chicago, USA.

Sargent and Lundy, 2002. *Dry Flue Gas Desulphurization Technology Evaluation*. National Lime Association; Chicago, USA.

SEMARNAT-CEPAL (Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales y Comisión Económica para América Latina), 2004. Evaluación de las externalidades ambientales de la generación termoeléctrica en México. Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales y Comisión Económica para América Latina; México.

SENER (Secretaría de Energía), 2002. *Prospectiva del Mercado del Gas Natural 2002-2011*. Dirección General de Formulación de Política Energética, Secretaría de Energía; México, DF.

SENER (Secretaría de Energía), 2003. Comunicación Personal, archivos electrónicos enviados por la SENER al Centro de Investigación en Energía, UNAM.

SENER (Secretaría de Energía), 2004a. Comunicación Personal, archivos electrónicos enviados por la SENER al Centro de Investigación en Energía, UNAM.

SENER (Secretaría de Energía), 2004b. Gas Natural Licuado en Manzanillo o Lázaro Cárdenas. Subsecretaría de Planeación y Desarrollo Tecnológico, Unidad de Promoción de Inversiones; México.

SENER (Secretaría de Energía), 2005. Prospectiva del sector eléctrico 2005-2014. Secretaría de Energía; México, D.F.

SHCP (Secretaría de Hacienda y Crédito Público), 1998. Proyectos Prioritarios de Organismos y Empresas de Control Presupuestario Directo de la SHCP; México.

Shin, H., Park, J., Kim, H., Shin, E., 2005. Environmental and economic assessment of landfill gas electricity generation in Korea using LEAP model. *J Energy Policy*; 33: 1261-1270.

Shrestha, R., Marpaung, C., 2005. Supply- and demand-side effects of power sector planning with demand-side management options and SO₂ emission constraints, *Energy Policy*, 33, 815-825

Spix, C., Wichmann, H., 1996. Daily mortality and air pollutants: findings from Koln, Germany, *Journal of epidemiology and community health*; 50, 8-52

Srivastava, R., Jozewicz, W., Singer, C., 2001a. SO₂ scrubbing technologies: A review. Environmental Protection Agency; USA.

Srivastava, R., Jozewicz, W., 2001b. Flue Gas Desulfurization: The state of the art. *Air & Waste Management Association*; 51: 1676-1688.

Apéndice A

Inventario de centrales eléctricas en México y emisiones de SO₂



Tabla A.1a. Centrales eléctricas en el Sector Eléctrico Mexicano (SEM).

Central	Ubicación	Combustible	Capacidad (MW)	# Unidades	# Unidades con algún tipo de control
Centrales de vapor grandes					
Altamira	Tamaulipas	Combustóleo	800	4	-
Fco. Villa	Chihuahua	Combustóleo	399	5	-
Jorge Luque	Estado de México	Gas Natural	224	4	-
Lerdo	Durango	Combustóleo	320	2	-
Lerma	Campeche	Combustóleo	150	4	-
M Alvarez M (Manzanillo I)	Colima	Combustóleo	1200	4	-
Mérida II	Yucatán	Gas Natural	168	2	-
Manzanillo II	Colima	Combustóleo	700	2	-
Monterrey	Nuevo León	Natural Gas	465	6	-
Mazatlán II	Sinaloa	Combustóleo	616	3	-
Petalcalco	Guerrero	Combustóleo	2100	6	(6) LNB, (6) ESP
Guaymas II	Sonora	Combustóleo	484	4	-
Pdte. Juárez	Baja California Norte	Combustóleo	620	6	-
P. Libertad	Sonora	Combustóleo	632	4	-
Río Bravo	Tamaulipas	Gas Natural	375	3	-
Salamanca	Guanajuato	Combustóleo	866	4	-
Samalayuca	Chihuahua	Combustóleo	316	2	-
Topolobampo	Sinaloa	Combustóleo	360	3	-
Tula	Hidalgo	Combustóleo	1500	5	-
Tuxpan	Veracruz	Combustóleo	2100	6	-
Valle de México	Estado de México	Natural Gas	750	4	(2) LNB
Villa de Reyes	San Luis Potosí	Combustóleo	700	2	-
Centrales de vapor pequeñas					
San Jerónimo	Nuevo León	Gas Natural	75	2	-
La Laguna	Durango	Gas Natural	39	1	-
Nachi Cocom	Yucatán	Combustóleo	49	2	-
Guaymas I	Sonora	Combustóleo	70	2	-
Poza Rica	Veracruz	Combustóleo	117	3	-
P. Prieta II	Baja California Sur	Combustóleo	112.5	3	-
Valladolid V	Yucatán	Combustóleo	75	2	-
Carboeléctricas					
Carbón II	Coahuila	Coal	1400	4	(4) LNB, (4) ESP
Río Escondido	Coahuila	Coal	1200	4	(4) ESP
Combined Cycle					
Dos Bocas C.	Veracruz	Gas Natural	452	6	-
Gómez Palacio	Durango	Gas Natural	200	3	-
Huinalá	Nuevo León	Gas Natural	827.86	7	-
Mérida III	Yucatán	Gas Natural	484	2	-
El Sauz	Quintana Roo	Gas Natural	218	4	-
Samalayuca I	Chihuahua	Gas Natural	521.76	6	-
Tula C.C.	Hidalgo	Gas Natural	482	6	-
Valladolid	Yucatán	Combustóleo	212	3	-

Tabla A.1b. Centrales eléctricas en el Sector Eléctrico Mexicano (SEM). Continuación...

Central	Ubicación	Combustible	Capacidad (MW)	No. Unidades	No. Unidades con algún tipo de control ¹
Turbina de gas + combustión interna					
A. del Coyote, TG	Tamaulipas	Diesel	24	2	-
Los Cabos, TG	Baja California Sur	Diesel	30	1	-
Culiacán TG	Sinaloa	Diesel	30	1	-
TG Cipres	Baja California Norte	Diesel	54.86	2	-
Cd. del Carmen, TG	Campeche	Diesel	14	1	-
Cancún, TG	Quintana Roo	Diesel	102	4	-
Cd. Obregón, TG	Sonora	Diesel	28	2	-
CTG Cozumel	Móvil	Diesel	25	2	-
Las Cruces, TG	Guerrero	Diesel	43	3	-
Constitución, TG	Baja California Sur	Diesel	33	1	-
Chihuahua TG	Chihuahua	Diesel	64	4	-
Chávez, TG	Coahuila	Gas natural	28	2	-
Esperanzas, TG	Coahuila	Diesel	12	1	-
Fundidora, TG	Nuevo León	Gas natural	12	1	-
TG Hermosillo	Sonora	Gas natural	132	1	-
TG Huites	Nuevo León	Gas natural	140	1	-
Ind. Carborca, TG	Sonora	Diesel	72	3	-
Industrial, TG	Chihuahua	Diesel	18	1	-
Lechería TJ	Estado de México	Gas natural	138	4	-
Leona, TG	Nuevo León	Gas natural	24	2	-
Laguna TG	Durango	Gas natural	56	4	-
Mérida, TG	Yucatán	Diesel	30	1	-
Monclova, TG	Coahuila	Gas natural	48	2	-
TG Mexicali	Baja California Norte	Diesel	62	3	-
Nachi Cocom, TG	Yucatán	Diesel	30	1	-
CTG Nizuc	Quintana Roo	Diesel	88	2	-
Nuevo Nogales, TG	Sonora	Diesel	17	1	-
Nonoalco TG	Distrito Federal	Gas natural	148	4	-
Pueblo Nuevo, TG	Sonora	Diesel	33	2	-
Parque, TG	Chihuahua	Diesel	87	4	-
Puerto San Carlos	Baja California Sur	Combustóleo	65	2	-
P. Prieta I, TG	Baja California Sur	Diesel	43	2	-
Emilio Portes Gil, TG	Tamaulipas	Gas natural	145	1	-
El Sauz TG	Querétaro	Gas natural	122	1	-
Tecnológico, TG	Nuevo León	Diesel	26	1	-
TG Tijuana	Baja California Norte	Diesel	210	3	-
Universidad, TG	Nuevo León	Gas natural	24	2	-
TG Valle	Estado de México	Gas natural	88	3	-
Constitución, CI	Baja California Sur	Diesel	10	4	-
Gro. Negro, CI	Baja California Sur	Diesel	13	12	-
Santa Rosalía, CI	Baja California Sur	Diesel	9	7	-
Xulha, TG	Quintana Roo	Diesel	14	1	-
Yécora, CI	Sonora	Diesel	1	3	-
Total			22172	242	

¹ LNB = Quemador de Bajo NOx (Low NOx Burner), EP = Precipitador Electrostático (Electrostatic Precipitator)



Table A.2a. Emisiones de bióxido de azufre de centrales termoeléctricas, 1995–2000.

Central	Generación Eléctrica (GWh/año)	SO ₂ (ton/año)					
		1995	1996	1997	1998	1999	2000
Centrales vapor grandes							
Altamira	3 492.677	62 455.214	71 459.555	87 563.316	89 055.795	86 637.703	86 161.044
Fco. Villa	2 379.757	44 697.749	46 653.285	49 274.841	46 763.465	38 533.750	40 059.375
Jorge Luque	504.569	262.004	203.811	0.000	0.000	0.000	0.000
Lerdo	2 134.992	38 056.600	37 364.677	39 391.880	38 409.579	40 012.972	39 779.759
Lerma	963.937	19 749.603	16 612.471	19 786.431	19 775.037	18 542.607	21 550.330
M Alvarez M	2 731.966	43 428.725	59 364.923	89 491.598	122 459.555	102 119.952	125 442.251
Mérida II	934.106	17 821.841	18 413.470	20 625.957	21 357.778	18 274.702	15 853.996
Manzanillo II	3 638.291	52 916.726	69 528.304	66 613.051	71 135.277	71 337.053	77 094.279
Monterrey	2 674.082	28 320.996	23 560.091	23 641.819	27 639.772	30 162.621	30 054.035
Mazatlán II	2 996.861	55 807.897	53 199.800	59 223.480	60 027.673	64 518.066	65 312.021
Petalcalco	6 052.993	94 887.539	43 597.742	109 567.841	198 260.404	177 237.406	214 473.867
Guaymas II	2 313.946	42 753.024	46 212.206	46 016.188	49 840.775	51 267.103	51 668.877
Pdte. Juárez U1-4	1 917.008	15 210.033	15 203.019	12 415.430	11 827.076	23 752.958	19 471.583
P. Libertad	3 154.170	56 323.503	62 205.859	64 484.776	63 437.814	66 878.383	65 429.432
Río Bravo	1 809.650	14 245.306	12 850.512	17 283.172	15 882.646	17 063.405	16 584.562
Salamanca	3 643.058	63 218.185	77 774.889	91 931.817	78 613.336	87 849.925	91 058.584
Samalayuca	2 356.786	14 717.024	14 676.861	13 874.959	14 728.479	21 043.037	24 686.282
Topolobampo	1 447.065	26 260.322	26 705.881	27 986.861	33 259.499	36 449.901	39 452.644
Pdte. Juárez U5-6	842.494	8 286.188	8 743.772	6 526.410	6 237.645		
Tula	9 734.760	158 749.397	148 413.494	154 151.472	160 788.051	139 282.485	150 690.888
Tuxpan	9 042.010	148 984.312	191 484.903	229 079.724	236 348.316	240 335.847	250 838.394
Valle de México	3 831.614	2 295.232	3 236.290	64.433	0.000	79.761	370.319
Villa de Reyes	4 347.693	64 945.120	58 776.228	69 598.072	58 076.668	58 013.253	75 481.595
Centrales vapor pequeñas							
Celaya	85.505	2 108.784	233.179				
San Jerónimo	55.477	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
La Laguna	132.124	2 871.261	1 019.598	316.331	16.549	35.268	0.000
Nachi Cocom	278.245	6 559.802	5 316.181	5 897.839	6 200.402	6 129.526	6 645.599
Guaymas I	122.156	3 348.644	3 556.834	4 150.403	4 700.874	5 109.235	5 560.479
Poza Rica	434.781	8 616.749	5 253.809	5 671.070	8 635.389	10 852.239	13 425.049
P. Prieta II	536.524	5 152.184	5 784.065	5 872.910	6 648.276	6 637.899	6 508.410
Valladolid V	412.186	8 195.242	6 168.186	7 804.372	8 374.501	7 396.207	8 128.774
Ciclo combinado							
Dos Bocas C.	1 568.331	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Gómez Palacio	944.065	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Huinalá	2 487.910	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Huinalá II	761.655						0.000
El Sauz	1 100.685	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Samalayuca I	1 495.718				0.000	0.000	0.000
Tula C.C.	3 611.155	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Valladolid	685.030	9 569.340	13 381.654	9 648.590	9 991.642	10 192.846	7 038.122

Table A.2b. Emisiones de bióxido de azufre de centrales termoeléctricas, 1995–2000.
Continuación...

Central	Generación Eléctrica (GWh/año)	SO ₂ (ton/año)					
		1995	1996	1997	1998	1999	2000
Turbina de gas + combustión interna							
A. del Coyote, TG	0.174	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Los Cabos, TG	9.089				0.000	0.000	0.000
Cabo Bello, TJ	0.128	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Culiacán TG	3.933	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
TG Cipres	3.044	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Cd. del Carmen, TG	7.763	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Cancún, TG	82.705	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Cd. Obregón, TG	0.663	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
CTJ Cozumel	39.400	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Las Cruces, TG	5.505	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Constitución, TG	11.466	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Chihuahua TG	10.889	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Chávez, TG	11.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Esperanzas, TG	0.109		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Fundidora, TG	0.418	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
TG Hermosillo	1.776				0.000	0.000	0.000
TG Huites	371.140					0.000	0.000
Ind. Carborca, TG	3.607	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Industrial, TG	1.160	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Lechería TJ	45.645	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Leona, TG	1.859	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Laguna TG	11.799	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Mérida, TG	38.162	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Monclova, TG	0.360	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
TG Mexicali	2.475	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Nachi Cocom, TG	21.774	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
CTG Nizuc	11.368	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Nuevo Nogales, TG	0.054					0.000	0.000
Nonoalco TJ	45.105	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Pueblo Nuevo, TG	1.372					0.000	0.000
Parque, TG	16.622	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Puerto San Carlos	289.429	2 990.790	3 539.484	3 910.032	2 014.254	2 638.116	2 721.384
P. Prieta I, TG	5.892	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Emilio Portes Gil, TG	410.450				0.000	0.000	0.000
El Sauz TG	649.444						0.000
Tecnológico, TG	0.219	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Topolobampo, TG	0.915	0.000	0.000				
TG Tijuana	1.183	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Universidad, TG	1.383	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
TJ Valle	38.010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Constitución, CI	6.209	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Gro. Negro, CI	27.578	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Santa Rosalía, CI	32.660	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Xulha, TG	35.792	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Yécora, CI	0.935	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
TOTAL	89 916.697	1123 805.338	1150 495.031	1341 865.074	1470 506.527	1438 384.225	1551 541.935



Apéndice B

Tablas de resultados del modelo de optimización desarrollado



Table B.1. Costos y emisiones evitadas por central eléctrica y opción de control de SO₂ seleccionadas

Central	Capacidad (MW)	Id Opción ²	Costo Inversión (10 ⁶ USD)	Costo O&M (10 ⁶ USD)	Costo Combustible (10 ⁶ USD)	Costo Total (10 ⁶ USD)	Emisiones Evitadas SO ₂ (10 ³ Ton)	Reducción de SO ₂ ³	Costo de Mitigación (USD/Ton SO ₂)
Altamira	800	1	244	75	47	365	1227	94.78%	297
		2	34	71	5	110	644	49.76%	171
		3	255	108	23	386	1229	94.89%	314
		6	110	0	522	631	1295	99.96%	488
		7	110	0	392	502	1295	99.96%	388
Carbón II	1400	1	310	112	42	464	1032	94.78%	449
		4	239	190	20	449	977	89.79%	460
		9	0	0	189	189	326	29.91%	580
Manzanillo I	1200	1	286	101	70	457	1787	94.78%	256
		2	40	96	8	144	938	49.75%	154
Manzanillo II ¹	700	1	151	64	45	260	1098	94.78%	237
		2	21	61	5	87	576	49.75%	152
		3	161	87	22	270	1099	94.89%	246
		7	106	0	428	534	1158	99.95%	461
Petacalco	2100	1	465	161	120	745	3055	94.78%	244
		3	482	247	58	787	3059	94.89%	257
		6	281	0	1452	1733	3222	99.96%	538
		7	281	0	1111	1393	3222	99.96%	432
Rio Escondido	1200	8	0	0	-1320	-1320	2073	64.29%	0
		1	266	110	43	419	1138	94.78%	368
		4	216	180	21	418	1078	89.79%	387
Salamanca	866	9	0	0	199	199	399	33.24%	498
		1	251	85	55	391	1297	94.78%	302
		2	35	81	6	122	681	49.75%	180
Tula	1500	3	263	117	27	407	1299	94.89%	314
		6	135	0	571	705	1368	99.95%	516
		1	357	135	100	592	2147	94.78%	276
		2	50	128	11	189	1127	49.76%	168
		3	377	188	49	615	2149	94.89%	286
Tuxpan	2100	5	677	0	0	677	888	39.19%	763
		6	213	0	978	1191	2264	99.95%	526
		1	454	186	132	773	3573	94.78%	216
		2	64	177	15	256	1875	49.74%	137
Villa de Reyes	700	3	482	259	65	805	3577	94.89%	225
		6	299	0	1618	1917	3768	99.96%	509
		1	151	61	46	258	1075	94.78%	240
		2	21	58	5	84	565	49.76%	149
Villa de Reyes	700	3	161	86	22	268	1077	94.89%	249
		6	115	0	463	579	1134	99.95%	510

¹ Incluye los resultados de la evaluación de la opción 7 en la central Manzanillo I

² Véase Tabla II – 2

³ Porcentaje en relación a las emisiones de SO₂ en el año de referencia


Tabla B.2. Opciones de control de emisiones de SO₂.

Id Opción	Nombre de la Opción
1	Tecnología Chiyoda
2	Tecnología Calider
3	Tecnología LSFO
4	Tecnología LSD
5	Planta de Hidrotratamiento de Combustóleo con 2% Azufre
6	Sustitución de Combustóleo por Gas Natural
7	Sustitución de Combustóleo por GNL con 0.5 USD diferencia con precio de GN
8	Sustitución de Combustóleo por Carbón importado vía marítima con 0.7% de contenido de azufre en peso
9	Sustitución de Carbón Nacional por carbón importado vía terrestre con 0.7% contenido de azufre en peso

Tabla B.3a. Resultados de costos y reducción de emisiones de SO₂ por unidad generadora y opción de control.

Central	Unidad No.	Capacidad Unidad (MW)	Id Opción ¹	Costo Inversión (10 ⁶ USD)	Costo O&M (10 ⁶ USD)	Costo Combustible (10 ⁶ USD)	Costo Total (10 ⁶ USD)	Reducción de SO ₂ ²	Costo de Mitigación (USD/Ton SO ₂)
Tula	1	300.00	1	71	27	20	118	94.78%	276
Tula	1	300.00	2	10	26	2	38	49.76%	168
Tula	1	300.00	3	75	38	10	123	94.89%	286
Tula	1	300.00	5	135	0	0	135	39.19%	763
Tula	1	300.00	6	43	0	196	238	99.95%	526
Tula	2	300.00	3	75	38	10	123	94.89%	286
Tula	2	300.00	5	135	0	0	135	39.19%	763
Tula	2	300.00	2	10	26	2	38	49.76%	168
Tula	2	300.00	1	71	27	20	118	94.78%	276
Tula	2	300.00	6	43	0	196	238	99.95%	526
Tula	3	300.00	1	71	27	20	118	94.78%	276
Tula	3	300.00	2	10	26	2	38	49.76%	168
Tula	3	300.00	3	75	38	10	123	94.89%	286
Tula	3	300.00	5	135	0	0	135	39.19%	763
Tula	3	300.00	6	43	0	196	238	99.95%	526
Tula	4	300.00	5	135	0	0	135	39.19%	763
Tula	4	300.00	6	43	0	196	238	99.95%	526
Tula	4	300.00	1	71	27	20	118	94.78%	276

Tabla B.3b. Resultados de costos y reducción de emisiones de SO₂ por unidad generadora y opción de control. Continua...

Central	Unidad No.	Capacidad Unidad (MW)	Id Opción ¹	Costo Inversión (10 ⁶ USD)	Costo O&M (10 ⁶ USD)	Costo Combustible (10 ⁶ USD)	Costo Total (10 ⁶ USD)	Reducción de SO ₂ ²	Costo de Mitigación (USD/Ton SO ₂)
Tula	4	300.00	3	75	38	10	123	94.89%	286
Tula	4	300.00	2	10	26	2	38	49.76%	168
Tula	5	300.00	5	135	0	0	135	39.19%	763
Tula	5	300.00	3	75	38	10	123	94.89%	286
Tula	5	300.00	2	10	26	2	38	49.76%	168
Tula	5	300.00	1	71	27	20	118	94.78%	276
Tula	5	300.00	6	43	0	196	238	99.95%	526
Salamanca	6	158.00	1	46	16	10	71	94.78%	302
Salamanca	6	158.00	2	6	15	1	22	49.75%	180
Salamanca	6	158.00	3	48	21	5	74	94.89%	314
Salamanca	6	158.00	6	25	0	104	129	99.95%	516
Salamanca	7	158.00	3	48	21	5	74	94.89%	314
Salamanca	7	158.00	2	6	15	1	22	49.75%	180
Salamanca	7	158.00	6	25	0	104	129	99.95%	516
Salamanca	7	158.00	1	46	16	10	71	94.78%	302
Salamanca	8	300.00	6	47	0	198	244	99.95%	516
Salamanca	8	300.00	3	91	41	9	141	94.89%	314
Salamanca	8	300.00	2	12	28	2	42	49.75%	180
Salamanca	8	300.00	1	87	30	19	135	94.78%	302
Salamanca	9	250.00	3	76	34	8	118	94.89%	314
Salamanca	9	250.00	2	10	23	2	35	49.75%	180
Salamanca	9	250.00	1	72	25	16	113	94.78%	302
Salamanca	9	250.00	6	39	0	165	204	99.95%	516
Altamira	10	150.00	2	6	13	1	21	49.76%	171
Altamira	10	150.00	10	21	0	66	87	99.96%	358
Altamira	10	150.00	7	21	0	73	94	99.96%	388
Altamira	10	150.00	6	21	0	98	118	99.96%	488
Altamira	10	150.00	3	48	20	4	72	94.89%	314
Altamira	10	150.00	1	46	14	9	68	94.78%	297
Altamira	11	150.00	3	48	20	4	72	94.89%	314
Altamira	11	150.00	1	46	14	9	68	94.78%	297
Altamira	11	150.00	7	21	0	73	94	99.96%	388
Altamira	11	150.00	6	21	0	98	118	99.96%	488
Altamira	11	150.00	10	21	0	66	87	99.96%	358



Tabla B.3c. Resultados de costos y reducción de emisiones de SO₂ por unidad generadora y opción de control. Continua...

Central	Unidad No.	Capacidad Unidad (MW)	Id Opción ¹	Costo Inversión (10 ⁶ USD)	Costo O&M (10 ⁶ USD)	Costo Combustible (10 ⁶ USD)	Costo Total (10 ⁶ USD)	Reducción de SO ₂ ²	Costo de Mitigación (USD/Ton SO ₂)
Altamira	11	150.00	2	6	13	1	21	49.76%	171
Altamira	12	250.00	10	34	0	111	145	99.96%	358
Altamira	12	250.00	7	34	0	122	157	99.96%	388
Altamira	12	250.00	6	34	0	163	197	99.96%	488
Altamira	12	250.00	3	80	34	7	121	94.89%	314
Altamira	12	250.00	2	11	22	2	34	49.76%	171
Tula	4	300.00	3	75	38	10	123	94.89%	286
Tula	4	300.00	2	10	26	2	38	49.76%	168
Tula	5	300.00	5	135	0	0	135	39.19%	763
Tula	5	300.00	3	75	38	10	123	94.89%	286
Tula	5	300.00	2	10	26	2	38	49.76%	168
Tula	5	300.00	1	71	27	20	118	94.78%	276
Tula	5	300.00	6	43	0	196	238	99.95%	526
Salamanca	6	158.00	1	46	16	10	71	94.78%	302
Salamanca	6	158.00	2	6	15	1	22	49.75%	180
Salamanca	6	158.00	3	48	21	5	74	94.89%	314
Salamanca	6	158.00	6	25	0	104	129	99.95%	516
Salamanca	7	158.00	3	48	21	5	74	94.89%	314
Salamanca	7	158.00	2	6	15	1	22	49.75%	180
Salamanca	7	158.00	6	25	0	104	129	99.95%	516
Salamanca	7	158.00	1	46	16	10	71	94.78%	302
Salamanca	8	300.00	6	47	0	198	244	99.95%	516
Salamanca	8	300.00	3	91	41	9	141	94.89%	314
Salamanca	8	300.00	2	12	28	2	42	49.75%	180
Salamanca	8	300.00	1	87	30	19	135	94.78%	302
Salamanca	9	250.00	3	76	34	8	118	94.89%	314
Salamanca	9	250.00	2	10	23	2	35	49.75%	180
Salamanca	9	250.00	1	72	25	16	113	94.78%	302
Salamanca	9	250.00	6	39	0	165	204	99.95%	516
Altamira	10	150.00	2	6	13	1	21	49.76%	171
Altamira	10	150.00	10	21	0	66	87	99.96%	358
Altamira	10	150.00	7	21	0	73	94	99.96%	388
Altamira	10	150.00	6	21	0	98	118	99.96%	488
Altamira	10	150.00	3	48	20	4	72	94.89%	314
Altamira	10	150.00	1	46	14	9	68	94.78%	297

Tabla B.3d. Resultados de costos y reducción de emisiones de SO₂ por unidad generadora y opción de control. Continua...

Central	Unidad No.	Capacidad Unidad (MW)	Id Opción ¹	Costo Inversión (10 ⁶ USD)	Costo O&M (10 ⁶ USD)	Costo Combustible (10 ⁶ USD)	Costo Total (10 ⁶ USD)	Reducción de SO ₂ ²	Costo de Mitigación (USD/Ton SO ₂)
Altamira	11	150.00	3	48	20	4	72	94.89%	314
Altamira	11	150.00	1	46	14	9	68	94.78%	297
Altamira	11	150.00	7	21	0	73	94	99.96%	388
Altamira	11	150.00	6	21	0	98	118	99.96%	488
Altamira	11	150.00	10	21	0	66	87	99.96%	358
Altamira	11	150.00	2	6	13	1	21	49.76%	171
Altamira	12	250.00	10	34	0	111	145	99.96%	358
Altamira	12	250.00	7	34	0	122	157	99.96%	388
Altamira	12	250.00	6	34	0	163	197	99.96%	488
Altamira	12	250.00	3	80	34	7	121	94.89%	314
Altamira	12	250.00	2	11	22	2	34	49.76%	171
Altamira	12	250.00	1	76	23	15	114	94.78%	297
Altamira	13	250.00	3	80	34	7	121	94.89%	314
Altamira	13	250.00	2	11	22	2	34	49.76%	171
Altamira	13	250.00	1	76	23	15	114	94.78%	297
Altamira	13	250.00	6	34	0	163	197	99.96%	488
Altamira	13	250.00	7	34	0	122	157	99.96%	388
Altamira	13	250.00	10	34	0	111	145	99.96%	358
Carbon II	14	350.00	1	77	28	10	116	94.78%	449
Carbon II	14	350.00	4	60	47	5	112	89.79%	460
Carbon II	14	350.00	9	0	0	47	47	29.91%	580
Carbon II	15	350.00	1	77	28	10	116	94.78%	449
Carbon II	15	350.00	4	60	47	5	112	89.79%	460
Carbon II	15	350.00	9	0	0	47	47	29.91%	580
Carbon II	16	350.00	1	77	28	10	116	94.78%	449
Carbon II	16	350.00	4	60	47	5	112	89.79%	460
Carbon II	16	350.00	9	0	0	47	47	29.91%	580
Carbon II	17	350.00	1	77	28	10	116	94.78%	449
Carbon II	17	350.00	4	60	47	5	112	89.79%	460
Carbon II	17	350.00	9	0	0	47	47	29.91%	580
Rio Escondido	18	300.00	9	0	0	50	50	33.24%	498
Rio Escondido	18	300.00	1	66	28	11	105	94.78%	368
Rio Escondido	18	300.00	4	54	45	5	104	89.79%	387
Rio Escondido	19	300.00	9	0	0	50	50	33.24%	498
Rio Escondido	19	300.00	1	66	28	11	105	94.78%	368
Rio Escondido	19	300.00	4	54	45	5	104	89.79%	387



Tabla B.3e. Resultados de costos y reducción de emisiones de SO₂ por unidad generadora y opción de control. Continua...

Central	Unidad No.	Capacidad Unidad (MW)	Id Opción ¹	Costo Inversión (10 ⁶ USD)	Costo O&M (10 ⁶ USD)	Costo Combustible (10 ⁶ USD)	Costo Total (10 ⁶ USD)	Reducción de SO ₂ ²	Costo de Mitigación (USD/Ton SO ₂)
Rio Escondido	20	300.00	9	0	0	50	50	33.24%	498
Rio Escondido	20	300.00	1	66	28	11	105	94.78%	368
Rio Escondido	20	300.00	4	54	45	5	104	89.79%	387
Rio Escondido	21	300.00	4	54	45	5	104	89.79%	387
Rio Escondido	21	300.00	9	0	0	50	50	33.24%	498
Rio Escondido	21	300.00	1	66	28	11	105	94.78%	368
Tuxpan	22	350.00	6	50	0	270	320	99.96%	509
Tuxpan	22	350.00	3	80	43	11	134	94.89%	225
Tuxpan	22	350.00	2	11	30	3	43	49.74%	137
Tuxpan	22	350.00	1	76	31	22	129	94.78%	216
Tuxpan	23	350.00	2	11	30	3	43	49.74%	137
Tuxpan	23	350.00	1	76	31	22	129	94.78%	216
Tuxpan	23	350.00	3	80	43	11	134	94.89%	225
Tuxpan	23	350.00	6	50	0	270	320	99.96%	509
Tuxpan	24	350.00	6	50	0	270	320	99.96%	509
Tuxpan	24	350.00	2	11	30	3	43	49.74%	137
Tuxpan	24	350.00	3	80	43	11	134	94.89%	225
Tuxpan	24	350.00	1	76	31	22	129	94.78%	216
Tuxpan	25	350.00	3	80	43	11	134	94.89%	225
Tuxpan	25	350.00	1	76	31	22	129	94.78%	216
Tuxpan	25	350.00	6	50	0	270	320	99.96%	509
Tuxpan	25	350.00	2	11	30	3	43	49.74%	137
Tuxpan	26	350.00	1	76	31	22	129	94.78%	216
Tuxpan	26	350.00	6	50	0	270	320	99.96%	509
Tuxpan	26	350.00	2	11	30	3	43	49.74%	137
Tuxpan	26	350.00	3	80	43	11	134	94.89%	225
Tuxpan	27	350.00	1	76	31	22	129	94.78%	216
Tuxpan	27	350.00	2	11	30	3	43	49.74%	137
Tuxpan	27	350.00	3	80	43	11	134	94.89%	225
Tuxpan	27	350.00	6	50	0	270	320	99.96%	509
Villa de Reyes	28	350.00	1	76	31	23	129	94.78%	240
Villa de Reyes	28	350.00	6	58	0	232	289	99.95%	510
Villa de Reyes	28	350.00	3	80	43	11	134	94.89%	249
Villa de Reyes	28	350.00	2	11	29	3	42	49.76%	149



Tabla B.3f. Resultados de costos y reducción de emisiones de SO₂ por unidad generadora y opción de control. Continua...

Central	Unidad No.	Capacidad Unidad (MW)	Id Opción ¹	Costo Inversión (10 ⁶ USD)	Costo O&M (10 ⁶ USD)	Costo Combustible (10 ⁶ USD)	Costo Total (10 ⁶ USD)	Reducción de SO ₂ ²	Costo de Mitigación (USD/Ton SO ₂)
Villa de Reyes	29	350.00	3	80	43	11	134	94.89%	249
Villa de Reyes	29	350.00	2	11	29	3	42	49.76%	149
Villa de Reyes	29	350.00	1	76	31	23	129	94.78%	240
Villa de Reyes	29	350.00	6	58	0	232	289	99.95%	510
Manzanillo I	30	300.00	1	71	25	17	114	94.78%	256
Manzanillo I	30	300.00	2	10	24	2	36	49.75%	154
Manzanillo I	31	300.00	2	10	24	2	36	49.75%	154
Manzanillo I	31	300.00	1	71	25	17	114	94.78%	256
Manzanillo I	32	300.00	1	71	25	17	114	94.78%	256
Manzanillo I	32	300.00	2	10	24	2	36	49.75%	154
Manzanillo I	33	300.00	1	71	25	17	114	94.78%	256
Manzanillo I	33	300.00	2	10	24	2	36	49.75%	154
Manzanillo II	34	350.00	10	53	0	193	246	99.95%	425
Manzanillo II	34	350.00	2	11	30	3	44	49.75%	152
Manzanillo II	34	350.00	7	53	0	214	267	99.95%	461
Manzanillo II	34	350.00	1	76	32	23	130	94.78%	237
Manzanillo II	34	350.00	3	80	44	11	135	94.89%	246
Manzanillo II	35	350.00	2	11	30	3	44	49.75%	152
Manzanillo II	35	350.00	3	80	44	11	135	94.89%	246
Manzanillo II	35	350.00	1	76	32	23	130	94.78%	237
Manzanillo II	35	350.00	10	53	0	193	246	99.95%	425
Manzanillo II	35	350.00	7	53	0	214	267	99.95%	461
Petalcalco	36	350.00	8	0	0	-220	-220	64.29%	0
Petalcalco	36	350.00	1	77	27	20	124	94.78%	244
Petalcalco	36	350.00	3	80	41	10	131	94.89%	257
Petalcalco	36	350.00	6	47	0	242	289	99.96%	538
Petalcalco	36	350.00	7	47	0	185	232	99.96%	432
Petalcalco	36	350.00	10	47	0	167	214	99.96%	399
Petalcalco	37	350.00	8	0	0	-220	-220	64.29%	0
Petalcalco	37	350.00	1	77	27	20	124	94.78%	244
Petalcalco	37	350.00	3	80	41	10	131	94.89%	257
Petalcalco	37	350.00	6	47	0	242	289	99.96%	538
Petalcalco	37	350.00	10	47	0	167	214	99.96%	399
Petalcalco	37	350.00	7	47	0	185	232	99.96%	432
Petalcalco	38	350.00	1	77	27	20	124	94.78%	244



Tabla B.3g. Resultados de costos y reducción de emisiones de SO₂ por unidad generadora y opción de control. Continúa...

Central	Unidad No.	Capacidad Unidad (MW)	Id Opción ¹	Costo Inversión (10 ⁶ USD)	Costo O&M (10 ⁶ USD)	Costo Combustible (10 ⁶ USD)	Costo Total (10 ⁶ USD)	Reducción de SO ₂ ²	Costo de Mitigación (USD/Ton SO ₂)
Petalcalco	38	350.00	3	80	41	10	131	94.89%	257
Petalcalco	38	350.00	6	47	0	242	289	99.96%	538
Petalcalco	38	350.00	7	47	0	185	232	99.96%	432
Petalcalco	38	350.00	10	47	0	167	214	99.96%	399
Petalcalco	38	350.00	8	0	0	-220	-220	64.29%	0
Petalcalco	39	350.00	8	0	0	-220	-220	64.29%	0
Petalcalco	39	350.00	3	80	41	10	131	94.89%	257
Petalcalco	39	350.00	6	47	0	242	289	99.96%	538
Petalcalco	39	350.00	7	47	0	185	232	99.96%	432
Petalcalco	39	350.00	10	47	0	167	214	99.96%	399
Petalcalco	39	350.00	1	77	27	20	124	94.78%	244
Petalcalco	40	350.00	6	47	0	242	289	99.96%	538
Petalcalco	40	350.00	3	80	41	10	131	94.89%	257
Petalcalco	40	350.00	7	47	0	185	232	99.96%	432
Petalcalco	40	350.00	10	47	0	167	214	99.96%	399
Petalcalco	40	350.00	8	0	0	-220	-220	64.29%	0
Petalcalco	40	350.00	1	77	27	20	124	94.78%	244
Petalcalco	41	350.00	3	80	41	10	131	94.89%	257
Petalcalco	41	350.00	6	47	0	242	289	99.96%	538
Petalcalco	41	350.00	7	47	0	185	232	99.96%	432
Petalcalco	41	350.00	10	47	0	167	214	99.96%	399
Petalcalco	41	350.00	8	0	0	-220	-220	64.29%	0
Petalcalco	41	350.00	1	77	27	20	124	94.78%	244

¹ Véase Tabla II – 2

² En relación a las emisiones de SO₂ en el año de referencia

Tabla B.4. Comparación de emisiones en el año de referencia y los límites establecidos por la norma 085-ECOL-1994

Central	Unidad No.	Zona Crítica (Norma 085)	A Emisiones de SO ₂ (Ton)	B Límite de emisiones de SO ₂ según Norma 085 (Ton)	A-B Emisiones de SO ₂ por arriba de la Norma 085 (Ton)
Tula	1	✓	30199	20365	9834
Tula	2	✓	30199	20365	9834
Tula	3	✓	30199	20365	9834
Tula	4	✓	30199	20365	9834
Tula	5	✓	30199	20365	9834
Salamanca	6	✓	16646	10490	6156
Salamanca	7	✓	16646	10490	6156
Salamanca	8	✓	31607	19917	11689
Salamanca	9	✓	26339	16598	9741
Altamira	10	✓	16188	9382	6806
Altamira	11	✓	16188	9382	6806
Altamira	12	✓	26980	15636	11343
Altamira	13	✓	26980	15636	11343
Carbon II	14		18144	42978	-24834
Carbon II	15		18144	42978	-24834
Carbon II	16		18144	42978	-24834
Carbon II	17		18144	42978	-24834
Rio Escondido	18		20019	45005	-24986
Rio Escondido	19		20019	45005	-24986
Rio Escondido	20		20019	45005	-24986
Rio Escondido	21		20019	45005	-24986
Tuxpan	22		41885	47566	-5681
Tuxpan	23		41885	47566	-5681
Tuxpan	24		41885	47566	-5681
Tuxpan	25		41885	47566	-5681
Tuxpan	26		41885	47566	-5681
Tuxpan	27		41885	47566	-5681
Villa de Reyes	28		37822	49463	-11641
Villa de Reyes	29		37822	49463	-11641
Manzanillo I	30		31421	37667	-6246
Manzanillo I	31		31421	37667	-6246
Manzanillo I	32		31421	37667	-6246
Manzanillo I	33		31421	37667	-6246
Manzanillo II	34		38622	49010	-10388
Manzanillo II	35		38622	49010	-10388
Petalcalco	36		35818	42972	-7154
Petalcalco	37		35818	42972	-7154
Petalcalco	38		35818	42972	-7154
Petalcalco	39		35818	42972	-7154
Petalcalco	40		35818	42972	-7154
Petalcalco	41		35818	42972	-7154

Tabla B.5. Combinación óptima de opciones de control para un nivel de reducción de 25% de las emisiones de SO₂ con beneficios económicos.

Central	Unidad No.	Id Opción ¹	Costo de Mitigación (USD/Ton SO ₂)	Costo Inversión (10 ⁶ USD)	Costo O&M (10 ⁶ USD)	Costo Combustible (10 ⁶ USD)	Costo Total (10 ⁶ USD)	% Reducción de emisiones de SO ₂ ²
Tula	1	2	168	10	26	2	38	1.23%
Tula	2	2	168	10	26	2	38	1.23%
Tula	3	2	168	10	26	2	38	1.23%
Tula	4	2	168	10	26	2	38	1.23%
Tula	5	2	168	10	26	2	38	1.23%
Salamanca	6	2	180	6	15	1	22	0.68%
Salamanca	7	2	180	6	15	1	22	0.68%
Salamanca	8	2	180	12	28	2	42	1.28%
Salamanca	9	2	180	10	23	2	35	1.07%
Altamira	10	2	171	6	13	1	21	0.66%
Altamira	11	2	171	6	13	1	21	0.66%
Altamira	12	2	171	11	22	2	34	1.09%
Altamira	13	2	171	11	22	2	34	1.09%
Petalcalco	36	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	37	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	38	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	39	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	40	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	41	8	0	0	0	-220	-220	1.88%

¹ Véase tabla B.2

² En relación a las emisiones totales de SO₂ de las 41 unidades generadoras analizadas

Tabla B.6. Combinación óptima de opciones de control para un nivel de reducción de 30% de las emisiones de SO₂ con beneficios económicos.

Central	Unidad No.	Id Opción ¹	Costo de Mitigación (USD/Ton SO ₂)	Costo Inversión (10 ⁶ USD)	Costo O&M (10 ⁶ USD)	Costo Combustible (10 ⁶ USD)	Costo Total (10 ⁶ USD)	% Reducción de emisiones de SO ₂ ²
Tula	1	2	168	10	26	2	38	1.23%
Tula	2	2	168	10	26	2	38	1.23%
Tula	3	2	168	10	26	2	38	1.23%
Tula	4	2	168	10	26	2	38	1.23%
Tula	5	2	168	10	26	2	38	1.23%
Salamanca	6	2	180	6	15	1	22	0.68%
Salamanca	7	2	180	6	15	1	22	0.68%
Salamanca	8	2	180	12	28	2	42	1.28%
Salamanca	9	2	180	10	23	2	35	1.07%
Altamira	10	2	171	6	13	1	21	0.66%
Altamira	11	2	171	6	13	1	21	0.66%
Altamira	12	2	171	11	22	2	34	1.09%
Altamira	13	2	171	11	22	2	34	1.09%
Tuxpan	22	2	137	11	30	3	43	1.70%
Manzanillo I	30	2	154	10	24	2	36	1.27%
Manzanillo I	31	2	154	10	24	2	36	1.27%
Manzanillo I	32	2	154	10	24	2	36	1.27%
Petalcalco	36	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	37	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	38	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	39	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	40	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	41	8	0	0	0	-220	-220	1.88%

¹ Véase tabla B.2

² En relación a las emisiones totales de SO₂ de las 41 unidades generadoras analizadas



Tabla B.7. Combinación óptima de opciones de control para un nivel de reducción de 40% de las emisiones de SO₂ con beneficios económicos.

Central	Unidad No.	Id Opción ¹	Costo de Mitigación (USD/Ton SO ₂)	Costo Inversión (10 ⁶ USD)	Costo O&M (10 ⁶ USD)	Costo Combustible (10 ⁶ USD)	Costo Total (10 ⁶ USD)	% Reducción de emisiones de SO ₂ ²
Tula	1	2	168	10	26	2	38	1.23%
Tula	2	2	168	10	26	2	38	1.23%
Tula	3	2	168	10	26	2	38	1.23%
Tula	4	2	168	10	26	2	38	1.23%
Tula	5	2	168	10	26	2	38	1.23%
Salamanca	6	2	180	6	15	1	22	0.68%
Salamanca	7	2	180	6	15	1	22	0.68%
Salamanca	8	2	180	12	28	2	42	1.28%
Salamanca	9	2	180	10	23	2	35	1.07%
Altamira	10	2	171	6	13	1	21	0.66%
Altamira	11	2	171	6	13	1	21	0.66%
Altamira	12	2	171	11	22	2	34	1.09%
Altamira	13	2	171	11	22	2	34	1.09%
Tuxpan	22	2	137	11	30	3	43	1.70%
Tuxpan	23	2	137	11	30	3	43	1.70%
Tuxpan	24	2	137	11	30	3	43	1.70%
Tuxpan	25	2	137	11	30	3	43	1.70%
Tuxpan	26	2	137	11	30	3	43	1.70%
Tuxpan	27	2	137	11	30	3	43	1.70%
Villa de Reyes	29	2	149	11	29	3	42	1.54%
Manzanillo I	31	2	154	10	24	2	36	1.27%
Manzanillo I	32	2	154	10	24	2	36	1.27%
Manzanillo I	33	2	154	10	24	2	36	1.27%
Petalcalco	36	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	37	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	38	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	39	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	40	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	41	8	0	0	0	-220	-220	1.88%

¹ Véase tabla B.2

² En relación a las emisiones totales de SO₂ de las 41 unidades generadoras analizadas

Tabla B.8. Combinación óptima de opciones de control para un nivel de reducción de 50% de las emisiones de SO₂ con beneficios económicos.

Central	Unidad No.	Id Opción ¹	Costo de Mitigación (USD/Ton SO ₂)	Costo Inversión (10 ⁶ USD)	Costo O&M (10 ⁶ USD)	Costo Combustible (10 ⁶ USD)	Costo Total (10 ⁶ USD)	% Reducción de emisiones de SO ₂ ²
Tula	1	2	168	10	26	2	38	1.23%
Tula	2	2	168	10	26	2	38	1.23%
Tula	3	2	168	10	26	2	38	1.23%
Tula	4	2	168	10	26	2	38	1.23%
Tula	5	2	168	10	26	2	38	1.23%
Salamanca	6	2	180	6	15	1	22	0.68%
Salamanca	7	2	180	6	15	1	22	0.68%
Salamanca	8	2	180	12	28	2	42	1.28%
Salamanca	9	1	302	72	25	16	113	2.04%
Altamira	10	2	171	6	13	1	21	0.66%
Altamira	11	2	171	6	13	1	21	0.66%
Altamira	12	2	171	11	22	2	34	1.09%
Altamira	13	2	171	11	22	2	34	1.09%
Tuxpan	22	2	137	11	30	3	43	1.70%
Tuxpan	23	2	137	11	30	3	43	1.70%
Tuxpan	24	2	137	11	30	3	43	1.70%
Tuxpan	25	1	216	76	31	22	129	3.24%
Tuxpan	26	1	216	76	31	22	129	3.24%
Tuxpan	27	2	137	11	30	3	43	1.70%
Villa de Reyes	28	2	149	11	29	3	42	1.54%
Villa de Reyes	29	2	149	11	29	3	42	1.54%
Manzanillo I	30	2	154	10	24	2	36	1.27%
Manzanillo I	31	2	154	10	24	2	36	1.27%
Manzanillo I	32	2	154	10	24	2	36	1.27%
Manzanillo I	33	2	154	10	24	2	36	1.27%
Manzanillo II	34	2	152	11	30	3	44	1.57%
Manzanillo II	35	2	152	11	30	3	44	1.57%
Petalcalco	36	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	37	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	38	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	39	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	40	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	41	8	0	0	0	-220	-220	1.88%

¹ Véase tabla B.2

² En relación a las emisiones totales de SO₂ de las 41 unidades generadoras analizadas


Tabla B.9. Combinación óptima de opciones de control para un nivel de reducción de 60% de las emisiones de SO₂ con beneficios económicos.

Central	Unidad No.	Id Opción ¹	Costo de Mitigación (USD/Ton SO ₂)	Costo Inversión (10 ⁶ USD)	Costo O&M (10 ⁶ USD)	Costo Combustible (10 ⁶ USD)	Costo Total (10 ⁶ USD)	% Reducción de emisiones de SO ₂ ²
Tula	1	2	168	10	26	2	38	1.23%
Tula	2	2	168	10	26	2	38	1.23%
Tula	3	2	168	10	26	2	38	1.23%
Tula	4	2	168	10	26	2	38	1.23%
Tula	5	2	168	10	26	2	38	1.23%
Salamanca	6	2	180	6	15	1	22	0.68%
Salamanca	7	2	180	6	15	1	22	0.68%
Salamanca	8	2	180	12	28	2	42	1.28%
Salamanca	9	2	180	10	23	2	35	1.07%
Altamira	10	2	171	6	13	1	21	0.66%
Altamira	11	2	171	6	13	1	21	0.66%
Altamira	12	2	171	11	22	2	34	1.09%
Altamira	13	2	171	11	22	2	34	1.09%
Carbon II	16	9	580	0	0	47	47	0.44%
Tuxpan	22	1	216	76	31	22	129	3.24%
Tuxpan	23	1	216	76	31	22	129	3.24%
Tuxpan	24	1	216	76	31	22	129	3.24%
Tuxpan	25	1	216	76	31	22	129	3.24%
Tuxpan	26	1	216	76	31	22	129	3.24%
Tuxpan	27	1	216	76	31	22	129	3.24%
Villa de Reyes	28	2	149	11	29	3	42	1.54%
Villa de Reyes	29	1	240	76	31	23	129	2.92%
Manzanillo I	30	2	154	10	24	2	36	1.27%
Manzanillo I	31	2	154	10	24	2	36	1.27%
Manzanillo I	32	2	154	10	24	2	36	1.27%
Manzanillo I	33	2	154	10	24	2	36	1.27%
Manzanillo II	34	1	237	76	32	23	130	2.99%
Manzanillo II	35	1	237	76	32	23	130	2.99%
Petalcalco	36	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	37	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	38	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	39	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	40	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	41	8	0	0	0	-220	-220	1.88%

¹ Véase tabla B.2

² En relación a las emisiones totales de SO₂ de las 41 unidades generadoras analizadas

Tabla B.10. Combinación óptima de opciones de control para un nivel de reducción de 70% de las emisiones de SO₂ con beneficios económicos.

Central	Unidad No.	Id Opción ¹	Costo de Mitigación (USD/Ton SO ₂)	Costo Inversión (10 ⁶ USD)	Costo O&M (10 ⁶ USD)	Costo Combustible (10 ⁶ USD)	Costo Total (10 ⁶ USD)	% Reducción de emisiones de SO ₂ ²
Tula	1	2	168	10	26	2	38	1.23%
Tula	2	2	168	10	26	2	38	1.23%
Tula	3	2	168	10	26	2	38	1.23%
Tula	4	2	168	10	26	2	38	1.23%
Tula	5	2	168	10	26	2	38	1.23%
Salamanca	6	2	180	6	15	1	22	0.68%
Salamanca	7	2	180	6	15	1	22	0.68%
Salamanca	8	2	180	12	28	2	42	1.28%
Salamanca	9	2	180	10	23	2	35	1.07%
Altamira	10	2	171	6	13	1	21	0.66%
Altamira	11	1	297	46	14	9	68	1.25%
Altamira	12	2	171	11	22	2	34	1.09%
Altamira	13	2	171	11	22	2	34	1.09%
Rio Escondido	18	1	368	66	28	11	105	1.55%
Rio Escondido	19	1	368	66	28	11	105	1.55%
Rio Escondido	20	1	368	66	28	11	105	1.55%
Rio Escondido	21	1	368	66	28	11	105	1.55%
Tuxpan	22	1	216	76	31	22	129	3.24%
Tuxpan	23	1	216	76	31	22	129	3.24%
Tuxpan	24	1	216	76	31	22	129	3.24%
Tuxpan	25	1	216	76	31	22	129	3.24%
Tuxpan	26	1	216	76	31	22	129	3.24%
Tuxpan	27	1	216	76	31	22	129	3.24%
Villa de Reyes	28	1	240	76	31	23	129	2.92%
Villa de Reyes	29	1	240	76	31	23	129	2.92%
Manzanillo I	30	2	154	10	24	2	36	1.27%
Manzanillo I	31	1	256	71	25	17	114	2.43%
Manzanillo I	32	2	154	10	24	2	36	1.27%
Manzanillo I	33	1	256	71	25	17	114	2.43%
Manzanillo II	34	1	237	76	32	23	130	2.99%
Manzanillo II	35	1	237	76	32	23	130	2.99%
Petalcalco	36	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	37	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	38	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	39	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	40	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	41	8	0	0	0	-220	-220	1.88%

¹ Véase tabla B.2

² En relación a las emisiones totales de SO₂ de las 41 unidades generadoras analizadas

Tabla B.11. Combinación óptima de opciones de control para un nivel de reducción de 80% de las emisiones de SO₂ con beneficios económicos.

Central	Unidad No.	Id Opción ¹	Costo de Mitigación (USD/Ton SO ₂)	Costo Inversión (10 ⁶ USD)	Costo O&M (10 ⁶ USD)	Costo Combustible (10 ⁶ USD)	Costo Total (10 ⁶ USD)	% Reducción de emisiones de SO ₂ ²
Tula	1	1	276	71	27	20	118	2.33%
Tula	2	1	276	71	27	20	118	2.33%
Tula	3	1	276	71	27	20	118	2.33%
Tula	4	1	276	71	27	20	118	2.33%
Tula	5	1	276	71	27	20	118	2.33%
Salamanca	6	2	180	6	15	1	22	0.68%
Salamanca	7	2	180	6	15	1	22	0.68%
Salamanca	8	1	302	87	30	19	135	2.44%
Salamanca	9	1	302	72	25	16	113	2.04%
Altamira	10	1	297	46	14	9	68	1.25%
Altamira	11	2	171	6	13	1	21	0.66%
Altamira	12	2	171	11	22	2	34	1.09%
Altamira	13	2	171	11	22	2	34	1.09%
Rio Escondido	18	1	368	66	28	11	105	1.55%
Rio Escondido	19	1	368	66	28	11	105	1.55%
Rio Escondido	20	1	368	66	28	11	105	1.55%
Rio Escondido	21	1	368	66	28	11	105	1.55%
Tuxpan	22	1	216	76	31	22	129	3.24%
Tuxpan	23	1	216	76	31	22	129	3.24%
Tuxpan	24	1	216	76	31	22	129	3.24%
Tuxpan	25	1	216	76	31	22	129	3.24%
Tuxpan	26	1	216	76	31	22	129	3.24%
Tuxpan	27	1	216	76	31	22	129	3.24%
Villa de Reyes	28	1	240	76	31	23	129	2.92%
Villa de Reyes	29	1	240	76	31	23	129	2.92%
Manzanillo I	30	1	256	71	25	17	114	2.43%
Manzanillo I	31	1	256	71	25	17	114	2.43%
Manzanillo I	32	1	256	71	25	17	114	2.43%
Manzanillo I	33	1	256	71	25	17	114	2.43%
Manzanillo II	34	1	237	76	32	23	130	2.99%
Manzanillo II	35	1	237	76	32	23	130	2.99%
Petalcalco	36	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	37	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	38	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	39	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	40	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	41	8	0	0	0	-220	-220	1.88%

¹ Véase tabla B.2

² En relación a las emisiones totales de SO₂ de las 41 unidades generadoras analizadas


Tabla B.12. Combinación óptima de opciones de control para un nivel de reducción de 90% de las emisiones de SO₂ con beneficios económicos.

Central	Unidad No.	Id Opción ¹	Costo de Mitigación (USD/Ton SO ₂)	Costo Inversión (10 ⁶ USD)	Costo O&M (10 ⁶ USD)	Costo Combustible (10 ⁶ USD)	Costo Total (10 ⁶ USD)	% Reducción de emisiones de SO ₂ ²
Tula	1	1	276	71	27	20	118	2.33%
Tula	2	1	276	71	27	20	118	2.33%
Tula	3	1	276	71	27	20	118	2.33%
Tula	4	1	276	71	27	20	118	2.33%
Tula	5	1	276	71	27	20	118	2.33%
Salamanca	6	1	302	46	16	10	71	1.29%
Salamanca	7	1	302	46	16	10	71	1.29%
Salamanca	8	1	302	87	30	19	135	2.44%
Salamanca	9	1	302	72	25	16	113	2.04%
Altamira	10	1	297	46	14	9	68	1.25%
Altamira	11	1	297	46	14	9	68	1.25%
Altamira	12	1	297	76	23	15	114	2.09%
Altamira	13	1	297	76	23	15	114	2.09%
Carbon II	14	4	460	60	47	5	112	1.33%
Carbon II	15	4	460	60	47	5	112	1.33%
Carbon II	16	4	460	60	47	5	112	1.33%
Carbon II	17	4	460	60	47	5	112	1.33%
Rio Escondido	18	1	368	66	28	11	105	1.55%
Rio Escondido	19	1	368	66	28	11	105	1.55%
Rio Escondido	20	1	368	66	28	11	105	1.55%
Rio Escondido	21	1	368	66	28	11	105	1.55%
Tuxpan	22	1	216	76	31	22	129	3.24%
Tuxpan	23	1	216	76	31	22	129	3.24%
Tuxpan	24	1	216	76	31	22	129	3.24%
Tuxpan	25	1	216	76	31	22	129	3.24%
Tuxpan	26	1	216	76	31	22	129	3.24%
Tuxpan	27	1	216	76	31	22	129	3.24%
Villa de Reyes	28	1	240	76	31	23	129	2.92%
Villa de Reyes	29	1	240	76	31	23	129	2.92%
Manzanillo I	30	1	256	71	25	17	114	2.43%
Manzanillo I	31	1	256	71	25	17	114	2.43%
Manzanillo I	32	1	256	71	25	17	114	2.43%
Manzanillo I	33	1	256	71	25	17	114	2.43%
Manzanillo II	34	1	237	76	32	23	130	2.99%
Manzanillo II	35	1	237	76	32	23	130	2.99%
Petalcalco	36	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	37	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	38	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	39	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	40	8	0	0	0	-220	-220	1.88%
Petalcalco	41	1	244	77	27	20	124	2.77%

¹ Véase tabla B.2

² En relación a las emisiones totales de SO₂ de las 41 unidades generadoras analizadas


Tabla B.13. Equivalencia del nivel de reducción de emisiones analizado y la reducción de emisiones de SO₂ del SEM

% Nivel de Reducción Modelo	% Reducción de emisiones globales
25%	18%
30%	22%
40%	29%
50%	36%
60%	43%
70%	50%
80%	57%
90%	65%

 Tabla B.14. Combinación óptima de opciones de control para un nivel de reducción de 16% de las emisiones de SO₂ sin beneficios económicos

Central	Unidad No.	Id Opción¹	Costo de Mitigación (USD/Ton SO₂)	Costo Inversión (10⁶ USD)	Costo O&M (10⁶ USD)	Costo Combustible (10⁶ USD)	Costo Total (10⁶ USD)	% Reducción de emisiones de SO₂²
Tula	1	2	168	10	26	2	38	1.49%
Tula	2	2	168	10	26	2	38	1.49%
Tula	3	2	168	10	26	2	38	1.49%
Tula	4	2	168	10	26	2	38	1.49%
Tula	5	2	168	10	26	2	38	1.49%
Salamanca	6	2	180	6	15	1	22	0.82%
Salamanca	7	2	180	6	15	1	22	0.82%
Salamanca	8	2	180	12	28	2	42	1.56%
Salamanca	9	2	180	10	23	2	35	1.30%
Altamira	10	2	171	6	13	1	21	0.80%
Altamira	11	2	171	6	13	1	21	0.80%
Altamira	12	2	171	11	22	2	34	1.33%
Altamira	13	2	171	11	22	2	34	1.33%

¹ Véase tabla B.2

² En relación a las emisiones totales de SO₂ de las 35 unidades generadoras analizadas

Tabla B.15. Combinación óptima de opciones de control para un nivel de reducción de 20% de las emisiones de SO₂ sin beneficios económicos

Central	Unidad No.	Id Opción ¹	Costo de Mitigación (USD/Ton SO ₂)	Costo Inversión (10 ⁶ USD)	Costo O&M (10 ⁶ USD)	Costo Combustible (10 ⁶ USD)	Costo Total (10 ⁶ USD)	% Reducción de emisiones de SO ₂ ²
Tula	1	2	168	10	26	2	38	1.49%
Tula	2	2	168	10	26	2	38	1.49%
Tula	3	2	168	10	26	2	38	1.49%
Tula	4	2	168	10	26	2	38	1.49%
Tula	5	2	168	10	26	2	38	1.49%
Salamanca	6	2	180	6	15	1	22	0.82%
Salamanca	7	2	180	6	15	1	22	0.82%
Salamanca	8	2	180	12	28	2	42	1.56%
Salamanca	9	2	180	10	23	2	35	1.30%
Altamira	10	2	171	6	13	1	21	0.80%
Altamira	11	2	171	6	13	1	21	0.80%
Altamira	12	2	171	11	22	2	34	1.33%
Altamira	13	2	171	11	22	2	34	1.33%
Tuxpan	23	2	137	11	30	3	43	2.06%
Villa de Reyes	28	2	149	11	29	3	42	1.86%

¹ Véase tabla B.2

² En relación a las emisiones totales de SO₂ de las 35 unidades generadoras analizadas

Tabla B.16. Combinación óptima de opciones de control para un nivel de reducción de 30% de las emisiones de SO₂ sin beneficios económicos

Central	Unidad No.	Id Opción ¹	Costo de Mitigación (USD/Ton SO ₂)	Costo Inversión (10 ⁶ USD)	Costo O&M (10 ⁶ USD)	Costo Combustible (10 ⁶ USD)	Costo Total (10 ⁶ USD)	% Reducción de emisiones de SO ₂ ²
Tula	1	2	168	10	26	2	38	1.49%
Tula	2	2	168	10	26	2	38	1.49%
Tula	3	2	168	10	26	2	38	1.49%
Tula	4	2	168	10	26	2	38	1.49%
Tula	5	2	168	10	26	2	38	1.49%
Salamanca	6	2	180	6	15	1	22	0.82%
Salamanca	7	2	180	6	15	1	22	0.82%
Salamanca	8	2	180	12	28	2	42	1.56%
Salamanca	9	2	180	10	23	2	35	1.30%
Altamira	10	2	171	6	13	1	21	0.80%
Altamira	11	2	171	6	13	1	21	0.80%
Altamira	12	2	171	11	22	2	34	1.33%
Altamira	13	2	171	11	22	2	34	1.33%



Tuxpan	22	2	137	11	30	3	43	2.06%
Tuxpan	23	2	137	11	30	3	43	2.06%
Tuxpan	24	2	137	11	30	3	43	2.06%
Tuxpan	25	2	137	11	30	3	43	2.06%
Tuxpan	26	2	137	11	30	3	43	2.06%
Tuxpan	27	2	137	11	30	3	43	2.06%
Manzanillo I	30	2	154	10	24	2	36	1.55%

¹ Véase tabla B.2

² En relación a las emisiones totales de SO₂ de las 35 unidades generadoras analizadas

Tabla B.17. Combinación óptima de opciones de control para un nivel de reducción de 40% de las emisiones de SO₂ sin beneficios económicos

Central	Unidad No.	Id Opción ¹	Costo de Mitigación (USD/Ton SO ₂)	Costo Inversión (10 ⁶ USD)	Costo O&M (10 ⁶ USD)	Costo Combustible (10 ⁶ USD)	Costo Total (10 ⁶ USD)	% Reducción de emisiones de SO ₂ ²
Tula	1	2	168	10	26	2	38	1.49%
Tula	2	2	168	10	26	2	38	1.49%
Tula	3	2	168	10	26	2	38	1.49%
Tula	4	2	168	10	26	2	38	1.49%
Tula	5	2	168	10	26	2	38	1.49%
Salamanca	6	2	180	6	15	1	22	0.82%
Salamanca	7	2	180	6	15	1	22	0.82%
Salamanca	8	2	180	12	28	2	42	1.56%
Salamanca	9	2	180	10	23	2	35	1.30%
Altamira	10	2	171	6	13	1	21	0.80%
Altamira	11	2	171	6	13	1	21	0.80%
Altamira	12	2	171	11	22	2	34	1.33%
Altamira	13	2	171	11	22	2	34	1.33%
Tuxpan	22	2	137	11	30	3	43	2.06%
Tuxpan	23	2	137	11	30	3	43	2.06%
Tuxpan	24	2	137	11	30	3	43	2.06%
Tuxpan	25	2	137	11	30	3	43	2.06%
Tuxpan	26	2	137	11	30	3	43	2.06%
Tuxpan	27	2	137	11	30	3	43	2.06%
Villa de Reyes	28	2	149	11	29	3	42	1.86%
Villa de Reyes	29	2	149	11	29	3	42	1.86%
Manzanillo I	30	2	154	10	24	2	36	1.55%
Manzanillo I	31	2	154	10	24	2	36	1.55%
Manzanillo I	32	2	154	10	24	2	36	1.55%
Manzanillo I	33	2	154	10	24	2	36	1.55%
Manzanillo II	35	2	152	11	30	3	44	1.90%

¹ Véase tabla B.2

² En relación a las emisiones totales de SO₂ de las 35 unidades generadoras analizadas

Tabla B.18. Combinación óptima de opciones de control para un nivel de reducción de 50% de las emisiones de SO₂ sin beneficios económicos



Central	Unidad No.	Id Opción ¹	Costo de Mitigación (USD/Ton SO ₂)	Costo Inversión (10 ⁶ USD)	Costo O&M (10 ⁶ USD)	Costo Combustible (10 ⁶ USD)	Costo Total (10 ⁶ USD)	% Reducción de emisiones de SO ₂ ²
Tula	1	2	168	10	26	2	38	1.49%
Tula	2	2	168	10	26	2	38	1.49%
Tula	3	2	168	10	26	2	38	1.49%
Tula	4	2	168	10	26	2	38	1.49%
Tula	5	2	168	10	26	2	38	1.49%
Salamanca	6	2	180	6	15	1	22	0.82%
Salamanca	7	2	180	6	15	1	22	0.82%
Salamanca	8	2	180	12	28	2	42	1.56%
Salamanca	9	2	180	10	23	2	35	1.30%
Altamira	10	2	171	6	13	1	21	0.80%
Altamira	11	2	171	6	13	1	21	0.80%
Altamira	12	2	171	11	22	2	34	1.33%
Altamira	13	2	171	11	22	2	34	1.33%
Carbon II	16	9	580	0	0	47	47	0.54%
Tuxpan	22	1	216	76	31	22	129	3.93%
Tuxpan	23	2	137	11	30	3	43	2.06%
Tuxpan	24	1	216	76	31	22	129	3.93%
Tuxpan	25	1	216	76	31	22	129	3.93%
Tuxpan	26	1	216	76	31	22	129	3.93%
Tuxpan	27	2	137	11	30	3	43	2.06%
Villa de Reyes	28	2	149	11	29	3	42	1.86%
Villa de Reyes	29	2	149	11	29	3	42	1.86%
Manzanillo I	30	2	154	10	24	2	36	1.55%
Manzanillo I	31	2	154	10	24	2	36	1.55%
Manzanillo I	32	2	154	10	24	2	36	1.55%
Manzanillo I	33	2	154	10	24	2	36	1.55%
Manzanillo II	34	2	152	11	30	3	44	1.90%
Manzanillo II	35	2	152	11	30	3	44	1.90%

¹ Véase tabla B.2

² En relación a las emisiones totales de SO₂ de las 35 unidades generadoras analizadas

Tabla B.19. Combinación óptima de opciones de control para un nivel de reducción de 60% de las emisiones de SO₂ sin beneficios económicos

Central	Unidad No.	Id Opción ¹	Costo de Mitigación (USD/Ton SO ₂)	Costo Inversión (10 ⁶ USD)	Costo O&M (10 ⁶ USD)	Costo Combustible (10 ⁶ USD)	Costo Total (10 ⁶ USD)	% Reducción de emisiones de SO ₂ ²
Tula	1	2	168	10	26	2	38	1.49%
Tula	2	2	168	10	26	2	38	1.49%
Tula	3	2	168	10	26	2	38	1.49%
Tula	4	2	168	10	26	2	38	1.49%
Tula	5	2	168	10	26	2	38	1.49%
Salamanca	6	2	180	6	15	1	22	0.82%
Salamanca	7	2	180	6	15	1	22	0.82%
Salamanca	8	2	180	12	28	2	42	1.56%
Salamanca	9	2	180	10	23	2	35	1.30%
Altamira	10	2	171	6	13	1	21	0.80%
Altamira	11	2	171	6	13	1	21	0.80%
Altamira	12	2	171	11	22	2	34	1.33%
Altamira	13	2	171	11	22	2	34	1.33%
Tuxpan	22	1	216	76	31	22	129	3.93%
Tuxpan	23	1	216	76	31	22	129	3.93%
Tuxpan	24	1	216	76	31	22	129	3.93%
Tuxpan	25	1	216	76	31	22	129	3.93%
Tuxpan	26	1	216	76	31	22	129	3.93%
Tuxpan	27	1	216	76	31	22	129	3.93%
Villa de Reyes	28	1	240	76	31	23	129	3.55%
Villa de Reyes	29	1	240	76	31	23	129	3.55%
Manzanillo I	30	2	154	10	24	2	36	1.55%
Manzanillo I	31	2	154	10	24	2	36	1.55%
Manzanillo I	32	2	154	10	24	2	36	1.55%
Manzanillo I	33	2	154	10	24	2	36	1.55%
Manzanillo II	34	1	237	76	32	23	130	3.62%
Manzanillo II	35	1	237	76	32	23	130	3.62%

¹ Véase tabla B.2

² En relación a las emisiones totales de SO₂ de las 35 unidades generadoras analizadas

Tabla B.20. Combinación óptima de opciones de control para un nivel de reducción de 70% de las emisiones de SO₂ sin beneficios económicos

Central	Unidad No.	Id Opción ¹	Costo de Mitigación (USD/Ton SO ₂)	Costo Inversión (10 ⁶ USD)	Costo O&M (10 ⁶ USD)	Costo Combustible (10 ⁶ USD)	Costo Total (10 ⁶ USD)	% Reducción de emisiones de SO ₂ ²
Tula	1	2	168	10	26	2	38	1.49%
Tula	2	2	168	10	26	2	38	1.49%
Tula	3	2	168	10	26	2	38	1.49%
Tula	4	2	168	10	26	2	38	1.49%
Tula	5	2	168	10	26	2	38	1.49%
Salamanca	6	2	180	6	15	1	22	0.82%
Salamanca	7	2	180	6	15	1	22	0.82%
Salamanca	8	2	180	12	28	2	42	1.56%
Salamanca	9	2	180	10	23	2	35	1.30%
Altamira	10	2	171	6	13	1	21	0.80%
Altamira	11	2	171	6	13	1	21	0.80%
Altamira	12	2	171	11	22	2	34	1.33%
Altamira	13	2	171	11	22	2	34	1.33%
Rio Escondido	19	1	368	66	28	11	105	1.88%
Rio Escondido	20	1	368	66	28	11	105	1.88%
Rio Escondido	21	1	368	66	28	11	105	1.88%
Tuxpan	22	1	216	76	31	22	129	3.93%
Tuxpan	23	1	216	76	31	22	129	3.93%
Tuxpan	24	1	216	76	31	22	129	3.93%
Tuxpan	25	1	216	76	31	22	129	3.93%
Tuxpan	26	1	216	76	31	22	129	3.93%
Tuxpan	27	1	216	76	31	22	129	3.93%
Villa de Reyes	28	1	240	76	31	23	129	3.55%
Villa de Reyes	29	1	240	76	31	23	129	3.55%
Manzanillo I	30	1	256	71	25	17	114	2.95%
Manzanillo I	31	1	256	71	25	17	114	2.95%
Manzanillo I	32	1	256	71	25	17	114	2.95%
Manzanillo I	33	2	154	10	24	2	36	1.55%
Manzanillo II	34	1	237	76	32	23	130	3.62%
Manzanillo II	35	1	237	76	32	23	130	3.62%

¹ Véase tabla B.2

² En relación a las emisiones totales de SO₂ de las 35 unidades generadoras analizadas

Tabla B.21. Combinación óptima de opciones de control para un nivel de reducción de 80% de las emisiones de SO₂ sin beneficios económicos

Central	Unidad No.	Id Opción ¹	Costo de Mitigación (USD/Ton SO ₂)	Costo Inversión (10 ⁶ USD)	Costo O&M (10 ⁶ USD)	Costo Combustible (10 ⁶ USD)	Costo Total (10 ⁶ USD)	% Reducción de emisiones de SO ₂ ²
Tula	1	1	276	71	27	20	118	2.83%
Tula	2	1	276	71	27	20	118	2.83%
Tula	3	1	276	71	27	20	118	2.83%
Tula	4	1	276	71	27	20	118	2.83%
Tula	5	1	276	71	27	20	118	2.83%
Salamanca	6	2	180	6	15	1	22	0.82%
Salamanca	7	2	180	6	15	1	22	0.82%
Salamanca	8	2	180	12	28	2	42	1.56%
Salamanca	9	2	180	10	23	2	35	1.30%
Altamira	10	2	171	6	13	1	21	0.80%
Altamira	11	2	171	6	13	1	21	0.80%
Altamira	12	2	171	11	22	2	34	1.33%
Altamira	13	2	171	11	22	2	34	1.33%
Rio Escondido	18	1	368	66	28	11	105	1.88%
Rio Escondido	19	1	368	66	28	11	105	1.88%
Rio Escondido	20	1	368	66	28	11	105	1.88%
Rio Escondido	21	1	368	66	28	11	105	1.88%
Tuxpan	22	1	216	76	31	22	129	3.93%
Tuxpan	23	1	216	76	31	22	129	3.93%
Tuxpan	24	1	216	76	31	22	129	3.93%
Tuxpan	25	1	216	76	31	22	129	3.93%
Tuxpan	26	1	216	76	31	22	129	3.93%
Tuxpan	27	1	216	76	31	22	129	3.93%
Villa de Reyes	28	1	240	76	31	23	129	3.55%
Villa de Reyes	29	1	240	76	31	23	129	3.55%
Manzanillo I	30	1	256	71	25	17	114	2.95%
Manzanillo I	31	1	256	71	25	17	114	2.95%
Manzanillo I	32	1	256	71	25	17	114	2.95%
Manzanillo I	33	1	256	71	25	17	114	2.95%
Manzanillo II	34	1	237	76	32	23	130	3.62%
Manzanillo II	35	1	237	76	32	23	130	3.62%

¹ Véase tabla B.2

² En relación a las emisiones totales de SO₂ de las 35 unidades generadoras analizadas


Tabla B.22. Combinación óptima de opciones de control para un nivel de reducción de 80% de las emisiones de SO₂ sin beneficios económicos

Central	Unidad No.	Id Opción ¹	Costo de Mitigación (USD/Ton SO ₂)	Costo Inversión (10 ⁶ USD)	Costo O&M (10 ⁶ USD)	Costo Combustible (10 ⁶ USD)	Costo Total (10 ⁶ USD)	% Reducción de emisiones de SO ₂ ²
Tula	1	1	276	71	27	20	118	2.83%
Tula	2	1	276	71	27	20	118	2.83%
Tula	3	1	276	71	27	20	118	2.83%
Tula	4	1	276	71	27	20	118	2.83%
Tula	5	1	276	71	27	20	118	2.83%
Salamanca	6	1	302	46	16	10	71	1.56%
Salamanca	7	1	302	46	16	10	71	1.56%
Salamanca	8	1	302	87	30	19	135	2.96%
Salamanca	9	2	180	10	23	2	35	1.30%
Altamira	10	1	297	46	14	9	68	1.52%
Altamira	11	1	297	46	14	9	68	1.52%
Altamira	12	1	297	76	23	15	114	2.53%
Altamira	13	1	297	76	23	15	114	2.53%
Carbon II	15	4	460	60	47	5	112	1.61%
Carbon II	16	4	460	60	47	5	112	1.61%
Rio Escondido	18	1	368	66	28	11	105	1.88%
Rio Escondido	19	1	368	66	28	11	105	1.88%
Rio Escondido	20	1	368	66	28	11	105	1.88%
Rio Escondido	21	1	368	66	28	11	105	1.88%
Tuxpan	22	1	216	76	31	22	129	3.93%
Tuxpan	23	1	216	76	31	22	129	3.93%
Tuxpan	24	1	216	76	31	22	129	3.93%
Tuxpan	25	1	216	76	31	22	129	3.93%
Tuxpan	26	1	216	76	31	22	129	3.93%
Tuxpan	27	1	216	76	31	22	129	3.93%
Villa de Reyes	28	1	240	76	31	23	129	3.55%
Villa de Reyes	29	1	240	76	31	23	129	3.55%
Manzanillo I	30	1	256	71	25	17	114	2.95%
Manzanillo I	31	1	256	71	25	17	114	2.95%
Manzanillo I	32	1	256	71	25	17	114	2.95%
Manzanillo I	33	1	256	71	25	17	114	2.95%
Manzanillo II	34	1	237	76	32	23	130	3.62%
Manzanillo II	35	1	237	76	32	23	130	3.62%

¹ Véase tabla B.2

² En relación a las emisiones totales de SO₂ de las 35 unidades generadoras analizadas

Tabla B.23. Equivalencia del nivel de reducción de emisiones analizado y la reducción de emisiones de SO₂ del SEM

% Nivel de reducción del modelo	% Reducción de emisiones en el SEM
16%	10%
20%	12%
30%	18%
40%	24%
50%	30%
60%	36%
70%	41%
80%	47%
90%	53%

Tabla B.24. Costo promedio de reducción de 1% de emisiones de SO₂ para cada nivel de reducción: caso con beneficios económicos.

Nivel de reducción de SO₂	Costo promedio (10⁶ USD)
Hasta 25%	-
Hasta 30%	-
Hasta 40%	-
Hasta 50%	-
Hasta 60%	8
Hasta 70%	17
Hasta 80%	24
Hasta 90%	33

Tabla B.25. Costo promedio de reducción de 1% de emisiones de SO₂ para cada nivel de reducción: caso sin beneficios económicos.

Nivel de reducción de SO₂	Costo promedio (10⁶ USD)
Hasta 20%	25
Hasta 30%	24
Hasta 40%	24
Hasta 50%	28
Hasta 60%	31
Hasta 70%	34
Hasta 80%	37
Hasta 90%	41