



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

Facultad de Estudios Superiores Zaragoza

**“METODOLOGIA DE ESTIMACION DE
EMISIONES CONTAMINANTES
PROCEDENTES DEL SECTOR ELECTRICO”**

TESIS PROFESIONAL

Que para obtener el título de

INGENIERO QUIMICO

PRESENTA:

Olivares Osorno Brenda

Director de tesis: I. Q. I. Hugo Landa Fonseca



México D.F. Febrero 2016



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

DEDICATORIA Y AGRADECIMIENTOS

Dedicado a mis familiares y amigos, especialmente mis PADRES y HERMANOS que estuvieron presentes en cada etapa de mi desarrollo profesional, siempre para brindarme su apoyo y comprensión. Sin ellos nada de esto hubiese sido posible.

Agradezco infinitamente...

A mis compañeros de trabajo y amigos de la Dirección General de Gestión de la calidad del aire y registro y transferencia de contaminantes DGGCARETC y de CINPRO S. de R.L: Angélica Velázquez, Artemisa Avendaño, Arturo Amador, Claudia Márquez, Ernesto Reyes, Elizabeth Cordero, Nohemí Serralde, Pedrito, Roberto Martínez, Rossy Bernabé y a todos aquellos que colaboraron en mi formación y que en su momento me apoyaron durante el desarrollo de éste trabajo. Especialmente a mi director de tesis Hugo Landa Fonseca por su paciencia, confianza y apoyo que siempre me ha brindado.

A todos mis profesores de la carrera de Ingeniería química por sus conocimientos, consejos y experiencias compartidas. Debo en gran parte a ellos la conclusión de mis estudios universitarios.

A todos mis amigos de la FES Zaragoza por tantas vivencias compartidas.

Finalmente sin todas estas personas no hubiese concluido esta meta personal.

Sin olvidar agradecer a la máxima casa de estudios la **H. Universidad Nacional Autónoma de México UNAM**, por ser mi hogar durante mis estudios.

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

México D.F Febrero 2016

INDICE

RESUMEN EJECUTIVO	5
INTRODUCCION	6
MARCO TEORICO	9
ANTECEDENTES	12
OBJETIVO	17
CAPITULO 1. LA GENERACION ELECTRICA EN MEXICO	18
1.1 Historia de la generación eléctrica en México	18
1.2 Situación de la industria de generación eléctrica en México	21
1.3 Tecnologías de generación eléctrica en México	29
1.3.1 Central térmica de vapor convencional	31
1.3.2 Central térmica de ciclo combinado	32
1.3.3 Central carboeléctrica	34
1.3.4 Tecnología Dual	35
1.3.5 Central Turbogas	36
1.3.6 Central de Combustión Interna	37
1.4 Combustibles en la generación eléctrica	38
1.5 Tecnologías de control de emisiones	40
CAPITULO 2. CONTAMINACION ATMOSFERICA Y TIPOS DE CONTAMINANTES	43
2.1 Atmósfera	43
2.1.1 Capas de la atmósfera terrestre	43
2.1.2 El aire	45
2.2 Contaminantes Criterio	47
2.3 Gases de Efecto Invernadero	50
CAPITULO 3. NORMATIVIDAD Y EFECTOS EN LA SALUD DE LOS INDIVIDUOS Y SU MEDIO AMBIENTE	53
3.1 Normatividad	53
3.1.1 Normas de salud ambiental	54
3.1.2 Normas de especificaciones en combustibles fósiles	55

3.1.3 Normatividad técnica (medición de concentraciones)	56
3.1.4 Normas de control	57
3.2 Efectos en la salud	58
3.3 Efectos en el medio ambiente	65
3.3.1 Efectos de los contaminantes en áreas urbanas	66
3.3.2 Efectos en el entorno	69
3.3.3 Costos asociados	72
CAPITULO 4. TECNICAS DE ESTIMACION DE EMISIONES	74
4.1 Estimación de emisiones mediante muestreo en fuente	75
4.1.1 Aplicación de la técnica de muestreo en la fuente en la estimación de emisiones.	81
4.2 Estimación de emisiones mediante factores de emisión	84
4.2.1 Aplicación de la técnica de factores de emisión.	85
4.3 Estimación de emisiones mediante dato histórico (extrapolación)	93
4.3.1 Aplicación de la técnica de dato histórico.	94
CAPITULO 5. METODOLOGIA PROPUESTA PARA LA ESTIMACION DE EMISIONES PROCEDENTES DE CENTRALES DE GENERACION ELECTRICA	95
5.1 Selección de las técnicas para estimación de las emisiones	95
5.2 Requerimientos de información y fuente de consulta	96
5.3 Estimación de emisiones mediante la técnica de Medición en fuente (directa).	98
5.4 Estimación mediante la técnica de Factores de emisión.	100
5.5 Esquema de la metodología propuesta para la estimación de emisiones procedentes del sector eléctrico .	101
CAPITULO 6. ESTUDIOS DE CASO	102
6.1 Selección de las tecnologías a estudiar	102
6.2 Estudio de caso 1: Central "A"	104
6.2.1 Descripción y diagrama de flujo del proceso.	104
6.2.2 Equipos de control de emisiones.	104
6.2.3 Determinación de las emisiones.	106
6.3 Estudio de caso 2: Central "B"	112
6.3.1 Descripción y diagrama de flujo del proceso.	112
6.3.2 Equipos de control de emisiones.	112
6.3.3 Determinación de las emisiones.	114

6.4 Estudio de caso 3: Central “C”	136
6.4.1 Descripción y diagrama de flujo del proceso	136
6.4.2 Equipos de control de emisiones	136
6.4.3 Determinación de las emisiones.....	138
CAPITULO 7. RESULTADOS	153
7.1 Central “A” Ciclo combinado.....	155
7.2 Central “B” de vapor convencional	156
7.3 Central “C” Carboeléctrica	157
CAPITULO 8. ANALISIS DE RESULTADOS	158
8.1 Información histórica central “A” Ciclo combinado	160
8.2 Información histórica central “B” vapor convencional	162
8.3 Información histórica central “C” carboeléctrica	164
CONCLUSIONES	166
BIBLIOGRAFIA.....	170
INDICE DE TABLAS, GRAFICOS E ILUSTRACIONES	172
ANEXO	177

RESUMEN EJECUTIVO

La contaminación del aire proviene principalmente de fuentes: naturales (volcanes, quemas agrícolas, etc.), de área (comercios y servicios), móviles (vehículos automotores) y fijas (industrias); dentro del sector industrial existe una variedad de industrias y cada una genera diferentes cantidades y tipos de contaminantes, de los cuales, los contaminantes criterio (dióxido de azufre SO_2 , óxido de nitrógeno NOX , monóxido de carbono CO , material particulado PST , PM_{10} y $PM_{2.5}$, así como los compuestos orgánicos volátiles COV 's son considerados peligrosos por tener efectos adversos e inmediatos a nivel zona urbana.

El sector de generación eléctrica se destaca por ser uno de los principales sectores que soportan la economía y bienestar social de México, por lo tanto, hacen de este sector un importante campo de estudio en materia de gestión y control ambiental. Las emisiones más importantes de contaminantes criterio en la industria de generación eléctrica son consecuencia de la quema de combustibles fósiles, misma que fue elegida como área de estudio en este trabajo.

En éste sector las tecnologías: termoeléctrica de ciclo combinado, la termoeléctrica de vapor o convencional y carboeléctrica, son consideradas las de mayor aporte a la contaminación del aire por emisiones de contaminantes criterio. En el presente trabajo se determinaron las emisiones de contaminantes criterio de dichas centrales, mediante el análisis de los procesos de generación y la aplicación de una metodología que involucra las técnicas de estimación por factores de emisión (FE) y muestreo en fuente (MF).

A través de la aplicación de la metodología que involucra las técnicas de muestreo en fuente y factores de emisión, se logró determinar emisiones de tres centrales, cada una perteneciente a una de las tecnologías con mayor aporte a la generación bruta de electricidad y a la contaminación atmosférica.

Los resultados obtenidos indican que las emisiones de contaminantes criterio, especialmente PST , PM_{10} y $PM_{2.5}$ así como de SO_2 son más altas para la central carboeléctrica debido al contenido de cenizas y azufre que contiene el carbón, no obstante las emisiones de SO_2 son también elevadas en el caso de la tecnología de vapor convencional que operó con combustóleo pesado; y así, las emisiones más bajas pertenecen a la tecnología de ciclo combinado que operó con gas natural principalmente, lo cual la convierte en la tecnología menos contaminante si se habla de generación eléctrica a partir de combustibles fósiles.

Este trabajo pretende ser material de consulta para futuras investigaciones referentes a la metodología de estimación de emisiones de contaminantes criterio provenientes de centrales de generación eléctrica.

INTRODUCCION

La contaminación del ambiente es una creciente preocupación a nivel mundial debido a las implicaciones que ésta tiene en la destrucción del planeta tierra, sin embargo existen también repercusiones en la salud y calidad de vida de la población. Quizá la repercusión más directa a la salud de los seres humanos es la contaminación del aire que respiramos, siendo éste un recurso tanto vital como irremplazable. Por lo anterior mantener la atención en la calidad del aire es un factor ineludible, para ello se deben diseñar estrategias de prevención, conservación de la calidad del aire y mitigación de la contaminación en aquellas zonas que ya han sido afectadas por la intervención del hombre.

La contribución a la mala calidad del aire específicamente procedente del sector de generación eléctrica no ha sido determinada a escala mundial, se considera que esto se debe a que sería imprescindible que todos los países avancen por la misma senda y al mismo tiempo en investigaciones y evaluación de la contaminación del aire, lo cual no está ocurriendo, principalmente debido a la diferencia en su nivel de desarrollo.

El estudio más reciente sobre emisiones atmosféricas de las centrales eléctricas fue desarrollado por la Comisión para la Cooperación Ambiental (CCA) en el año 2005, el cual informa los porcentajes de contribución de dicho sector para los países que forman la comisión (Canadá, México y Estados Unidos), siendo éstos los siguientes:

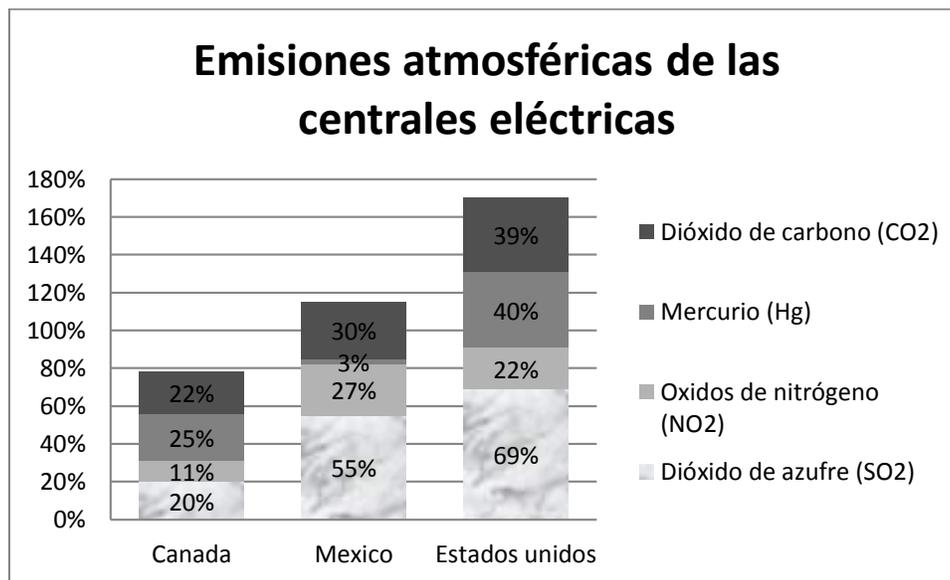


Gráfico 1. Emisiones a la atmósfera procedentes de centrales de generación eléctrica 2005.

Para diseñar este tipo de estudios y de manera consecuente las estrategias de reducción y mitigación, es imprescindible la evaluación previa de la calidad del aire, en este caso México a través de la Secretaria del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) ha diseñado y llevado a cabo inventarios nacionales de emisiones (INEM) de contaminantes criterio, tóxicos y gases de efecto invernadero para los años 1999, 2005 y el más reciente correspondiente al año 2011.

De acuerdo con dicho inventario el 52% de SO₂, 56% de NO_x y 37% de CO₂ emitidos provienen de los gases que se generan durante la combustión de combustibles fósiles en las centrales de

generación eléctrica; en éstos gases se encuentran presentes principalmente tres tipos de contaminantes, los contaminantes tóxicos, de efecto invernadero y contaminantes criterio, siendo éstos últimos de gran importancia ya que se concentran en zonas urbanas y sus efectos nocivos inciden directamente a la salud de la población y ecosistemas. Los contaminantes considerados como criterio incluyen el dióxido de azufre SO₂, óxidos de nitrógeno NOX, monóxido de carbono CO, compuestos orgánicos volátiles COV y material particulado MP, el cual comprende: partículas suspendidas totales PST, partículas con radios menores a diez micrómetros PM₁₀ y partículas con radios menores a dos punto cinco micrómetros PM_{2.5}.

El consumo de energía eléctrica en México está en constante crecimiento. Para el año 2013, de acuerdo con datos de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), más de 38 millones de clientes fueron abastecidos de energía eléctrica, y se espera que ésta cifra incremente, la perspectiva 2013-2027 de la Secretaría de Energía¹ indica que el crecimiento medio anual del consumo eléctrico será del 4.5%, considerando ventas, autoabastecimiento, residencial, comercial, servicios, agrícola e industrial (empresas medianas y grandes).

De acuerdo con la Comisión Federal de Electricidad² y el Sistema de Información Energética de la Secretaría de Energía, para el año 2013 en México se generaron 19,155,015.735 MWh totales, procedentes de productores independientes de energía y de CFE; de los cuales aproximadamente 83.1 % provienen de combustibles fósiles (combustóleo, gas natural, carbón, coque de petróleo, gas licuado de petróleo y carbón) y 16.9 % de fuentes alternas (carboeléctrica, nuclear, solar, eólica y biomasa, geotérmica).

Por lo anterior el gobierno mexicano y el sector de generación eléctrica enfrentan un reto importante, que consiste en alcanzar un equilibrio entre, por un lado, importantes consideraciones relativas a la política económica y energética y, por el otro, la salud pública y la contaminación ambiental derivado de las distintas fuentes de suministro de energía; sin olvidar que la importancia de este sector radica en las implicaciones que tiene para el desempeño económico de la región, la seguridad energética y la calidad de vida.

La contaminación del aire por contaminantes criterio ha causado muertes como resultado de la combinación de ciertas características geográficas con factores climáticos; para ejemplificar la gravedad de la contaminación del aire citaré el hecho ocurrido en Londres en el año 1952, donde varias miles de personas murieron como resultado del smog por la quema doméstica e industrial de carbón³.

Las principales enfermedades que pueden desarrollarse debido a la exposición a contaminantes en el aire son aquellas que afectan el sistema respiratorio, pero también a la piel, ojos y otros sistemas del cuerpo.

En lo que respecta a los efectos de la contaminación en el ecosistema, los contaminantes (sólidos, líquidos o gases) tienen un efecto directo e indirecto no sólo en los organismos que entran en contacto directamente con el contaminante, sino también pueden tenerlo en aquellos que a su vez interaccionen con los organismos contaminados; además de los efectos

¹ "Prospectiva del sector eléctrico 2013-2027", Secretaría de energía (SENER).

² http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/Estadisticas/Paginas/Indicadores-operativos.aspx

³ TURK, Amos; TURK, Jonathan; WITTES, Janet. Ecología-Contaminación-Medio Ambiente. New York: Mc Graw Hill. 2004. P. 96-101.

invernadero que se sufren como consecuencia de la acumulación de las emisiones de gases, el calentamiento global (Naiman et al. 1989).

Otro de los efectos de la contaminación del aire a nivel urbano son los daños ocasionados a edificaciones y monumentos, producto de la lluvia ácida SO_2 y los NO_x , dichos compuestos reaccionan con las nubes formando una mezcla de ácido sulfúrico y ácido nítrico los cuales se precipitan a través de la lluvia y nieve. También se deposita acidez en la superficie en forma de partículas secas que en contacto con la lluvia originan un medio corrosivo.

Los efectos antes mencionados, provocados por la contaminación ambiental, tienen un impacto en la economía mexicana principalmente en el sector salud, social y turístico. Cifras del INEGI de 2011⁴ indican que la contaminación atmosférica representó los mayores costos ambientales, al ubicarse en 520 mil 229 millones de pesos, es decir 3.6 % del Producto Interno Bruto (PIB). De acuerdo con datos oficiales, el porcentaje del PIB que se destina a la infancia a través de SEP, SS y Sedesol, es del 4.8 por ciento, una cifra aproximada a la cantidad que se invierte en atender la solamente la contaminación atmosférica.

El consumo de combustibles fósiles por el sector eléctrico mexicano ha tenido un comportamiento poco variable, durante el periodo 2005-2013 se calculó un consumo anual promedio de 15.4 millones de metros cúbicos de combustóleo, 6,991 millones de metros cúbicos de gas natural, 12.6 millones de toneladas de carbón mineral y 0.4 millones de metros cúbicos de carbón⁵, destinados a la producción de electricidad.

La mayor participación en generación eléctrica en el sistema eléctrico nacional pertenece a vapor o térmica convencional, ciclo combinado y carboeléctrica en cuanto a tecnologías se refiere, ya que del 83.1 % de energía eléctrica generada mediante combustibles fósiles, el 34.9 % se obtuvo de la tecnología de vapor o térmica convencional (V), el 25.61 % de ciclo combinado (CC), 19.76 % mediante tecnología carboeléctrica (CA), y el 2.83 % restante se produjo mediante tecnología turbinas (TG), dual (D) y de combustión interna (CI).

De acuerdo con el INEM 2011⁶, en dicho año se emitió un total de 1,311,060.50 toneladas de SO_2 , 302,970.519 toneladas de NO_x , 88,564.76 toneladas de PST, 71,643.42 toneladas de PM_{10} , 47,609.97 toneladas de $\text{PM}_{2.5}$, 92,690.77 toneladas de CO y 12,178.91 toneladas de COV's. Las tecnologías que mayor cantidad de emisiones aportan a éstos totales nacionales son la de vapor o térmica convencional, ciclo combinado y carboeléctrica, en orden de contribución.

En los párrafos anteriores se ha demostrado la importancia del sector eléctrico en México y su contribución a la contaminación atmosférica; por tal motivo, en éste trabajo se da a conocer la técnica de Factores de emisión (FE) para determinar las emisiones de las tecnologías que dentro del sector eléctrico aportan mayor cantidad de emisiones de contaminantes criterio, y con ello proponer medidas de reducción de las mismas.

⁴http://www.inegi.org.mx/prod_serv/contenidos/espanol/bvinegi/productos/integracion/sociodemografico/medioambdf/2002/archivo10.pdf

⁵Informes anuales 2005 y 2013, Comisión Federal de Electricidad (CFE).

⁶ Inventario Nacional de Emisiones 2011, Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).

MARCO TEORICO

La contaminación atmosférica tiene importantes consecuencias, entre ellas los daños a construcciones causados por la lluvia ácida, disminución de la visibilidad de paisajes naturales y por supuesto los daños a ecosistemas que además de deteriorar la flora y fauna de nuestro país, impactan los ingresos económicos generados por concepto de turismo, actividades económicas primarias como agricultura, ganadería y pesca, etc.

Los principales contaminantes del aire se dividen en contaminantes criterio, tóxicos y gases de efecto invernadero, los primeros afectan principalmente a nivel zona urbana y se han identificado como perjudiciales para la salud y el bienestar de los seres humanos. Se les llamó contaminantes criterio porque fueron objeto de evaluaciones publicadas en documentos de calidad del aire en los Estados Unidos (EU), con el objetivo de establecer niveles permisibles que protegieran la salud y el medio ambiente; estos contaminantes son: dióxido de azufre SO_2 , óxido de nitrógeno NOX, monóxido de carbono CO, material particulado MP (PST, PM_{10} y $\text{PM}_{2.5}$) y compuestos orgánicos volátiles COV's. Las centrales de generación eléctrica emiten una gran cantidad de ellos en el proceso de combustión de combustibles fósiles, debido a que este tipo de combustibles son hidrocarburos pesados que contienen azufre, nitrógeno, material no combustible (cenizas), etc.

Los contaminantes tóxicos son conocidos por ser causantes de cáncer y de otros efectos serios a la salud, así como efectos adversos al medio ambiente. Los contaminantes tóxicos son el plomo (Pb), benceno (C_6H_6), amoniaco (NH_3) y 1,3-Butadieno, entre otros.

Los contaminantes que afectan a nivel global son los gases de efecto invernadero (GEI), los cuales incluyen el dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4) y óxido nitroso (N_2O). Estos contaminantes son reconocidos por causar el llamado efecto invernadero, mismo que está causando el calentamiento de la tierra.

La siguiente tabla (Ver tabla 1) contiene un listado de los principales contaminantes relacionados con el uso de distintos combustibles fósiles en calderas. Si bien estos listados no son exhaustivos, sí contienen los principales contaminantes de interés en cada caso, siempre que se utiliza cada combustible. Por ejemplo, en el caso del gas natural predominan las emisiones de NOX e hidrocarburos no quemados; en el caso del carbón, las principales emisiones son de SO_2 , partículas, NOX, y metales pesados, dependiendo de su composición y lugar de origen.

Tabla 1. Principales contaminantes emitidos por el uso de distintos combustibles (Instituto Nacional de Ecología INE).

COMBUSTIBLE	CONTAMINANTES EMITIDOS	
Carbón	<ul style="list-style-type: none"> • Monóxido de carbono • Plomo • Óxidos de nitrógeno • Partículas suspendidas primarias • Óxidos de azufre • Antimonio y sus compuestos • Berilio y sus compuestos • Metales pesados (cadmio, cromo, cobalto, mercurio, níquel) y sus compuestos • Dioxinas y furanos • Etilbenceno • Formaldehído • Ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico • Aromáticos (benceno, tolueno y xileno) • Dióxido de carbono 	<ul style="list-style-type: none"> • Contaminantes criterio y tóxicos, Gases de efecto invernadero
Gas natural	<ul style="list-style-type: none"> • Monóxido de carbono • Plomo • Óxidos de nitrógeno • Hidrocarburos no quemados • Aromáticos (tolueno y benceno) • Dióxido de carbono 	<ul style="list-style-type: none"> • Contaminantes criterio y Gases de efecto invernadero
Combustibles pesados (combustóleo y diesel)	<ul style="list-style-type: none"> • Monóxido de carbono • Plomo • Óxidos de nitrógeno • Dióxido de carbono • Partículas suspendidas primarias • Óxidos de azufre • Benceno • Berilio y sus compuestos • Metales pesados (cadmio, cromo, cobalto, mercurio) y sus compuestos • Dioxinas y furanos • Etilbenceno • Formaldehído • Manganeso y sus compuestos 	<ul style="list-style-type: none"> • Contaminantes criterio y tóxicos, Gases de efecto invernadero

Los combustibles fósiles consisten principalmente en uniones de carbón e hidrogeno. Existen cuatro tipos de combustibles fósiles que pueden usarse para la provisión energética: carbón, combustóleo, diesel y gas natural. Dada la composición de estos combustibles, al ser

transformados en energía calorífica mediante la reacción de combustión, generan gases contaminantes que contienen principalmente contaminantes criterio y de efecto invernadero, los cuales tienen un alto impacto en la calidad del aire.

Por lo anterior, las centrales de generación eléctrica se ven obligadas a cumplir con una serie de normas elaboradas por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales y la Secretaría de Salud; estas normas establecen los límites máximos permisibles de emisión de contaminantes criterio, para evitar que las emisiones perjudiquen la salud de los seres humanos y el ecosistema.

Para determinar las emisiones de las centrales de generación eléctrica, una herramienta importante son las técnicas de estimación de emisiones, mismas que serán explicadas de manera amplia en el capítulo cuatro de este trabajo.

Una de la técnicas más empleadas en México es la de factores de emisión, dicha técnica está basada fundamentalmente en el uso de factores obtenidos mediante el estudio y análisis de resultados de emisiones obtenidas en procesos donde hay generación de contaminantes; estos factores se consideran aplicables a procesos que operen en similitud de condiciones, algunos están determinados en función de la cantidad y tipo de materia prima utilizada, de producto obtenido y en algunos casos como es en los de centrales de generación eléctrica, están en función de la cantidad de combustible quemado.

Cabe destacar que en la actualidad en México no se han desarrollado factores de emisión, por lo tanto para determinar la cantidad de los contaminantes es necesario recurrir a compendios de otro países, como el AP 42, desarrollado por la EPA (Agencia de Protección Ambiental) de Estados Unidos de América, que contiene una importante cantidad de factores para diversos procesos productivos. Para el cumplimiento del objetivo del presente trabajo, se emplearán factores de emisión correspondientes a generación eléctrica del dicho compendio.

ANTECEDENTES

En México la principal entidad que se encarga del desarrollo de trabajos referentes a determinación de emisiones es el INE (Instituto Nacional de Ecología), en colaboración con SEMARNAT (Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales) y otras instituciones de gobierno. La SEMARNAT, ha desarrollado el Inventario Nacional de Emisiones (INEM) 1999, y con el apoyo de CCA (Comisión para la Cooperación Ambiental) desarrolló el INEM 2005 de reciente publicación, dando continuidad a éste trabajo la SEMARNAT con el inventario 2011. Estos documentos son importantes precedentes de este trabajo, contienen las emisiones a nivel nacional de contaminantes atmosféricos emitidos por las fuentes móviles, fuentes de área, fuentes naturales y fuentes fijas; debido a que las centrales de generación eléctrica están catalogadas como fuentes fijas, en los inventarios de emisiones antes citados se incluyen las emisiones correspondientes a dichos años y las metodologías de estimación de las mismas. Por lo anterior estos trabajos son fuentes primordiales de consulta.

El estudio *“Evaluación del impacto de las emisiones de la termoeléctrica de Tuxpan en la calidad del aire de la región, usando el sistema de modelado de dispersión CALMET-CALPUFF”*, contiene la evaluación de los impactos en salud de las emisiones provenientes de una central termoeléctrica. En este estudio se cuantifican los perjuicios que tiene la contaminación de dicha central, en el entorno ecológico y en la salud de los habitantes de la región, a través del modelo de dispersión de contaminantes CALMET-CALPUFF. De este estudio se obtuvo información referente a los efectos nocivos de los contaminantes en la salud de los seres vivos y el medio ambiente.

Otras organizaciones e instituciones importantes en el desarrollo de este trabajo son la SSA (Secretaría de Salud), OMS (Organización Mundial de la Salud), COFEPRIS (Comisión Federal para la Protección contra Riesgos Sanitarios), Comunidad Económica Europea (CEE), PROAIRE (Programas para la calidad del Aire) y CICA (Centro de Información para la Contaminación del Aire); entre otras.

La información correspondiente al INEM 2011, indica que a nivel nacional el sector de generación de electricidad emite la mayoría de las emisiones de SO₂ y se ubican en segundo sitio en emisiones de NOX, después de las fuentes móviles (vehículos automotores); los porcentajes de contribución del sector eléctrico son 52% de SO₂ y 56% de NOX, estos porcentajes equivalen a 1,311,060.5 toneladas de SO₂ y 302,970.52 toneladas de NOX.

Las emisiones estimadas para el año 2011, han disminuido en un 9% las emisiones de SO₂ y 2% la de NOX en comparación con los datos de 2005; por lo tanto, a pesar de los años, el sector de generación de electricidad sigue y seguirá siendo una fuente importante de emisiones a la atmosfera, de ahí que sea el objetivo de estudio en este trabajo, esperando además proponer medidas que reduzcan la cantidad y aporte de dichas emisiones a la contaminación del aire.

En cuanto al futuro de la generación y transmisión de la energía eléctrica puede señalarse que la CFE al igual que las empresas eléctricas en todo el mundo deben tener en cuenta aspectos que si bien no eran totalmente inexistentes en el pasado, no habían alcanzado la importancia que tienen ahora. Estos aspectos se refieren a la protección del medio ambiente y a la conservación de la energía. La prioridad que se da actualmente a la solución de estos problemas condiciona no sólo las tecnologías que se usarán en el futuro, sino también la futura estructura de las empresas eléctricas.

Uno de los problemas ambientales que influirá en el desarrollo de los sistemas de generación es el causado por el uso de combustibles fósiles (carbón, combustóleo y gas natural) en las plantas termoeléctricas, lo que da lugar a impactos ambientales de mayor o menor magnitud, según el tipo de combustible, que pueden tener efectos a corto y a largo plazo. Estos impactos ambientales se manifiestan por la producción de importantes contaminantes criterio como son el dióxido de azufre SO₂, óxidos de nitrógeno NOX y monóxido de carbono CO, los dos primeros causantes de la lluvia ácida y el último, importante precursor de la formación de CO₂.

¿Qué influencia tendrán estos problemas ambientales en el futuro desarrollo de la generación de energía eléctrica?

En primer lugar constituyen una motivación para usar energéticos más limpios en la generación de electricidad. En el caso de los combustibles fósiles, es clara la tendencia mundial a usar preferentemente gas natural en lugar de carbón y combustóleo, ya que el gas natural genera menor emisión de SO₂ y NOX; cuando esta sustitución no es posible dada la situación económica y el precio de los combustibles en México, se recurre a tecnologías para obtener una combustión menos contaminante, como la desulfuración previa del combustóleo, la combustión en lecho fluidizado del carbón o la gasificación del mismo.

En segundo lugar, cualquier aumento de la eficiencia en el proceso de conversión de los combustibles fósiles en energía eléctrica contribuirá a disminuir su impacto ambiental, ya que se requerirá menos combustible para producir una cantidad dada de energía eléctrica. Por esta razón, actualmente hay una preferencia en varios países por las plantas de ciclo combinado, empleando gas natural como combustible, con lo que pueden alcanzarse eficiencias de conversión del 50%, bastante mayor que las de una planta termoeléctrica convencional.

La tabla 2 contiene los porcentajes correspondientes a los consumos energéticos por tipo de fuente en unidades de energía (petajoules) durante el periodo 2010-2013 de acuerdo con el Balance Nacional de Energía; estos porcentajes corresponden a las cantidades volumétricas de combustible consumido en dicho año pero expresados en unidades de energía⁷.

Específicamente para el año 2013 el 83.1 % del consumo energético total corresponde a fuentes fósiles, de los cuales encabeza la lista el gas natural con un 51.77 %, seguido del 15.85 % de combustóleo, 12.98 % de carbón mineral, 1.38 % corresponde a coque de petróleo, 1.10 % al diésel y 0.01 % es gas licuado de petróleo. El 16.9 % restante se compone de fuentes alternas a los combustibles fósiles.

⁷ Porcentajes equivalentes en Petajoules de los combustibles reportados en el Balance Nacional de Energía, disponibles en el sitio web del Sistema de Información energética de la SENER
<http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cvequa=IE6C04>.

Tabla 2. Consumo energético por tipo de fuente para generación eléctrica.

COMBUSTIBLE	Consumo energético (PetaJoules)			
	2010	2011	2012	2013
Gas natural	1,123.11	1,203.09	1,215.64	1,355.46
Combustóleo	371.62	420.92	462.67	415.07
Carbón mineral	345.75	384.05	365.45	339.95
Geoenergía	149.95	149.32	133.14	131.33
Hidroenergía	132.26	130.57	114.69	100.66
Nucleoenergía	63.94	106.40	91.32	122.60
Bagazo de caña	50.16	47.63	52.88	60.30
Coque de petróleo	34.86	31.77	38.39	36.12
Diesel	16.56	20.09	29.10	28.92
Energía eólica, solar y biogas	5.87	7.56	15.19	22.95
Gas licuado	0.03	2.71	0.90	0.18
Otros	7.30	5.45	3.81	4.63
Total	2,301.40	2,509.53	2,523.18	2,618.15

La tendencia indica que para los años posteriores no presentarán muchos cambios en cuanto a los tipos y cantidades de combustibles utilizados para la generación eléctrica, sin embargo, se espera que haya un mayor consumo de gas natural y una mayor participación de energías renovables en el sector.

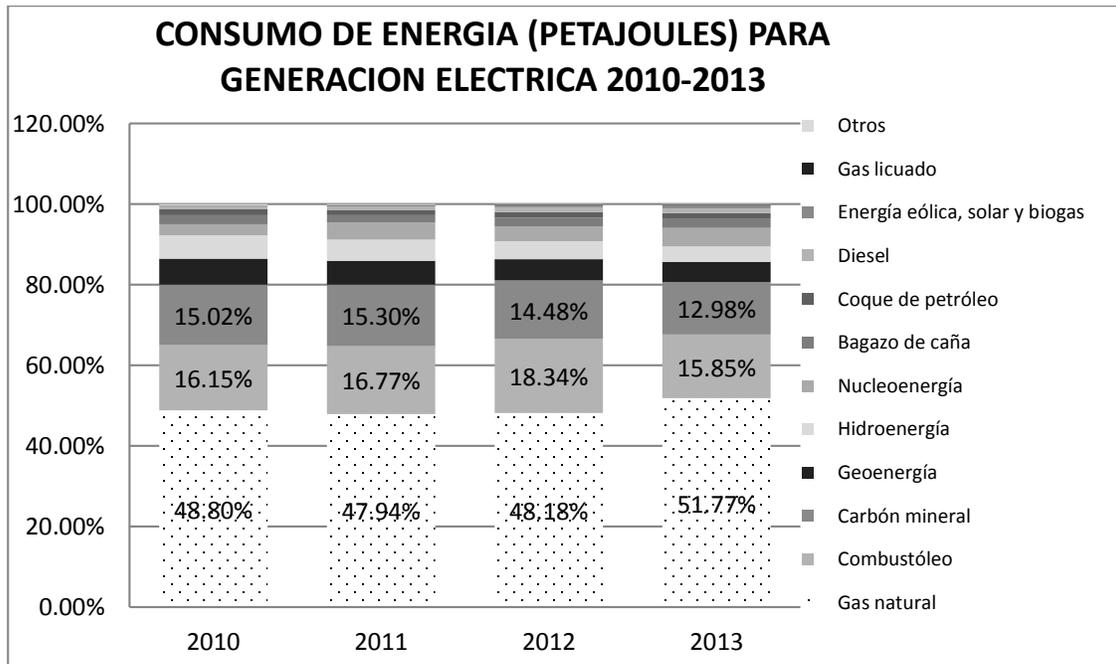


Gráfico 2. Equivalencias en PJ de los combustibles usados para generación eléctrica (Fuente: SENER, Balance Nacional de Energía)

De acuerdo con el gráfico 1, durante 2013 y al menos tres años anteriores predomina el consumo de combustibles de origen fósil (gas natural, combustóleo y carbón) para la generación de electricidad y con ello altas emisiones de SO₂, NOX y Material Particulado dada la naturaleza de estos combustibles.

De acuerdo a la información más reciente publicada por la SEMARNAT para el año 2011, de las emisiones totales generadas a nivel nacional de contaminantes criterio el contaminante con mayor presencia son los óxidos de azufre con el 68 % del total emitido, seguido por los óxidos de nitrógeno con el 16 % y el CO con el 5 %.

Estos datos muestran la estrecha relación existente entre el uso de combustóleo y carbón principalmente en la generación de energía y el tipo y cantidad de contaminantes emitidos, siendo los óxidos de azufre y nitrógeno los más altos valores reportados, el resto de contaminantes están presentes en un porcentaje muy bajo con relación a los antes mencionados.

Tabla 3. Emisiones de contaminantes criterio 2011 (SEMARNAT)

EMISIONES DE CONTAMINANTES CRITERIO 2011 (Toneladas)						
PST	PM ₁₀	PM _{2.5}	SO ₂	CO	NOX	COV's
88,564.76	71,643.42	47,609.97	1,311,060.50	92,690.77	302,970.52	12,178.91

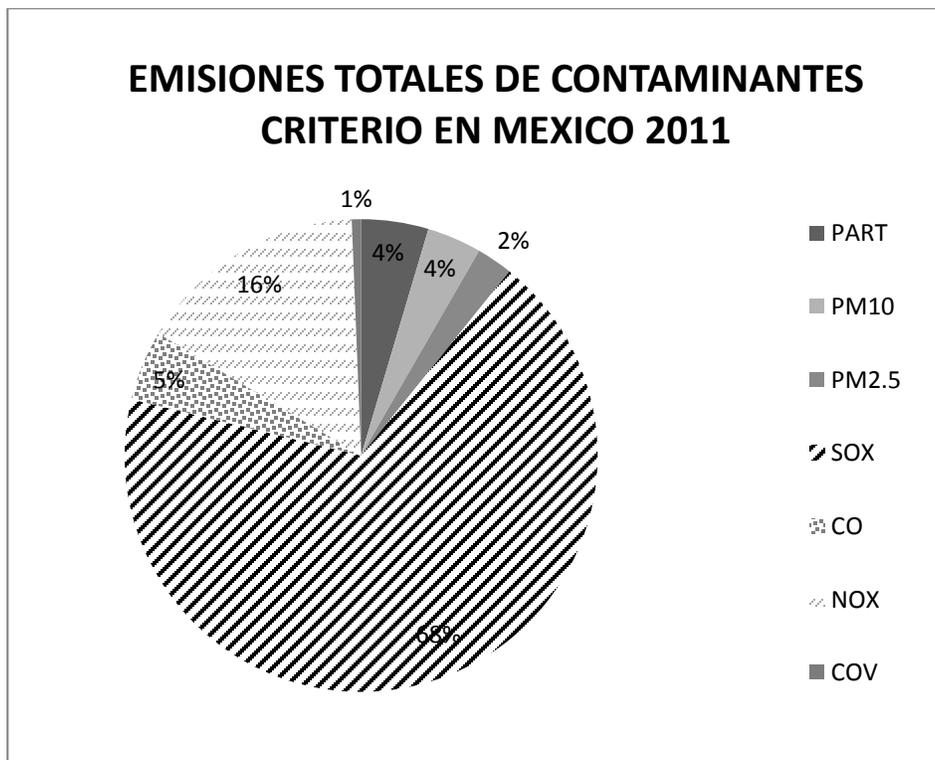


Gráfico 3. Emisiones en Toneladas anuales reportadas en el INEM 2011.

El anterior análisis hace referencia a las emisiones dependiendo del combustible usado, tomando como base el año 2011 (Ver tabla 3), sin embargo, no es la única variable involucrada en la contaminación producida por la generación de electricidad, teniendo también como coprotagonista de esta, el tipo de tecnología empleada.

En México la generación de energía eléctrica se obtiene a través de tecnologías como son la termoeléctrica, que incluye la de vapor convencional (V), ciclo combinado (CC), turbo gas (TG) y combustión interna (CI); y las tecnologías dual (D), carboeléctrica (CE), nucleoelectrica (N), geotérmica (G), eólica ©, hidroeléctrica (H) y fotovoltaica (F). El uso de cada una de estas tecnologías para la generación de electricidad representara un impacto a la calidad del aire de acuerdo al combustible o recurso energético que emplee.

El uso de los recursos energéticos renovables, como la energía hidroeléctrica, la energía solar directa y la energía del viento, evita los problemas de contaminación atmosférica por los gases resultantes de la combustión, y presenta, en consecuencia, ventajas ambientales indiscutibles.

Entre los desarrollos futuros para generar electricidad, destaca por sus características favorables para la preservación del medio ambiente la conversión directa en celdas de combustible de la energía contenida en el gas natural o en el hidrógeno en electricidad, con eficiencias de conversión de hasta un 55%.

Se estima que en el horizonte del Programa de Obras del Sector Eléctrico, se mantendrá una diversificación de tecnología que dará preferencia a la generación de energía con base a gas natural y ciclos combinados, llegando a conformar en el 2015, el 63% del consumo de combustibles fósiles.

OBJETIVO

General

Diseño y aplicación de una metodología para la estimación de emisiones de contaminantes criterio generadas por el proceso de producción de electricidad en tres diferentes tecnologías del sector eléctrico mexicano.

Para el cumplimiento de éste objetivo se plantean los siguientes objetivos particulares:

- Selección de las centrales más representativas del sector de acuerdo con su aporte a la generación bruta de energía eléctrica anual y a la generación de emisiones durante el proceso de producción eléctrica.
- Aplicación de una metodología que involucre la (s) técnica (s) de estimación de emisiones adecuadas a la calidad y tipo de información disponible; con ello, obtener las emisiones de contaminantes criterio con el mayor grado de confiabilidad posible.

CAPITULO 1. LA GENERACION ELECTRICA EN MEXICO

1.1 Historia de la generación eléctrica en México

La generación de energía eléctrica inició en México a fines del siglo XIX. La primera planta generadora que se instaló en el país (1879) estuvo en León, Guanajuato, y era utilizada por la fábrica textil “La Americana”. Casi inmediatamente se extendió esta forma de generar electricidad dentro de la producción minera y marginalmente, para otros usos como la iluminación residencial y pública.

En 1889 operaba la primera planta hidroeléctrica en Batopilas (Chihuahua) y extendió sus redes de distribución hacia mercados urbanos y comerciales donde la población era de mayor capacidad económica.

No obstante, durante el régimen de Porfirio Díaz se otorgó al sector eléctrico el carácter de servicio público, colocándose las primeras 40 lámparas “de arco” en la Plaza de la Constitución, cien más en la Alameda Central y comenzó la iluminación de la entonces calle de Reforma y de algunas otras vías de la Ciudad de México.

Algunas compañías internacionales con gran capacidad vinieron a crear filiales, como The Mexican Light and Power Company, de origen canadiense, en el centro del país; el consorcio The American and Foreign Power Company, con tres sistemas interconectados en el norte de México, y la Compañía Eléctrica de Chapala, en el occidente.

A inicios del siglo XX México contaba con una capacidad de 31 Mega Watts (MW), propiedad de empresas privadas. Para 1910 eran 50 MW, de los cuales 80% los generaba The Mexican Light and Power Company, con el primer gran proyecto hidroeléctrico: la planta Necaxa, en Puebla. Las tres compañías eléctricas tenían las concesiones e instalaciones de la mayor parte de las pequeñas plantas que sólo funcionaban en sus regiones.

Fue el 2 de diciembre de 1933 cuando se decretó que la generación y distribución de electricidad son actividades de utilidad pública⁸.

En 1937 México tenía 18.3 millones de habitantes, de los cuales únicamente siete millones contaban con electricidad, proporcionada con serias dificultades por las tres empresas privadas mencionadas.

En ese momento las interrupciones de energía eléctrica eran constantes y las tarifas muy elevadas, debido a que esas empresas se enfocaban a los mercados urbanos más redituables, sin contemplar a las poblaciones rurales, donde habitaba más del 62% de la población. La capacidad instalada de generación eléctrica en el país era de 629.0 MW.

Para dar respuesta a esa situación que no permitía el desarrollo del país, el gobierno federal creó, el 14 de agosto de 1937, la Comisión Federal de Electricidad (CFE)⁹, que tendría por

⁸ <http://www.cfe.gob.mx/QuienesSomos/queEsCFE/Paginas/CFEylaelectricidadenM%C3%A9xico.aspx>.

⁹ (Ley promulgada en la Ciudad de Mérida, Yucatán el 14 de agosto de 1937 y publicada en el Diario Oficial de la Federación el 24 de agosto de 1937).

objeto organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, basado en principios técnicos y económicos, sin propósitos de lucro y con la finalidad de obtener con un costo mínimo, el mayor rendimiento posible en beneficio de los intereses generales.

El primer gran proyecto hidroeléctrico se inició en 1938 con la construcción de los canales, caminos y carreteras de lo que después se convirtió en el Sistema Hidroeléctrico Ixtapantongo, en el Estado de México, que posteriormente fue nombrado Sistema Hidroeléctrico Miguel Alemán.

Sin embargo, a pesar de los esfuerzos de generación y electrificación, para esas fechas apenas el 44% de la población contaba con electricidad. Por eso el presidente Adolfo López Mateos decidió nacionalizar la industria eléctrica, el 27 de septiembre de 1960.

Para 1961 la capacidad total instalada en el país ascendía a 3,250 MW CFE vendía 25% de la energía que producía y su participación en la propiedad de centrales generadoras de electricidad pasó de cero a 54%.

En esa década la inversión pública se destinó en más de 50% a obras de infraestructura, se construyeron importantes centros generadores, entre ellos el de Infiernillo, en el río Balsas, que entra en servicio en 1965; para transmitir la energía eléctrica generada en estas grandes plantas hidroeléctricas, más alejadas de los centros de consumo, fue necesario recurrir a un voltaje de transmisión más alto, de 400 KW, que casi duplicó el de 230 KW que se había introducido a principios de los años cincuenta.

La década de los sesenta es, a nivel mundial, un periodo de petróleo abundante y barato, y se caracteriza por la penetración creciente de los hidrocarburos como energéticos para la generación de electricidad. México no fue la excepción y así vemos cómo en esta segunda época de la CFE se le da preferencia a las plantas termoeléctricas, especialmente a las que usan combustóleo o gas natural como combustible. El número de proyectos hidroeléctricos realizados se reduce, aunque el tamaño de cada uno es mayor, como ya se dijo, y crece notablemente el de los termoeléctricos, aumentando el tamaño de las unidades generadoras. A partir de esa época la importancia relativa de la generación termoeléctrica se incrementa, pasando de representar un 48% de la generación total en 1960 a un 81% en 1987.

El aumento del tamaño de las unidades generadoras termoeléctricas obligó a buscar sitios que tuvieran acceso fácil a los combustibles y al agua de enfriamiento. Esto condujo a localizar varias plantas termoeléctricas cerca de refinerías de Petróleos Mexicanos y posteriormente a situarlas en las costas para utilizar el agua del mar en el enfriamiento de los condensadores.

Sin embargo, este proceso de crecimiento de la generación termoeléctrica a base de hidrocarburos, que ha seguido hasta el presente, pasa por un periodo de cuestionamiento a finales de los sesenta y principios de los setenta. La causa fue la preocupación que existía en esos años por la declinación de las reservas petroleras mexicanas frente a un consumo creciente de productos petrolíferos, lo que causó finalmente que México se convirtiera en un importador neto de petróleo entre 1970 y 1973. Esta situación hacía aconsejable buscar nuevas

fuentes de energía para generar electricidad, que contribuyesen a disminuir la dependencia con respecto a los hidrocarburos.

De esa época de crisis petrolera mexicana y de preocupación por la diversificación energética en la expansión del sector eléctrico procede la decisión de realizar un primer proyecto nucleoelectrico, el de Laguna Verde.

El descubrimiento de una nueva y rica provincia petrolera en el sureste de México, que empezó a producir en 1973, permitió superar la crisis, haciendo que se recuperara la autosuficiencia petrolera e incluso que se generaran excedentes para la exportación.

A pesar de algunas propuestas extremas, como la antes mencionada para eliminar drásticamente los hidrocarburos de la generación de energía eléctrica, las decisiones que se tomaron en la CFE a mediados de los setenta para la expansión del sector eléctrico se basaron en una estrategia de diversificación energética más prudente y equilibrada; se inscribieron a partir de 1974 en el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico varios proyectos hidroeléctricos, como Chicoasén y Peñitas en el río Grijalva, y El Caracol en el río Balsas; se amplió el programa de plantas geotermoeléctricas, y se promovió un programa para el uso del carbón en el norte del país, con una primera etapa consistente en la construcción de la planta termoeléctrica de Río Escondido. Al mismo tiempo se mantuvo un programa de plantas termoeléctricas que utilizarían el combustóleo.

La crisis económica que se inicia a mediados de 1982 y que se caracteriza fundamentalmente por el problema de la deuda externa, redujo drásticamente la disponibilidad de recursos financieros para el desarrollo del sector eléctrico durante varios años; en cambio, la baja de los precios del petróleo, y en consecuencia del combustóleo, propició la realización de nuevos proyectos de plantas termoeléctricas que usaran ese combustible. Además se implantó un programa para rehabilitar las instalaciones existentes.

1.2 Situación de la industria de generación eléctrica en México.

El ser humano se ha vuelto totalmente dependiente de la energía eléctrica, ya que es un servicio básico para uso doméstico, en la industria y en la mayoría de las actividades económicas de todo el mundo, es por ello que el abasto de electricidad es fundamental, sin olvidar que durante el proceso de generación eléctrica se emiten contaminantes en grandes proporciones de acuerdo al tipo de combustible y la tecnología que se use, así como de los sistemas de control involucrados; por lo cual se requiere de una especial atención a éste sector en materia ambiental.

Consumo nacional de electricidad.

El consumo nacional mexicano de electricidad para finales del año 2014 fue de 15,527,359.43 Megawatt/hora, teniendo una tasa de crecimiento medio anual de 5.8%, durante los últimos diez años. Dicho consumo comprende el doméstico, agrícola, industrial, comercial y de servicios. (Informe anual CFE 2014).

Capacidad nacional instalada de generación eléctrica.

La capacidad nacional instalada para generación de electricidad a diciembre de 2014, incluyendo exportación, se ubicó en 54,379.33 MW, mostrando un ligero incremento de 0.6% respecto al año anterior. De esta capacidad, CFE concentra el 71.1% incluyendo la extinta luz y fuerza del centro (LyFC) los productores independientes el 15.3% y el restante 13.6% está distribuido entre las diferentes modalidades para generación de electricidad vigentes. El sector privado con autoabastecimiento y cogeneración contribuye con el 7.3% y 2.8% respectivamente, mientras que la capacidad instalada para fines de exportación de electricidad participa con el 2.5%(Informe Anual CFE 2014).

Capacidad instalada por tipo de tecnología.

De acuerdo a al reporte de la CFE y la SENER en el sistema de información energética, a diciembre del 2014 se mantuvo en mayor proporción la generación eléctrica mediante tecnologías que operan a base de combustibles fósiles, siendo estas la termoeléctrica (incluye vapor-convencional, ciclo combinado, turbogas y combustión interna), dual y carboeléctrica, representando un 72 % del total de la capacidad nacional instalada, el 28% restante corresponde a generación mediante fuentes alternas de energía (Ver tabla 4).

Tabla 4. Capacidad instalada por tipo de tecnología 2014.

TECNOLOGIA	Megawatts	%
Termoeléctrica Ciclo combinado	19,906.48	37%
Termoeléctrica Vapor convencional	11,398.6	21%
Carboeléctrica	2,600	5%
Dual	2,778.36	5%
Termoeléctrica Turbogas	2,303.41	4%
Termoeléctrica Combustión interna	307.16	1%
Geotermoléctrica	813.40	2%
Nucleoeléctrica	1,400.00	3%
Eólica	597.15	1%
Hidroeléctrica	12,268.77	23%
Fotovoltaica	6.00	0%
Total	54,379.33	

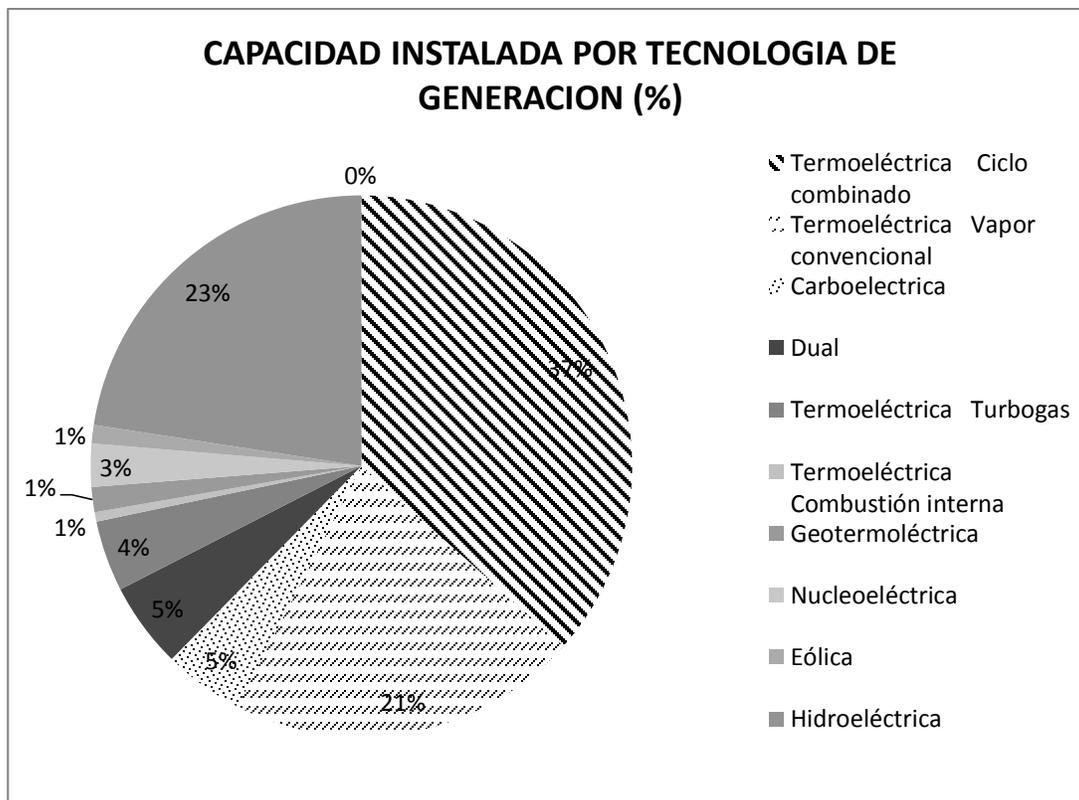


Gráfico 4. Capacidad instalada de generación eléctrica por tipo de tecnología 2014.

De acuerdo con el gráfico anterior (Ver gráfico 3), las tecnologías que constituyen el mayor porcentaje de capacidad instalada: termo-ciclo combinado, termo-vapor, termo-combustión interna, termo-turbogas, dual y carboeléctrica, son las que también generan contaminantes a la atmósfera ya que operan a base de combustibles fósiles: combustóleo ©, gas natural (GN) y carbón (CA), por lo que este estudio está enfocado al empleo de estas tecnologías y principalmente a estos combustibles ya que generan emisiones de contaminantes criterio, en su mayoría dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NOX) y material particulado, partículas menores a diez micrómetros y partículas menores a dos punto cinco micrómetros (PM, PM₁₀ y PM_{2.5}).

Generación bruta de energía eléctrica por tipo de tecnología.

Tal como se indica en la tabla 5, para diciembre de 2014 la CFE reporta una generación bruta de 258,255.51 Gigawatts/hora a través de las siguientes tecnologías (Ver tabla 5) que operan con combustibles fósiles:

Tabla 5. Generación bruta de energía eléctrica por tipo de tecnología 2014.

TECNOLOGIA	Megawatts	%
Termoeléctrica Ciclo combinado	130,907,883.94	51%
Termoeléctrica Vapor convencional	33,480,816.91	13%
Carboeléctrica	17,445,926.68	7%
Dual	16,166,989.74	6%
Termoeléctrica Turbogas	2,877,626.47	1%
Termoeléctrica Combustión interna	1,464,939.26	1%
Geotermoléctrica	5,999,650.98	2%
Nucleoeléctrica	9,677,208.06	4%
Eólica	2,076,996.81	1%
Hidroeléctrica	38,144,773.86	15%
Fotovoltaica	12,694.21	0%
Total	258,255.51	

El resto de las tecnologías emplean fuentes alternas de energía por lo que no son de especial interés en éste estudio dada su baja y a en algunos casos nula emisión de contaminantes.

De acuerdo al gráfico 4 las tecnologías con mayor contribución a la generación de electricidad durante 2014 fueron la termoeléctrica Ciclo Combinado (CC) con el 51 %, la termoeléctrica de vapor convencional (V) con un 13 %, la carboeléctrica (CA) con un aporte de 7 %, quedando en último lugar en cuanto a generación bruta la dual (D) con el 6 %, y termoeléctrica turbogas (TG) y de combustión interna (CI) con el 1 %.

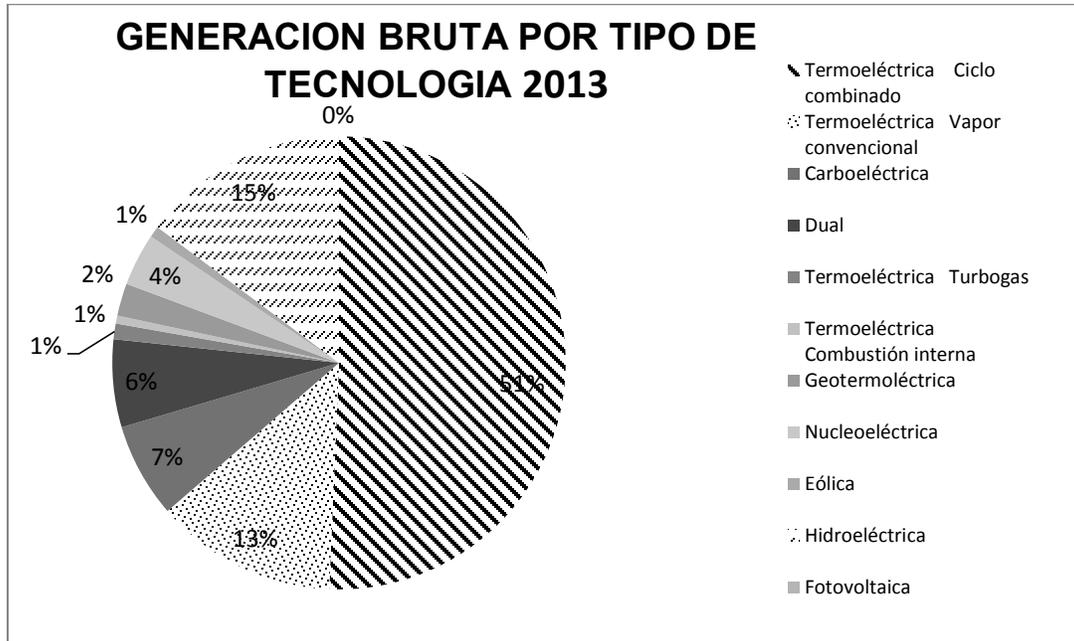


Gráfico 5. Generación de energía eléctrica por tipo de tecnología 2014.

De las seis tecnologías de generación eléctrica que operan con combustibles fósiles el 71 % fue generado mediante la termoeléctrica de vapor (V), termoeléctrica ciclo combinado (CI) y carboeléctrica (CA) durante 2013; por lo cual, se consideran las más representativas del sector de generación eléctrica en México, y serán por lo tanto los objetivos de estudio para la determinación de emisiones contaminantes.

Generación de electricidad a partir de combustibles fósiles.

En la actualidad se ha buscado incrementar el consumo de combustibles alternos para la generación de electricidad dadas las altas emisiones derivadas del uso de combustibles fósiles, ya que el sector eléctrico aporta aproximadamente el 30% de las emisiones totales nacionales de SO₂, el 11% de las emisiones de NOX, el 3% de las emisiones de PM₁₀ (partículas menores a diez micrómetros) y casi el 7% de PM_{2.5} (partículas menores a dos punto cinco micrómetros) de acuerdo con el Inventario Nacional de Emisiones de México (INEM 2011).

Se considera una fuente alterna de energía aquella que tiene la característica de ser renovable. La generación eléctrica a partir de fuentes renovables no se considera de especial atención en este estudio dado que sus emisiones de contaminantes a la atmósfera son bajas y en algunos casos nulas.

Por el contrario, todas aquellas fuentes que no son renovables y provienen de la refinación del petróleo están consideradas como combustibles fósiles, en el año 2014 la principal fuente de generación eléctrica son los combustibles fósiles, de los cuales el gas natural, el combustóleo y el carbón mineral son los que se emplean principalmente en la generación de energía eléctrica, tal como se indica en la tabla 6.

Tabla 6. Consumo de energía para generación eléctrica por tipo de fuente (combustible) 2014.

COMBUSTIBLE	petajoules	2014
Gas natural	1,355.46	51.77%
Combustóleo	415.07	15.85%
Carbón mineral	339.95	12.98%
Geoenergía	131.33	5.02%
Hidroenergía	100.66	3.84%
Nucleoenergía	122.60	4.68%
Bagazo de caña	60.30	2.30%
Coque de petróleo	36.12	1.38%
Diesel	28.92	1.10%
Energía eólica, solar y biogas	22.95	0.88%
Gas licuado	0.18	0.01%
Otros	4.63	0.18%
Total	2,618.15	

Durante 2014 predominó el consumo de gas natural con 51.77 %, seguido por el combustóleo con 15.85 % y carbón mineral con el 12.98 %, totalizando así una contribución de 81.67 % de energía eléctrica generada a partir de los mismos. Los combustibles restantes están presentes en cantidades inferiores (ver gráfico 5) por lo que no se consideran de especial atención.

El gas natural, combustóleo y carbón tienen altos contenidos de azufre y durante la combustión de ellos se forman compuestos altamente nocivos para el ambiente: gases de efecto invernadero

(GEI) y los denominados contaminantes criterio, de estos últimos los más importantes son el dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NOX) y monóxido de carbono (CO) dados los efectos causados al ambiente mencionados posteriormente en el capítulo 3, por lo que son de particular interés para este trabajo.

Este estudio se enfoca en la evaluación de las emisiones de contaminantes criterio provenientes del sector eléctrico; principalmente de tecnologías que operan con combustibles fósiles, siendo estos los más utilizados en México para la producción de electricidad y que generan importantes cantidades de emisiones de contaminantes criterio a la atmósfera dada su composición.

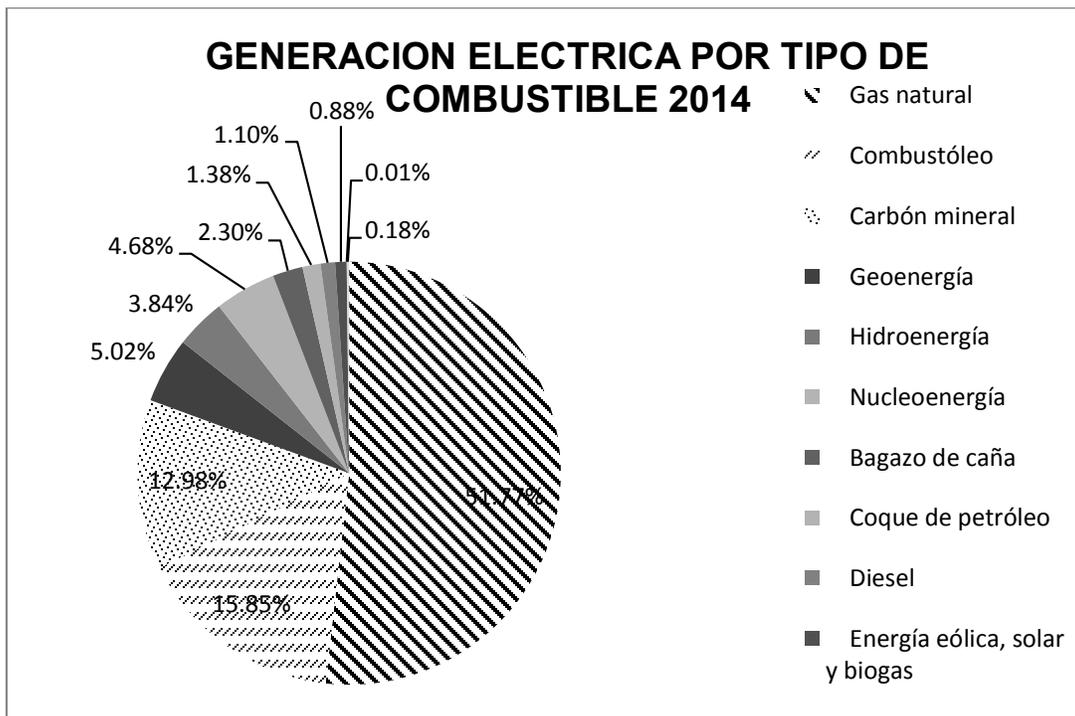


Gráfico 6. Generación de electricidad por tipo de fuente combustible 2014.

Generación de contaminantes atmosféricos en centrales de generación eléctrica.

La tecnología utilizada es un factor trascendente si se habla de la emisión de contaminantes, ya que cada una de ellas opera con diferente eficiencia y tipo de combustible por lo que cada tecnología tendrá mayor o menor cantidad de emisiones para generar la energía eléctrica. Las tecnologías que se utiliza en México son: la Central termoeléctrica de vapor convencional, Central termoeléctrica de Ciclo combinado, Central termoeléctrica Dual, Central termoeléctrica Turbogas, Central termoeléctrica de Combustión Interna y carboeléctrica. (Informe de Sector Eléctrico 2011-SEMARNAT).

En la tabla 7 se enlistan las tecnologías y las cantidades de contaminantes emitidas por estas, se puede observar que están ordenadas de mayor a menor de acuerdo a las toneladas de emisiones anuales que generan por tipo de contaminante y por tecnología. Cabe destacar que estas emisiones fueron estimadas considerando equipos de control con los que cuentan las centrales de generación eléctrica en México durante 2011 (Informe 2011 de la SEMARNAT).

Tabla 7. Emisiones anuales en 2011 por tipo de tecnología (Informe 2011-SEMARNAT).

GENERACIÓN	TECNOLOGÍA	PM₁₀	PM_{2.5}	SO₂	CO	NOX	COV's
(GWh)	(Tec.)	(kT)	(kT)	(kT)	(kT)	(kT)	(kT)
3,104.32	Termo. Vapor	45.58	29.52	1020.16	31.80	120.51	2.98
8,879.18	Termo. Ciclo Combinado	8.51	6.85	0.23	43.80	82.50	3.31
951.82	Carboeléctrica	9.96	6.45	224.47	6.12	53.65	0.00
133.94	Termo. Dual	6.19	4.06	55.66	4.76	25.74	0.00
93.61	Termo. Turbogas	0.34	0.20	0.80	1.21	6.60	0.11
1,357.24	Termo. Combustión Interna	1.06	0.54	9.75	4.98	13.97	0.60
14,520.11	Total	71.64	47.62	1,311.06	92.67	302.98	7.00

En el siguiente gráfico (Ver gráfico 6) se observa la distribución de los contaminantes criterio por tipo de tecnología, asimismo las barras que más destacan corresponden a la tecnología de vapor, misma que utiliza combustibles líquidos, con el índice más alto en generación de PM₁₀, PM_{2.5}, NOx y SO₂; seguida de la de Ciclo Combinado que utiliza combustible gaseoso y tiene la mayor cantidad de emisiones de CO y NOx.

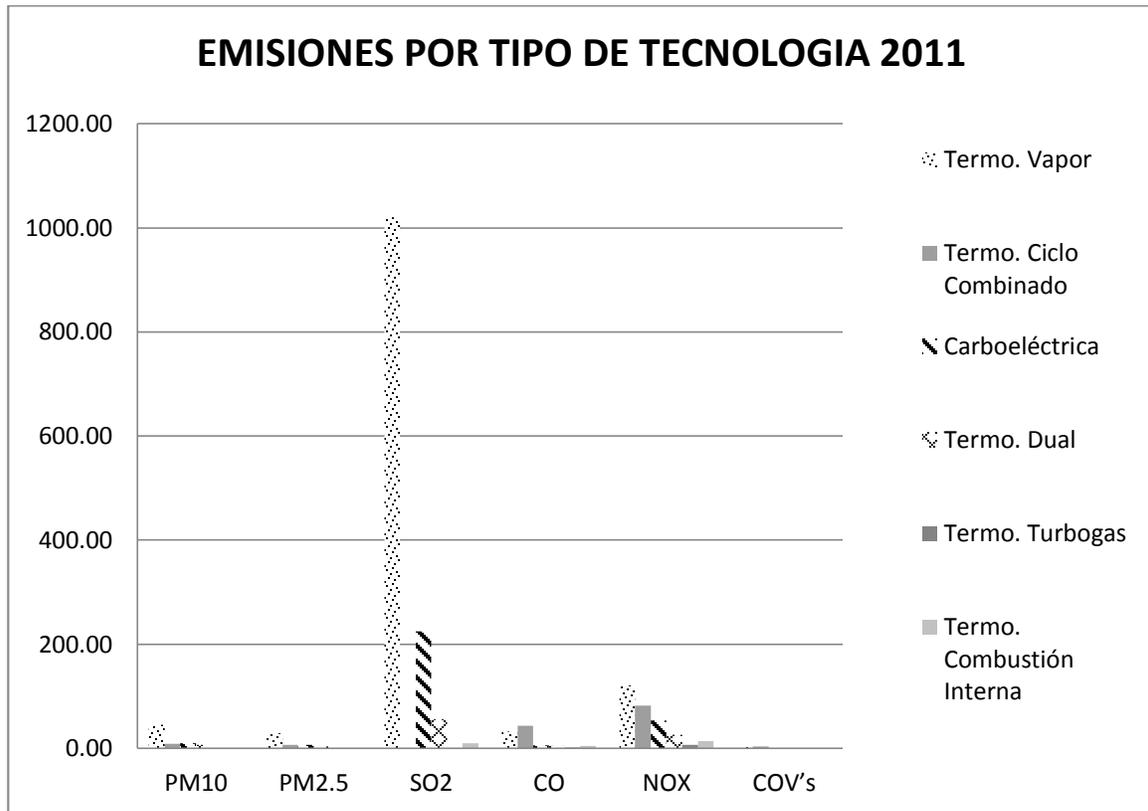


Gráfico. 7 Emisiones anuales de contaminantes criterio por tipo de tecnología 2011.

1.3 Tecnologías de generación eléctrica en México

Funcionamiento de una central de generación de electricidad.

Una central generadora de electricidad es una instalación industrial empleada para generar electricidad a partir de la energía liberada en forma de calor, normalmente mediante la combustión de algún combustible fósil (fuente energética), dicha energía es transformada en energía mecánica, misma que dará paso a la generación de electricidad.

El proceso de combustión se define como la oxidación rápida de sustancias (llamadas combustibles) por la aplicación de calor. En las centrales de generación eléctrica, este proceso se lleva a cabo en calderas de gran capacidad. Los combustibles que se utilizan comúnmente en estos procesos son carbón, combustóleo y gas natural, aunque puede llegar a usarse también carbón y gas licuado de petróleo (GLP).

Dentro del proceso de generación de energía eléctrica ocurren emisiones de contaminantes a la atmósfera durante las operaciones de manejo y transporte de combustible en tuberías, el almacenamiento del combustible en tanques, y en el proceso de combustión en sí mismo (EIIP, 2010). Sin embargo, se hace referencia a las emisiones producidas durante la combustión, por su gran volumen y potencial de impacto en la calidad del aire a escalas local y regional.

La generación de las emisiones depende principalmente del tipo de combustible, la tecnología (caldera y quemador) de que se trate, de la configuración de la caldera y de las condiciones de operación de la misma. Asimismo, la cantidad emitida varía a lo largo del año, dependiendo, entre otras cosas, de la intensidad de su uso (Vijay et al., 2011).

A continuación se presenta un listado de algunos contaminantes derivados del uso de diferentes combustibles para la producción de energía eléctrica. Es posible que no todos los contaminantes se emitan siempre que se use cada combustible.

Contaminantes emitidos por tipo de Combustible.

Combustible: Carbón

- Monóxido de Carbono
- Plomo
- Óxidos de Nitrógeno
- Partículas Suspendidas Primarias
- Óxidos de Azufre
- Antimonio y sus compuestos
- Berilio y sus compuestos
- Metales pesados (cadmio, cromo, cobalto, mercurio, níquel) y sus compuestos

- Dioxinas y furanos
- Etilbenceno
- Formaldehído
- Ac. Clorhídrico y Ac. Fluorhídrico
- Aromáticos (benceno, tolueno y xileno)

Combustible: Gas Natural

- Monóxido de carbono
- Plomo
- Óxidos de Nitrógeno
- Partículas suspendidas
- Óxidos de Azufre
- Metales pesados (cadmio, cromo, cobalto, mercurio, níquel) y sus compuestos
- Formaldehído
- Aromáticos (tolueno y benceno)

Combustibles pesados: Combustóleo

- Monóxido de carbono
- Plomo
- Óxidos de Nitrógeno
- Partículas Suspendidas Primarias
- Óxidos de Azufre
- Benceno
- Metales pesados (cadmio, cromo, cobalto, mercurio) y sus compuestos
- Dioxinas y furanos
- Etilbenceno
- Formaldehído
- Manganeso y sus compuestos

Fuente: EIIP (2010)

Tecnologías utilizadas para la generación de electricidad en México.

Las emisiones varían de acuerdo al tipo de combustible, de las condiciones de operación del proceso y de la tecnología empleada para la generación de electricidad. En México en años recientes el 83.1 % de energía eléctrica se genera a partir de combustibles fósiles, el 16.9 % restante son fuentes de energía renovables. Por lo anterior la evaluación y control de emisiones de éste sector se enfoca en las tecnologías que operan con combustibles fósiles.

Las tecnologías para generación de energía eléctrica en México son: termoeléctrica convencional o de vapor, termoeléctrica de ciclo combinado, carboeléctrica, dual, turbogas y de combustión interna; dichas tecnologías se describen en las siguientes líneas.

1.3.1 Central térmica de vapor convencional

En las centrales térmicas convencionales se produce electricidad a partir de combustibles fósiles como carbón, combustóleo o gas natural, mediante un ciclo termodinámico de agua-vapor. El término convencionales sirve para diferenciarlas de otras centrales térmicas, como las nucleares o las de ciclo combinado.

Una vez el combustible está en la caldera se quema, lo que provoca que se produzca energía calorífica que se utilizara para calentar agua y así transformarla en vapor a una presión muy elevada. A partir de este vapor se hace girar una turbina y un generador eléctrico para que éste produzca electricidad. El vapor que sale de la turbina se envía a un elemento llamado condensador para convertirlo en agua y así retornarlo a la caldera para empezar un nuevo ciclo de producción de vapor (Ver Ilustración 1).

La electricidad generada pasa por un transformador para aumentar su tensión y así transportarla reduciendo las pérdidas por Efecto Joule. (Choque de electrones que produce calor y por consiguiente pérdidas energéticas).

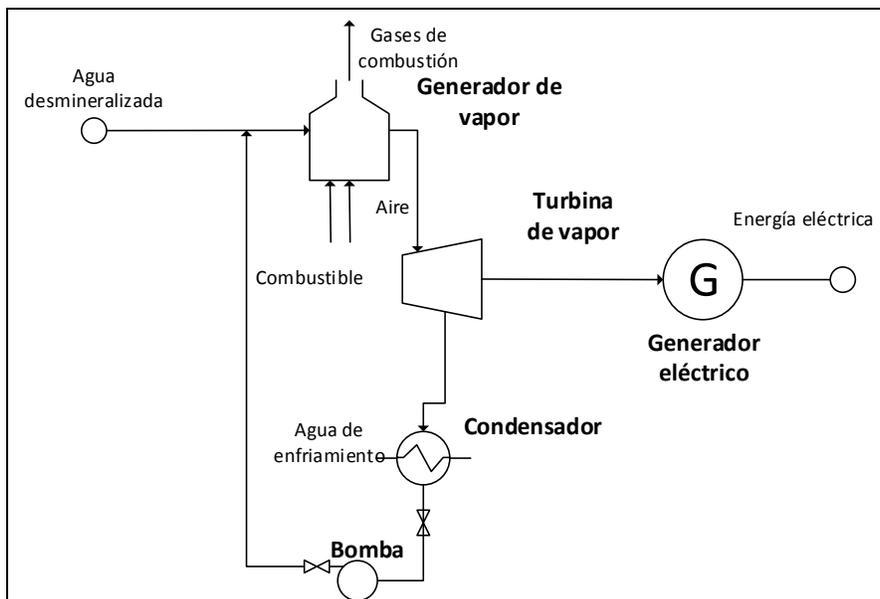


Ilustración 1. Esquema de funcionamiento de una central de generación eléctrica de vapor convencional.

1.3.2 Central térmica de ciclo combinado

En la ilustración 2 se esquematiza el proceso de generación de electricidad mediante el uso de la tecnología de ciclo combinado; dicho proceso comienza cuando el aire es comprimido a alta presión en el compresor, después pasa a la cámara de combustión donde se mezcla con el combustible; a continuación, los gases de combustión pasan por la turbina de gas donde se expanden y su energía calorífica se transforma en energía mecánica transmitiéndolo al eje de la turbina.

Los gases que salen de la turbina de gas se llevan a una caldera de recuperación de calor para producir vapor, a partir de este momento tenemos un ciclo agua-vapor convencional explicado en el apartado de centrales térmicas convencionales. A la salida de la turbina el vapor se condensa (transformándose nuevamente en agua) y vuelve a la caldera para empezar un nuevo ciclo de producción de vapor.

Actualmente la tendencia es acoplar la turbina de gas y la turbina de vapor a un mismo eje de manera que accionan conjuntamente un mismo generador eléctrico.

La principal ventaja de utilizar el ciclo combinado es su alta eficiencia, ya que se obtienen rendimientos superiores al rendimiento de una central de ciclo único y mucho mayores que los de una de turbina de vapor.

La central térmica de ciclo combinado es aquella donde se genera electricidad mediante el uso conjunto de dos máquinas generadoras:

- a) Un turbo grupo de gas
- b) Un turbo grupo de vapor

Las características principales de las centrales térmicas de ciclo combinado son:

- ✓ Flexibilidad: la central puede operar a plena carga o cargas parciales, hasta un mínimo de aproximadamente el 45% de la carga máxima.
- ✓ Eficiencia elevada: el ciclo combinado proporciona mayor eficiencia por un margen más amplio de potencias.
- ✓ Consideraciones medioambientales: Sus emisiones son más bajas.
- ✓ Coste de inversión bajo por MW instalado, periodos de construcción cortos, menor superficie por MW instalado y bajo consumo de agua de refrigeración.

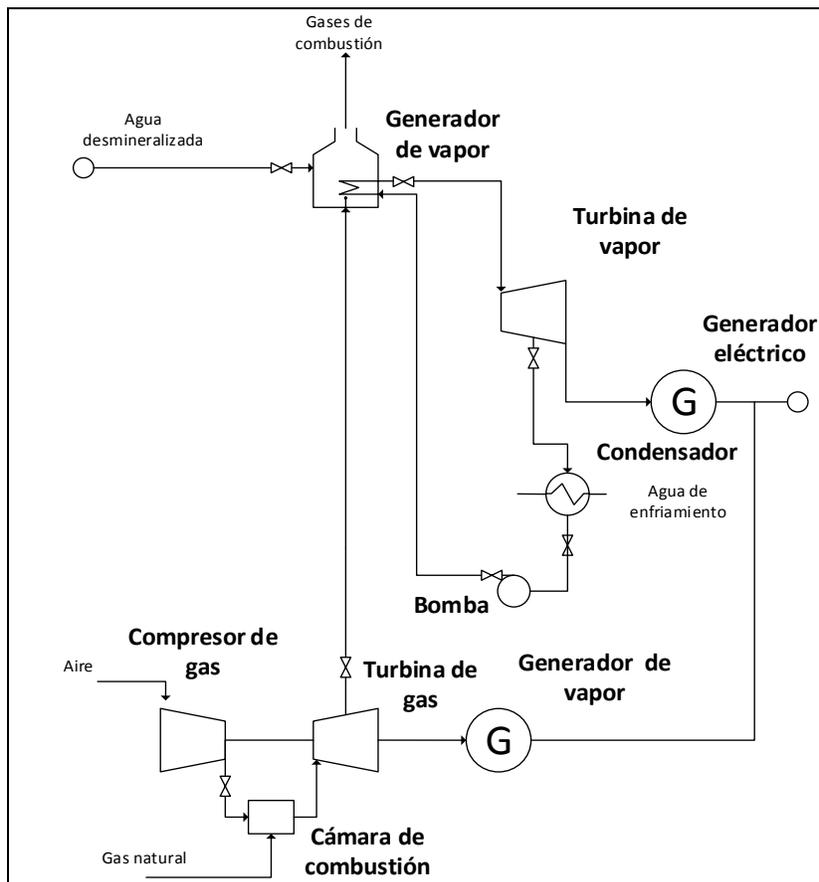


Ilustración 2. Esquema de funcionamiento de una central de generación eléctrica de ciclo combinado.

1.3.3 Central carboeléctrica

Las centrales carboeléctricas convierten la energía térmica del carbón en energía eléctrica mediante la combustión del mismo. El calor liberado en el generador de vapor por la combustión es transferido al agua de alimentación, la cual, por efecto del calor, se convierte en vapor. El vapor generado a altas condiciones de presión y de temperatura es dirigido a la turbina de vapor, donde se convierte su energía térmica en energía mecánica de rotación del eje. Esta energía mecánica de rotación es convertida a energía eléctrica mediante un generador eléctrico, el cual está acoplado directamente al eje de la turbina.

El proceso anterior se representa en el esquema siguiente (Ver Ilustración 3) del proceso de generación eléctrica en centrales carboeléctricas. El proceso es el mismo que para una central térmica de vapor convencional, la variante en este caso es el combustible alimentado al generador de vapor, ya que en éste caso se utiliza carbón principalmente. Puede emplearse otros combustibles como auxiliares en la combustión del carbón, por ejemplo carbón.

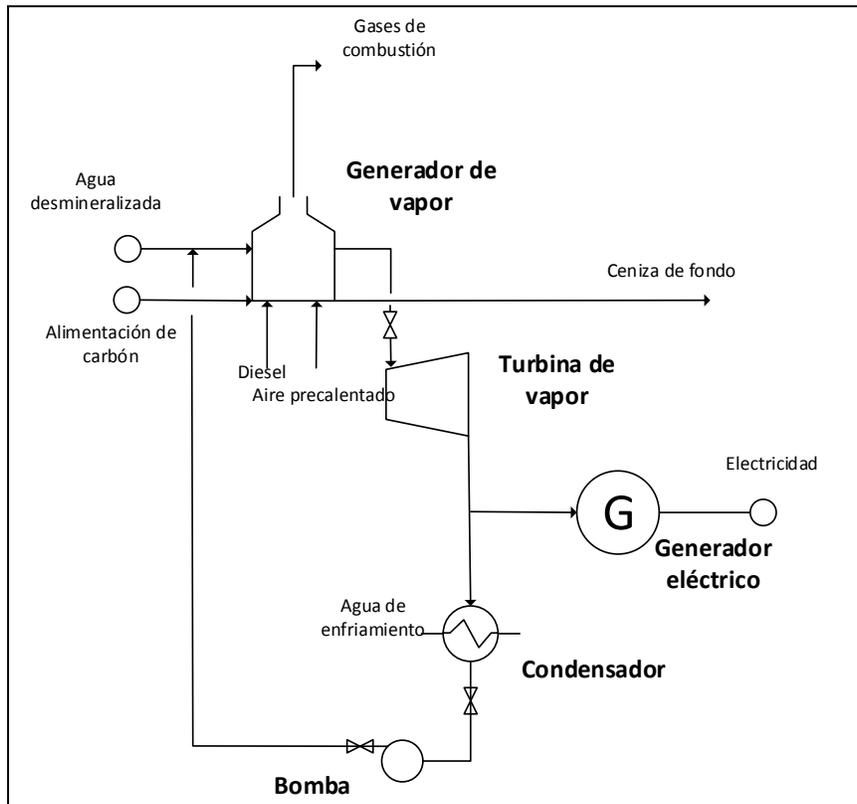


Ilustración 3. Esquema de funcionamiento de una central de generación eléctrica de tipo carboeléctrica.

1.3.4 Tecnología Dual

La tecnología dual se caracteriza por la producción de energía eléctrica mediante el uso de dos combustibles; este tipo de tecnología consiste en quemar más de un combustible fósil (generalmente se usa carbón y combustóleo en iguales proporciones) para producir calor y vapor de agua en una caldera. El vapor es elevado a una gran presión y llevado a una turbina, la cual está conectada a un generador y cuando éste gira, convierte ese movimiento giratorio en electricidad. Después de que el vapor pasa a través de la turbina, es llevado a una torre de enfriamiento, donde se condensa y se convierte nuevamente en agua líquida para ser utilizada otra vez en la caldera y repetir el proceso indefinidamente (Ver Ilustración 4)

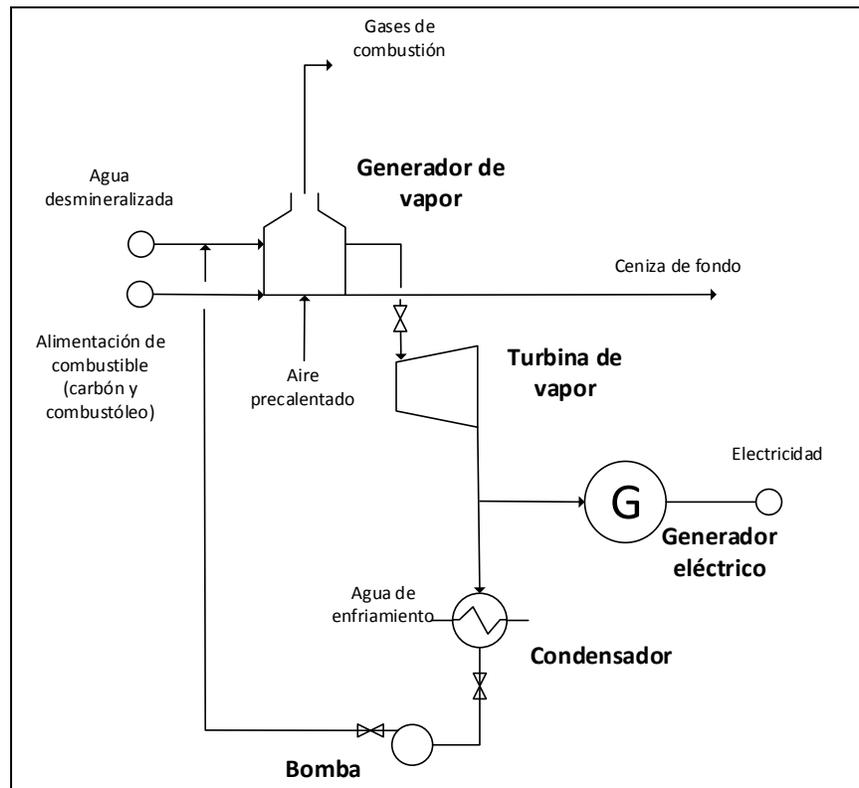


Ilustración 4. Esquema de funcionamiento de una central de generación eléctrica tipo dual.

1.3.5 Central Turbogas

Este tipo de central se compone de grupos compactos, sencillos y fáciles de transportar de pequeña y media potencia entre 5 y 100 Mw.

En un compresor se inyecta gas o combustible líquido finamente pulverizado y 16 partes de oxígeno. La mezcla es comprimida y al salir estalla en la cámara de combustión, donde impulsa la turbina que produce la energía útil; los gases de escape se pueden utilizar para calentar el agua de retorno de un turbo vapor en las centrales de ciclo combinado o para potabilizar agua en centrales de lugares desérticos o para sistemas de calefacción (Ver Ilustración 5).

Los de mejor rendimiento alcanzan velocidades superiores a las 6000 r.p.m. por lo que deben usar un reductor de velocidades a 3000 r.p.m., velocidad máxima de un alternador de 50 Hz. Su rápida puesta en marcha (menos de 5 minutos) y su gran regulación (a partir del 10% de su potencia nominal) lo hace ideal como central de emergencia; pero su bajo rendimiento (menos del 20%) limita su funcionamiento a menos de 4 horas por día en el sistema interconectado (página web Comisión Federal de Electricidad¹⁰).

Al instalarse en contenedores o vagones con ruedas lo hace fácilmente transportable y rápidamente instalable ya que sólo hay que conectar la tubería de combustible y la línea de media tensión, al no precisar agua es el único apto para lugares desérticos o muy alejados.

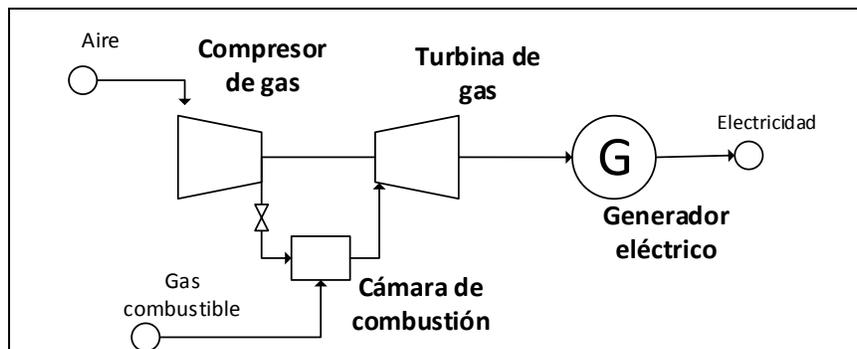


Ilustración 5. Esquema de funcionamiento de una central de generación eléctrica turbogas.

¹⁰ <http://www.cfe.gob.mx/sustentabilidad/publicaciones/genElectricidad/Paginas/Termoelectrica.aspx>

1.3.6 Central de Combustión Interna

Las plantas de combustión interna están equipadas con un motor de combustión interna en la que aprovechan la expansión de gas de combustión para obtener energía mecánica, que luego se transforma en energía eléctrica en el generador (Ver Ilustración 6). Este tipo de plantas son usualmente alimentadas por gasóleo, y en el caso de la planta ubicada en San Carlos, Baja California Sur, para alimentar sus dos motores de combustión interna utilizan una mezcla de combustóleo y el gasóleo.

Un motor de combustión interna es un tipo de máquina que obtiene energía mecánica directamente de la energía desprendida por la quema de un combustible que arde dentro de una cámara de combustión. Su nombre se debe, a que dicha combustión se produce dentro de la máquina, a diferencia de, por ejemplo, la máquina de vapor en la cual la combustión se efectúa en un equipo externo como un generador de vapor o caldera, a este tipo de combustión se le llama combustión externa.

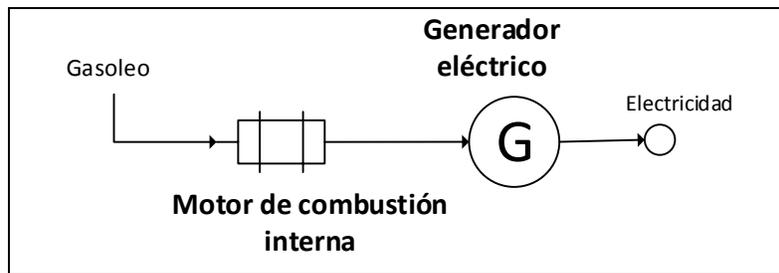


Ilustración 6. Esquema de funcionamiento de una central de combustión interna para generación eléctrica.

1.4 Combustibles en la generación eléctrica

Hoy en día los combustibles fósiles en el sector eléctrico ocupan un papel importante ya que a partir de ellos se obtendrá la electricidad, y además de acuerdo al tipo y características del combustible se generan las emisiones a la atmosfera que son el objeto de estudio de este trabajo.

Los combustibles fósiles son recursos no renovables, es decir, no se reponen por procesos biológicos; los combustibles fósiles son tres: carbón, gas natural y petróleo (aquellos derivados como el carbón, combustóleo y GLP).

Dada la importancia de los combustibles es necesario estudiar sus propiedades y características que los hacen tan importantes en cualquier proceso; y sobre todo en el proceso de generación de electricidad, ya que en la actualidad y desde hace muchos años la producción de energía eléctrica se ha basado en su combustión para la generación de energías que luego serán transformadas en la electricidad que recibimos en nuestros hogares, escuelas, centros de trabajo, etc.

La obtención de electricidad (MWhr) está en función de la eficiencia energética tanto del equipo de combustión como del combustible empleado, así como las emisiones que se generen por dicha actividad, dando así un papel preponderante a la combustión eficiente del combustible, que dependerá principalmente de las siguientes características, mismas que varían de acuerdo al tipo de combustible, las de mayor importancia en el proceso de generación eléctrica son:

- Porcentaje de azufre (%S)
- Porcentaje de cenizas (%A) en el caso del carbón
- Poder calorífico (PC)

Porcentaje de azufre

El porcentaje de azufre o contenido de azufre en los combustibles es la cantidad porcentual de azufre elemental contenido en el combustible, y la formación de SO_2 en los gases de combustión está en función de este; por lo que es de gran importancia que el combustible empleado para generación eléctrica tenga un bajo porcentaje de azufre teniendo en cuenta los grandes volúmenes de combustibles necesarios para generar electricidad que cubra las necesidades en México.

Porcentaje de cenizas

El porcentaje de cenizas indica la cantidad de materia sólida no combustible por kilogramo de carbón, por lo que este material representara residuos sólidos en los gases de salida de la combustión, lo cual se traduce en emisiones de material particulado (partículas suspendidas totales, partículas menores a 10 micrómetros y partículas menores a 2.5 micrómetros), contaminantes que se emiten a la atmosfera y repercuten en la salud de los individuos.

Poder calorífico

Es la cantidad de calor que entrega un kilogramo, o un metro cúbico, de combustible al oxidarse en forma completa, y es de gran importancia en el sector de generación eléctrica, dado que en base a este se obtendrá la cantidad necesaria de energía para transformarla en electricidad. Los poderes caloríficos de los combustibles se indican en la tabla 5.

Las características antes descritas de los combustibles de origen fósil empleados en generación eléctrica se indican en la tabla siguiente:

Tabla 8. Características de combustibles empleados en la generación de energía eléctrica en México.

CARACTERISTICAS DE COMBUSTIBLES FOSILES				
TIPO	Densidad (kg/m3)	% de Azufre*	% de cenizas*	Poder calorífico (MJ/Kg)
GAS NATURAL(GN)	0.6	0	-	52
DIESEL (DI)	824	0.04	-	48
COMBUSTOLEO LIGERO (CBL)	992	3.6	-	43
COMBUSTOLEO PESADO (CBP)	996	3.6	-	42
CARBON MINERAL(CA)	NA	7.5	11.4	Variable

* Porcentaje de contenido de azufre (SEMARNAT Informe Sector Eléctrico)

**Precios 2005-2007 estudio por la facultad de economía de la UNAM

En conclusión la selección de un combustible está en función de la tecnología de generación, poder calorífico, costo y los porcentajes de azufre y cenizas; por lo que el sustituir un combustible por otro requiere de un análisis de las anteriores características de cada combustible, para así obtener la cantidad necesaria del producto deseado a menor costo y de la manera más ecológica posible para abastecer al mercado eléctrico mexicano.

1.5 Tecnologías de control de emisiones

En la industria de generación eléctrica es de suma importancia controlar las emisiones que se generan para evitar que lleguen a la atmósfera, debido a los daños tan importantes que causan en el medio ambiente y la salud de los seres humanos como se ha venido describiendo en los primeros capítulos de este documento.

Existe una gran variedad de equipos de control que pueden implementarse, algunos están dirigidos principalmente a ciertos sectores industriales, ya que de acuerdo al tipo de producto se tendrá emisiones de cierto tipo de contaminante; algunos de ellos controlan más de un contaminante aunque generalmente tienen mayor eficiencia de control para un contaminante que para otro. En el caso del sector de generación de electricidad se tienen emisiones únicamente por la combustión en los equipos empleados para tal efecto, por lo que la selección del equipo de control variara dependiendo de los siguientes factores:

1. Tipo de combustión (externa o interna)
2. Contaminante que se desea controlar
3. Configuración técnica del equipo generador de emisiones (capacidad, tipo de combustible usado, etc)
4. Costos de instalación y mantenimiento del equipo

Tipo de combustión

Los tipos de combustión en los procesos en general y específicamente en el proceso de generación eléctrica son externa e interna.

La diferencia entre ambos tipos de combustión radica básicamente en el motor; un motor de combustión externa es una máquina que realiza una conversión de energía calorífica en energía mecánica mediante un proceso de combustión que se realiza fuera de la máquina, generalmente para calentar agua que, en forma de vapor, será la que realice el trabajo, en oposición a los motores de combustión interna, en los que la propia combustión, realizada dentro del motor, es la que lleva a cabo el trabajo.

El tipo de combustión en las centrales de generación eléctrica dependerán de varios factores; principalmente, de la eficiencia deseada del equipo de combustión, de la disponibilidad o facilidad de obtención y/o transporte de combustible a la planta, de los costos de la tecnología, etc.

Contaminante que se desea controlar

Sabiendo que tipo de combustión se tiene en la central y el equipo empleado para ello, el siguiente paso es saber cuál o cuáles contaminante(s) se está generando en mayor proporción, por lo que es importante controlarlo; esto se hará mediante el monitoreo continuo de los gases de combustión del equipo.

Configuración técnica del equipo generador de emisiones.

Al decir configuración técnica me estoy refiriendo a dos aspectos básicos, que son la capacidad y el tipo de combustible empleado.

Los equipos de control de emisiones se seleccionan de acuerdo a la capacidad calorífica del equipo de combustión, dado que de acuerdo a la cantidad de calor generado se obtendrá cierta cantidad de gases de combustión; en las centrales de generación eléctrica en el caso de combustión externa se emplean generalmente quemadores de bajo NOX o tangenciales dado que las capacidades en este sector son en su mayoría de más de 105,900 MJ/h (3,000 caballos caldera).

En el caso de combustión externa también se tienen tecnologías de control que no son equipos tal cual, si no modificaciones o tratamientos del combustible empleado como lo es la combustión en lecho fluidizado que consiste en la adición de una cama de caliza al hogar de la caldera, lugar donde se lleva a cabo la quema del carbón, para que la caliza absorba el azufre contenido en el carbón mientras este se combustiona y así evitar la generación de emisiones de dióxido de azufre por la chimenea.

Por ejemplo, en el caso de equipos de combustión interna, los cuales generalmente emplean gas natural, se instalan quemadores de bajo NOX para reducir la producción de dicho contaminante, o tangenciales para la reducción de NOX y CO durante la combustión del combustible. Dependiendo el tipo de quemador y la configuración del equipo habrá cierto porcentaje de emisiones de NOx y/o CO que serán controladas, estos porcentajes están indicados en la tabla siguiente (Ver tabla 9):

Tabla 9. Eficiencias de control de NOx y CO para quemadores tangencial y de bajo NOx.

TIPO DE QUEMADOR	Tipo de combustión del equipo	Tipo de combustible	Capacidad	% de NOX controlados	% de CO controlados
De bajo NOx	Combustión externa	Gas natural	>105,900 MJ/h	40 %	---
			<105,900 MJ/h	50 %	---
	Combustión interna	Gas natural	Cualquiera	77 %	---
		Combustóleo pesado	Cualquiera	15 %	---
Tangencial	Combustión externa	Combustóleo pesado	Cualquiera	32 %	---
		Gas natural	Cualquiera	28 %	72 %

Como ya se mencionó anteriormente la elección del tipo de equipo o tecnología de control está en función de muchas variables, por lo que de acuerdo al caso de estudio se deberá seleccionar el más conveniente de acuerdo con los puntos antes mencionados.

Habiendo conocido el caso a estudiar es necesario acudir a hojas de datos de los sistemas de control, muchas de ellas se encuentran en la base de datos de recursos técnicos del sitio web del Centro de Información sobre Control de emisiones al Aire (CICA) de la Environmental Protection Agency (EPA) de los estados unidos de américa¹¹.

Costos de instalación y mantenimiento del equipo de control

Otro factor para la selección del sistema o equipo de control de emisiones no menos importante, es el económico, los costos tanto de instalación como de mantenimiento varían de acuerdo a numerosos factores que están en función de las necesidades del control de emisiones.

Para determinar estos costos se requiere de un exhaustivo estudio económico que por no ser parte de los objetivos de este trabajo no se incluye en el, sin embargo se puede encontrar información sobre este tema en el “Manual de costos de control de contaminación del aire” en el siguiente sitio web: http://www.epa.gov/ttn/catc/dir1/c_allchs.pdf.

¹¹ “CICA-EPA” <http://epa.gov/ttn/catc/cica/>

CAPITULO 2. CONTAMINACION ATMOSFERICA Y TIPOS DE CONTAMINANTES

2.1 Atmósfera

Para determinar si la atmósfera de cierta región se encuentra contaminada, es necesario saber cuál sería una atmósfera no contaminada y de qué manera está compuesta, para lo cual destinaremos los siguientes párrafos.

La atmósfera terrestre es la capa gaseosa que envuelve a la tierra es transparente e impalpable y se encuentra dividida en 5 capas o regiones (ver ilustración 7).

2.1.1 Capas de la atmósfera terrestre

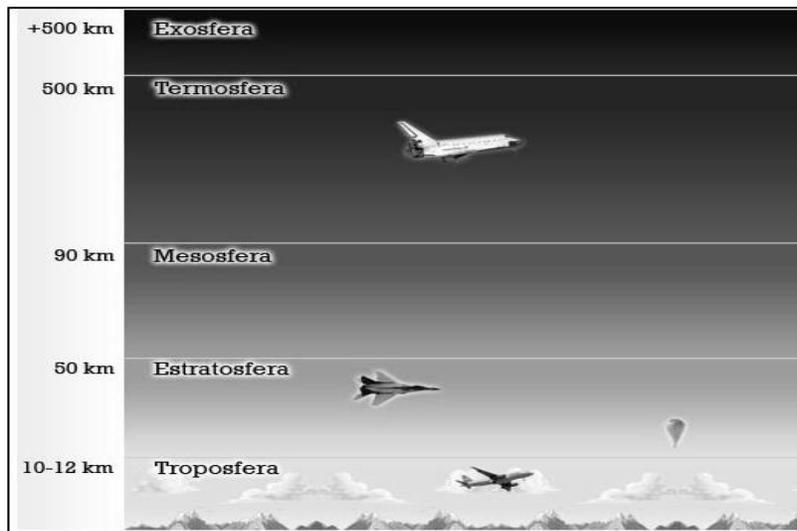


Ilustración 7. Capas de la atmósfera terrestre

De acuerdo con la altitud, composición, temperatura y otras características, la atmósfera que rodea a la Tierra está formada por las siguientes capas y regiones:

Troposfera. Alcanza una altura media de 12 km. (es de 7 km. En los polos y de 16 km en los trópicos) y en ella encontramos, junto con el aire, polvo, humo y vapor de agua, entre otros componentes.

Estratosfera. Zona fría que se extiende de los 12 a los 50 km de altura; en su capa superior contiene gran cantidad de ozono O_3 y constituye la llamada Ozonósfera y es la región de la atmósfera donde se concentra la mayor parte del ozono. Se encuentra en la baja estratosfera, entre los 15 y 32 km, aproximadamente. (ésta capa nos protege de la radiación ultravioleta del sol), la cual es de enorme importancia para la vida en la tierra por que absorbe la mayor parte de los rayos ultravioleta del sol.

Mesosfera. Zona que se sitúa entre los 50 y los 90 km de altitud; su temperatura media es de 10 °C; en ella los meteoritos adquieren altas temperaturas y en su gran mayoría se volatilizan y consumen. En los límites entre la mesosfera y la Termósfera se sitúan las *capas* situadas cerca

de la mesopausa¹² y se caracterizan por la luminiscencia (incluso nocturna) causada por la restructuración de átomos en forma de moléculas que habían sido ionizadas por la luz solar durante el día, o por rayos cósmicos. Las principales capas son la del OH (llamada así por contener radicales OH), a unos 85 km, y la de O₂, situada a unos 95 km de altura, ambas con un grosor aproximado de unos 10 km.

Termósfera. Empieza después de los 100 km y va desapareciendo gradualmente hasta los 500 km de altura. En esta región, constituida por oxígeno (O₂), la temperatura aumenta hasta los 1,000°C; los rayos X y ultravioleta del Sol ionizan el aire enrarecido, produciendo átomos y moléculas cargados eléctricamente (que reciben el nombre de iones) y electrones libres. También se conoce como Ionosfera por ser una región ionizada por el bombardeo producido por la radiación solar.

Exosfera. Comienza a 500 km. De altura y se extiende más allá de los 1,000 km; está formada por una capa de helio y otra de hidrogeno. Después de esa capa se halla una enorme banda de radiaciones conocida como magnetosfera que es la región exterior a la Tierra donde el campo magnético, generado por el núcleo terrestre, actúa como protector de los vientos solares y se extiende hasta unos 55,000 km de altura, aunque no constituye propiamente un estrato atmosférico.

¹² La **mesopausa** es la región de la atmósfera que determina el límite entre una atmósfera con masa molecular constante de otra donde predomina la difusión molecular. Se sitúa a aproximadamente 90 km de altitud, es la región donde existe la temperatura más baja en la atmósfera, cerca de -80 °C. En la mesopausa tienen lugar las reacciones de quimioluminiscencia y aeroluminiscencia.

2.1.2 El aire

Composición

El aire es una mezcla gaseosa que forma una capa de aproximadamente 500,000 millones de toneladas que rodea la Tierra, y su composición es la siguiente:

Tabla 10. Composición del aire

1. Nitrógeno	(N)	78.03% en volumen
2. Oxígeno	(O)	20.99% en volumen
3. Dióxido de Carbono	(CO ₂)	0.03% en volumen
4. Argón	(Ar)	0.94% en volumen
5. Neón	(Ne)	0.00123% en volumen
6. Helio	(He)	0.0004% en volumen
7. Criptón	(Kr)	0.00005% en volumen
8. Xenón	(Xe)	0.000006% en volumen
9. Hidrógeno	(H)	0.01% en volumen
10. Metano	(CH ₄)	0.0002% en volumen
11. Óxido nitroso	(N ₂ O)	0.00005% en volumen
12. Vapor de Agua	(H ₂ O)	Variable
13. Ozono	(O ₃)	Variable
14. Partículas		Variable

En la tabla 10 se da a conocer la composición del aire, por lo que cualquier otra sustancia ajena a las antes mencionadas, o bien, el incremento de cualquiera de ellas representa lo que se conoce como contaminación del aire, causada por las actividades del hombre en la tierra y por la misma naturaleza, esta contaminación es la causante de fuertes efectos sobre la tierra y los seres vivos.

Los contaminantes más representativos que afectan la calidad del aire se dividen en contaminantes criterio, contaminantes tóxicos y de efecto invernadero (Ver tabla 11).

Tabla 11. Tipos de contaminantes

CRITERIO	TÓXICOS	EFFECTO INVERNADERO
Óxidos de Nitrógeno (NOX)	Plomo (Pb)	Dióxido de Carbono (CO ₂)
Compuestos Orgánicos Volátiles (COV)	Benceno (C ₆ H ₆)	Metano (CH ₄)
Monóxido de Carbono (CO)	Amoniaco (NH ₃)	Óxido Nitroso (N ₂ O)
Material Particulado (PST, PM ₁₀ , PM _{2.5})	1,3-Butadieno	
Dióxidos de Azufre (SO ₂)		
Ozono (O₃)*		

*El ozono es considerado un contaminante criterio, sin embargo, al ser derivado de la reacción química del dióxido de nitrógeno (NO₂) y compuestos orgánicos volátiles (COV's) en presencia de la luz solar, se le considera contaminante criterio secundario, por lo que sus emisiones no serán incluidas en las estimaciones de este trabajo.

2.2 Contaminantes Criterio

Clasificación de los contaminantes y sus consecuencias para el ser humano

Los contaminantes del aire se han clasificado como contaminantes criterio y contaminantes no criterio. Los contaminantes criterio se han identificado como perjudiciales para la salud y el bienestar de los seres humanos. Se les llamó contaminantes criterio porque fueron objeto de evaluaciones publicadas en documentos de calidad del aire en los Estados Unidos (EU), con el objetivo de establecer niveles permisibles que protegieran la salud, el medio ambiente y el bienestar de la población. A continuación se describen los más importantes:

Óxidos de azufre (SO₂)

Los dióxidos de azufre son gases incoloros que se forman al quemar azufre. El dióxido de azufre (SO₂) es el contaminante criterio que indica la concentración de dióxidos de azufre en el aire. La fuente primaria de dióxidos de azufre es la quema de combustibles fósiles, en particular el carbón, el combustóleo y diésel principalmente, entre otros. Se ha denominado al dióxido de azufre como un contaminante que “pasa a través de” porque la cantidad de dióxido de azufre emitido al aire es casi la misma cantidad presente en el combustible.

Por ejemplo, si se quema cien kilos de carbón que contienen siete kilos de azufre, la emisión producida por la quema contendrá aproximadamente 14 kilos de dióxido de azufre, siete kilos de azufre y siete de oxígeno. El azufre reacciona con el oxígeno en el proceso de combustión para formar dióxido de azufre.

Los dióxidos de azufre también son responsables de algunos efectos sobre el bienestar. El de mayor preocupación es la contribución de dióxidos de azufre a la formación de lluvia ácida que puede perjudicar lagos, la vida acuática, materiales de construcción y la vida silvestre.

Óxidos de nitrógeno (NOX)

Los óxidos de nitrógeno (comúnmente referidos como NOX) son un grupo de gases conformado por el nitrógeno y oxígeno. El nitrógeno es el elemento más común del aire y representa 78 por ciento del aire que respiramos. Los óxidos de nitrógeno incluyen compuestos como óxido nítrico (NO) y dióxido de nitrógeno (NO₂). El término NOX se refiere a la combinación de estas dos sustancias.

Los procesos naturales y los realizados por el hombre producen óxidos de nitrógeno. En una escala global, la emisión natural de óxido de nitrógeno es casi 15 veces mayor que la realizada por el hombre. Las fuentes más comunes de óxidos de nitrógeno en la naturaleza son la descomposición bacteriana de nitratos orgánicos, incendios forestales y de pastos, y la actividad volcánica. Las fuentes principales de emisiones antropogénicas son los escapes de los vehículos y la quema de combustibles fósiles.

El óxido nítrico es relativamente inofensivo, pero el dióxido de nitrógeno puede causar efectos en la salud y bienestar. En el proceso de combustión, el nitrógeno en el combustible y aire se oxida para formar óxido nítrico y algo de dióxido de nitrógeno. Los óxidos nítricos emitidos en el aire se

convierten en dióxido de nitrógeno mediante reacciones fotoquímicas condicionadas por la luz solar.

El dióxido de nitrógeno daña el sistema respiratorio porque es capaz de penetrar las regiones más profundas de los pulmones. Asimismo, contribuye a la formación de lluvia ácida

Material particulado PM₁₀, PM_{2.5} y PST

Inicialmente, con la denominación de partículas suspendidas Totales (PST) se reconoció a una amplia categoría de material particulado como contaminante criterio. Las PST son las partículas sólidas o líquidas del aire, se incluyen contaminantes primarios como el polvo y hollín y contaminantes secundarios como partículas líquidas producidas por la condensación de vapores. Como se mencionó anteriormente, desde la segunda mitad de la década de 1980, varios países incluyeron en sus normas sobre material particulado a las partículas con menos de 10 micrómetros de diámetro aerodinámico (PM₁₀).

En la segunda mitad de la década de 1990, las normas sobre material particulado especificaron considerar no solo al PM₁₀ sino también al material particulado con menos de 2.5 micrómetros de diámetro aerodinámico (PM_{2.5}). El motivo de este cambio, como ya se ha comentado, es que las partículas más pequeñas son más peligrosas para el hombre porque tienen mayor probabilidad de ingresar a la parte inferior de los pulmones.

En la naturaleza, el material particulado se forma por muchos procesos, tales como el viento, polinización de plantas e incendios forestales. Las principales fuentes antropogénicas de pequeñas partículas incluyen la quema de combustibles sólidos como la madera y el carbón, las actividades agrícolas como la fertilización y almacenamiento de granos y la industria de la construcción.

El material particulado puede tener efectos en la salud y bienestar del hombre. Puede contribuir a aumentar las enfermedades respiratorias como la bronquitis y exacerbar los efectos de otras enfermedades cardiovasculares. Asimismo, afecta la visibilidad y velocidad de deterioro de muchos materiales hechos por el hombre.

Monóxido de carbono (CO)

El monóxido de carbono es un gas incoloro e inodoro que en concentraciones altas puede ser letal. En la naturaleza se forma mediante la oxidación del metano, que es un gas común producido por la descomposición de la materia orgánica. La principal fuente antropogénica de monóxido de carbono es la quema incompleta de combustibles como la gasolina.

El monóxido de carbono (CO) es producto de la combustión incompleta de material que contiene carbono y de algunos procesos industriales y biológicos. Un proceso de combustión que produce CO en lugar de CO₂ resulta cuando la cantidad de oxígeno requerida es insuficiente, y depende de la temperatura de flama, tiempo de residencia en la cámara de combustión y turbulencia en la misma. Estos parámetros se tienen mejor controlados en fuentes estacionarias de combustión que en vehículos automotores. Por ésta razón, aproximadamente el 70 % de las emisiones de CO provienen de fuentes móviles. Las concentraciones horarias de CO a menudo reflejan

patrones de tráfico vehicular, por lo que es especialmente problemático en zonas urbanas con gran número de automóviles.

El volumen del tránsito y el clima local influyen sobre su concentración en el aire. Los efectos sobre la salud dependen de la concentración y duración de la exposición. La permanencia media de las moléculas de CO en la atmósfera, es de un mes aproximadamente, antes de oxidarse y convertirse en CO₂.

COV's

Los COV's son sustancias químicas orgánicas cuya base es el carbono y se evaporan a temperatura y presión ambiental; los Compuestos Orgánicos Volátiles pueden influir en la degradación de la capa de ozono como son el 1,1,1-tricloroetano y el tetracloruro de carbono.

Como precursores del ozono troposférico se producen como consecuencia de su reacción con los óxidos de nitrógeno presentes en la atmósfera y la luz solar. Se producen una serie de reacciones químicas que provocan formación de ozono a nivel del suelo. Estas reacciones son mucho más intensas en presencia de luz solar que es la que necesitan para producirse. A este fenómeno se le conoce como smog fotoquímico creándose atmósferas ricas en ozono de un color marrón – rojizo. El ozono es perjudicial para los seres humanos y las plantas, pues puede provocar graves daños respiratorios. A consecuencia de esto, en todo el territorio español existen redes de alerta a la población por contaminación de ozono.

2.3 Gases de Efecto Invernadero

Las emisiones de gases de efecto invernadero por actividades antropogénicas en México comprenden prácticamente toda actividad humana, un ejemplo es la elaboración de productos y/o alimentos, así como el transporte de ellos y de personas, la generación de energía para realizar dichas actividades, la disposición de los desechos urbanos e industriales, etc.

Los cambios del clima y el aumento en la temperatura promedio de la superficie del planeta, tienen efectos en la intensidad y frecuencia de los fenómenos climáticos extremos en todo el mundo.

Se denomina gases de efecto invernadero (GEI), a aquellos que tienen la capacidad de atrapar la radiación infrarroja que escapa de la superficie de la tierra, hacia el espacio y transferirla, en forma de calor, al resto de los gases que forman la atmósfera (Martínez, Fernández Bremauntz, & Osnaya, 2004). La capacidad de capturar la radiación infrarroja depende de su estructura molecular y de su tiempo de residencia en la atmósfera antes de que sea transformado en otro compuesto.

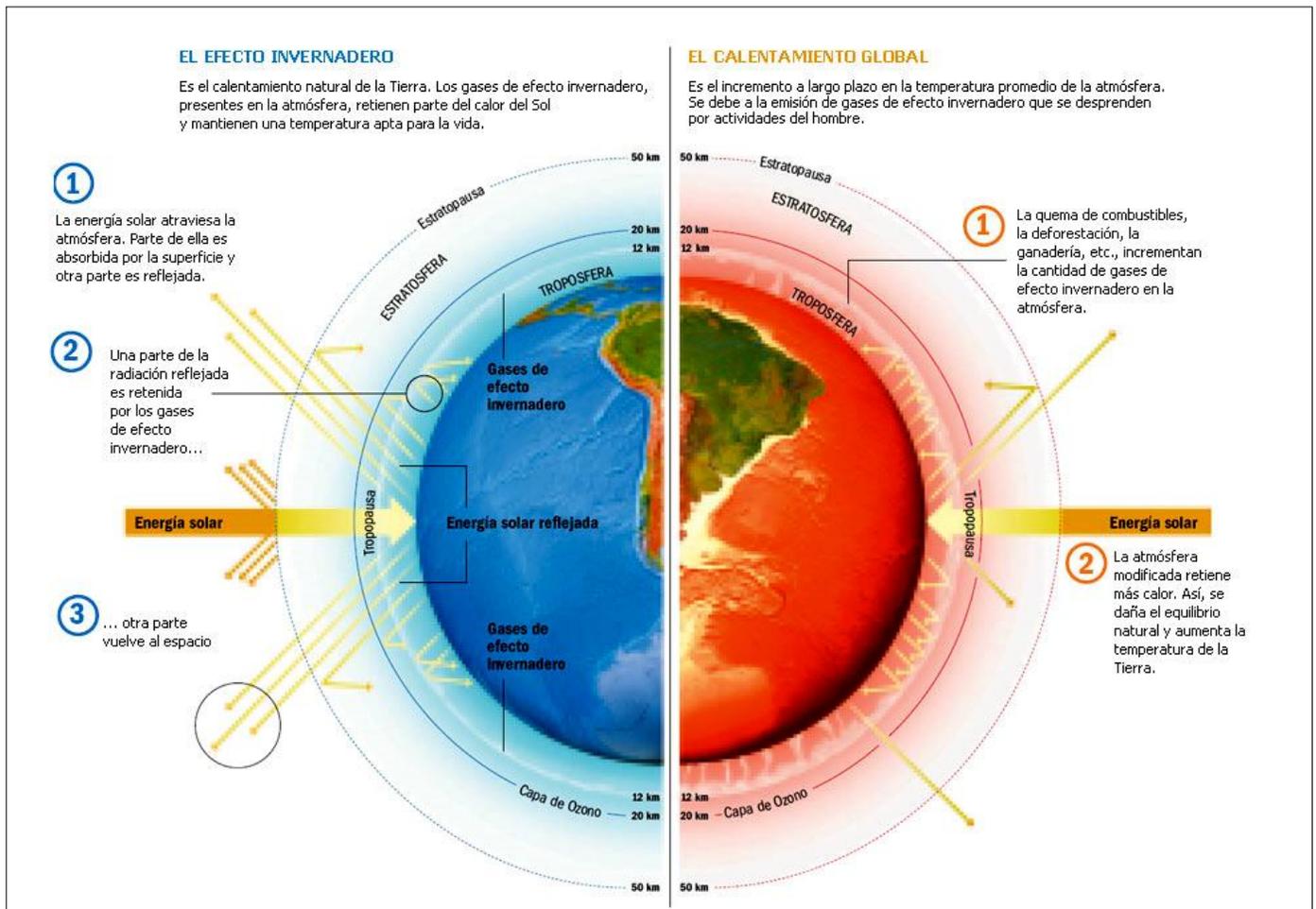


Ilustración 8. Esquema de los efectos de la emisión descontrolada de GEI

Los Gases de Efecto Invernadero son el Bióxido de Carbono (CO_2), el Metano (CH_4), el Óxido Nitroso (N_2O) y los Halocarbonos como el Freón (CCL_2F_2) que es uno de los gases que tiene efectos dañinos en la capa estratosférica de ozono; estos gases Fluorados son emitidos por el uso de refrigerantes, disolventes industriales y lubricantes, los cuales tienden a desaparecer muy lentamente en el ambiente. Los primeros tres contaminantes (Bióxido de Carbono, Metano y Oxido Nitroso) existen de forma natural en la atmósfera sin embargo su presencia ha aumentado por la quema de combustibles fósiles como el petróleo, el gas o el carbón y por la pérdida de bosques y selvas (Martínez, Fernández Bremauntz, & Osnaya, 2004) (Ver Ilustración 8).

Bióxido de Carbono (CO_2)

El bióxido de carbono CO_2 constituye el enlace indispensable que une al Sol con la Tierra por el intercambio bioquímico que permite que la energía luminosa se “incorpore” a los sistemas vivientes. A partir de la energía solar y con la intervención de moléculas como la clorofila y el agua, participa en la construcción de alimentos a través de la [fotosíntesis](#) en las plantas verdes (autótrofos).

Los efectos de concentración de CO_2 en la atmósfera tienen además, un ritmo estacional. En altas latitudes (al norte) se incrementa significativamente en el invierno cuando baja la actividad fotosintética en los bosques de hoja caduca. Este efecto se acentúa por el incremento en el uso de combustibles para mantener los sistemas de aire acondicionado en países de esas latitudes.

Es el principal gas emitido a la atmósfera y se genera por la actividad industrial, el transporte y los incendios forestales. Las plantas y el mar absorben una parte de este gas, mientras que el resto permanece en la atmósfera de 50 a 200 años.

Metano (CH_4)

El metano es un gas de efecto invernadero que contribuye al calentamiento global del planeta Tierra ya que aumenta la capacidad de retención del calor por la atmósfera. Su incremento se asocia con actividades ganaderas, basureros y cultivos bajo inundación como es el del arroz. Puede permanecer hasta 10 años en la atmósfera.

Óxido Nitroso (N_2O)

Se origina por el uso de fertilizantes en la agricultura y la quema de petróleo. Puede durar en la atmósfera hasta 150 años.

Los contaminantes criterio son precursores de Ozono, mismo que tiene la capacidad de atrapar la radiación infrarroja y filtrar los rayos UV, razón por la que tienen una gran contribución al calentamiento global influyendo en la concentración atmosférica de los gases responsables del mismo.

Por tal motivo es de suma importancia controlar las emisiones de óxidos de Nitrógeno (NO_x), Monóxido de Carbono (CO), el Bióxido de Azufre (SO₂) y los compuestos Orgánicos Volátiles No Metánicos (COVNM), debido a que tienen un doble efecto contaminante en la atmósfera, por lo que algunas veces son considerados como compuestos de efecto invernadero indirecto.

CAPITULO 3. NORMATIVIDAD Y EFECTOS EN LA SALUD DE LOS INDIVIDUOS Y SU MEDIO AMBIENTE

3.1 Normatividad

La Contaminación atmosférica tiene la característica de ser cuantificable, gracias a ello ha sido posible establecer límites a las emisiones de los contaminantes responsables de ella, estos límites están establecidos en lo que llamamos Normas Oficiales Mexicanas las cuales obligan a mantener los niveles de emisión de contaminantes por debajo de determinados límites a todas las fuentes que contribuyen a la contaminación atmosférica.

Para este estudio en especial, dedicado a la contaminación atmosférica por las emisiones de centrales de generación eléctrica que funcionan con combustibles fósiles, se agruparon las normas referentes a este tema en Normas Oficiales Mexicanas de salud, medición y de control de las emisiones de contaminantes.

El grupo de normas correspondientes a la salud son la número 020, 021, 022, 023 y 025 cada una corresponde a un contaminante criterio en particular. En la tabla siguiente se mencionan los contaminantes criterio y las normas que rigen los valores máximos permisibles de concentración para cada uno de estos como medida de protección a la salud de la población en México.

3.1.1 Normas de salud ambiental

Normas Oficiales Mexicanas

Límite de concentración de contaminantes

Tabla 12. Normas de salud aplicables a las emisiones de Contaminantes Criterio.

CONTAMINANTE	NORMAS ACTUALES
Ozono	NOM-020-SSA1-1993 (23/DIC/94). Valor límite permisible para la concentración de ozono (O ₃) de la calidad del aire ambiente.
Monóxido de carbono	NOM-021-SSA1-1993 (23/DIC/94). Valor permisible para la concentración de monóxido de carbono (CO) en el aire ambiente, como medida de protección a la salud de la población.
Dióxido de azufre	NOM-022-SSA1-1993 (23/DIC/94). Valor normado para la concentración de dióxido de azufre (SO ₂) en el aire ambiente, como medida de protección a la salud de la población.
Dióxido de nitrógeno	NOM-023-SSA1-1993 (23/DIC/94). Valor normado para la concentración de dióxido de nitrógeno (NO ₂) en el aire ambiente, como medida de protección a la salud de la población.
Partículas suspendidas totales	NOM-025-SSA1-1993 (26/OCT/05). Valor permisible para la concentración de partículas suspendidas totales (PST) en el aire ambiente, como medida de protección a la salud de la población.
Partículas menores a 2.5 micrómetros	NOM-025-SSA1-1993 (26/OCT/05). Valor permisible para la concentración de partículas menores de 2.5 micras (PM _{2.5}) en el aire ambiente, como medida de protección a la salud de la población.
Partículas menores a 10 micrómetros	NOM-025-SSA1-1993 (26/OCT/05). Valor permisible para la concentración de partículas menores de 10 micras (PM ₁₀) en el aire ambiente, como medida de protección a la salud de la población.

3.1.2 Normas de especificaciones en combustibles fósiles

La NOM-086 especifica las características que deben reunir los combustibles fósiles en materia de protección ambiental, dicha norma se encuentra descrita en la tabla siguiente:

Normas Oficiales Mexicanas

Tabla 13. Normas aplicables a los combustibles fósiles.

COMBUSTIBLE	NORMAS ACTUALES
Combustibles fósiles líquidos y gaseosos	NOM-086-ECOL-1994 (02/DIC/94) Que establece los métodos de medición para determinar la concentración de ozono en el aire ambiente y los procedimientos para la calibración de los equipos de medición.

Tal vez las normas más importantes en cuestión de evaluación de la contaminación atmosférica son aquellas que se refieren a la medición y control de la misma, debido a que gracias a esta normatividad puede garantizarse una buena calidad del aire y por tanto una mejor salud en los seres humanos. Por lo tanto es de suma importancia en este estudio presentar dichas normas responsables de la medición y el control de la contaminación en México, mismas que se describen a continuación.

3.1.3 Normatividad técnica (medición de concentraciones)

El grupo de normas para la medición de concentraciones abarca de la número 034 a la 038 y están destinadas a establecer los métodos de medición de contaminantes criterio.

Normas Oficiales Mexicanas.

Tabla 14. Normas aplicables a la medición de concentraciones.

CONTAMINANTE	NORMAS ACTUALES
Ozono	NOM-036-ECOL-1993 (18/OCT/93) Que establece los métodos de medición para determinar la concentración de ozono en el aire ambiente y los procedimientos para la calibración de los equipos de medición.
Monóxido de carbono	NOM-034-ECOL-1993 (18/OCT/93) Que establece los métodos de medición para determinar la concentración de monóxido de carbono en el aire ambiente y los procedimientos para la calibración de los equipos de medición.
Dióxido de azufre	NOM-038-ECOL-1993 (18/OCT/93) Que establece los métodos de medición para determinar la concentración de dióxido de azufre en el aire ambiente y los procedimientos para la calibración de los equipos de medición.
Dióxido de nitrógeno	NOM-037-ECOL-1993 (18/OCT/93) Que establece los métodos de medición para determinar la concentración de dióxido de nitrógeno en el aire ambiente y los procedimientos para la calibración de los equipos de medición.
Partículas suspendidas totales	NOM-035-ECOL-1993 (18/OCT/93) Que establece los métodos de medición para determinar la concentración de partículas suspendidas totales en el aire ambiente y el procedimiento para la calibración de los equipos de medición.

3.1.4 Normas de control

El grupo correspondiente al control de emisiones aplicables a centrales de generación eléctrica por medio de combustibles fósiles, incluye las normas 043 que establece los niveles máximos permisibles de partículas sólidas provenientes de fuentes fijas, y la 085 que establece los parámetros a los que deben operar los equipos de combustión en México; dichas normas establecen los niveles máximos permisibles para las emisiones.

Normas Oficiales Mexicanas

Emisión de Contaminantes a la Atmósfera

Tabla 15. Normas aplicables a los principales contaminantes criterio.

CONTAMINANTE	NORMAS ACTUALES
Monóxido de carbono	NOM-043-SEMARNAT-1993 (22/OCT/93) Que establece los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de partículas sólidas provenientes de fuentes fijas.
Dióxido de azufre	
Dióxido de nitrógeno	
Partículas suspendidas totales	NOM-085-SEMARNAT-2011 (02/DIC/11) Contaminación atmosférica -Niveles máximos permisibles de emisión de los equipos de combustión de calentamiento indirecto y su medición.

3.2 Efectos en la salud¹³

Es de suma importancia establecer los daños a la salud de los habitantes causados por la contaminación atmosférica, ya que de acuerdo con la SMA (Secretaría del Medio Ambiente del Distrito Federal), en México al menos el 40% de la población urbana del país vive en ciudades con problemas de contaminación del aire. Además del Valle de México, otras áreas metropolitanas donde se registran niveles de contaminación del aire fuera de las normas de protección a la salud son Guadalajara, Monterrey, Ciudad Juárez, Tijuana, Mexicali, Toluca y Coahuila.

Hasta ahora se han mencionado los principales contaminantes del ambiente y sus fuentes de generación sin describir a mayor detalle el efecto que estos causan sobre los seres humanos, siendo un daño cuantificable en términos económicos para México, debido a la influencia que estos tienen en la aparición y desarrollo de enfermedades respiratorias, cancerígenas, cardiovasculares, etc. En los siguientes párrafos se explica la manera en que los contaminantes contribuyen al deterioro de la salud de los seres humanos, para su explicación se agruparon en Gases de Efecto Invernadero (GEI), Contaminantes Tóxicos y por último Contaminantes Criterio.

Cada contaminante presenta un efecto diverso en el organismo del ser humano, este efecto dependerá de varios factores importantes que van desde las propiedades físicas y químicas del contaminante en cuestión, la concentración y el tiempo de exposición del mismo, la hora y el día de la semana, la temperatura y el estado del tiempo; dependiendo de la variación de estos se tendrán efectos mayores o menores en la salud del individuo, aunque esto también dependerá de la vulnerabilidad, dicha vulnerabilidad es mayor en personas que padecen enfermedades crónicas como el asma, cáncer, VIH, etc. O bien en personas de edad avanzada, embarazadas y recién nacidos.

Por ejemplo una persona que sufre de cáncer pulmonar es más susceptible de percibir un daño mayor al estar expuesto a determinadas concentraciones de algún contaminante, que una persona sana en la que la misma exposición (en igualdad de circunstancias) cause daños menores e incluso insignificantes en su salud.

La exposición a los contaminantes se puede clasificar en aguda y crónica, la primera es una exposición que se da a concentraciones elevadas de contaminante aunque en un periodo corto de tiempo, mientras que la exposición crónica involucra exposiciones de largo plazo a concentraciones relativamente bajas de contaminantes. En estas circunstancias los contaminantes van ocasionando daños a la salud humana como respuesta a factores acumulados, interactuantes y recurrentes.

Los efectos más estudiados relacionados con la exposición aguda a los contaminantes atmosféricos son: los cambios en la función pulmonar, el aumento de síntomas respiratorios y la mortalidad.

¹³ Para mayor información acerca de los lineamientos de contaminación atmosférica establecidos por la OMS Organización Mundial de la Salud, se recomienda consultar la "Air quality guidelines - global"; disponible en: http://www.who.int/phe/health_topics/outdoorair_aqg/en/index.html.

La morbilidad también está asociada con la exposición aguda a los contaminantes. Las enfermedades del tracto respiratorio superior e inferior, bronquitis, neumonía, enfermedades pulmonares obstructivas, son un ejemplo de la morbilidad asociada a la exposición aguda (PROAIRE ZMVM, 2001-2010).

Por otro lado se tiene poco conocimiento sobre los efectos a la salud causados por una exposición crónica debido a que la mayor parte de los estudios realizados consiste en el análisis de casos y situaciones de exposición aguda, por lo que existe un rezago referente a la evaluación de los efectos provocados por exposiciones a largo plazo; sin embargo los reportes indican similitud entre ambos tipos de exposición. Existen reportes que indican un incremento en la mortalidad, principalmente en individuos de la tercera edad con padecimientos respiratorios y cardiovasculares. El incremento de enfermedades respiratorias (como la bronquitis) se reporta como una consecuencia de la exposición crónica.

Efectos a la salud debido a la exposición a Contaminantes Criterio.

Como ya se ha descrito los contaminantes criterio están formados por el CO monóxido de Carbono, SO₂ Óxidos de Azufre, PM₁₀ y PM_{2.5} Material Particulado, NO_x Óxidos de Nitrógeno, COV Compuestos Orgánicos Volátiles y O₃. Ozono Estos contaminantes tienen un efecto directo en los seres humanos y causan un deterioro ambiental a nivel local por lo que sus efectos en los seres humanos son más severos, es por esta razón que en este estudio se pretende evaluar estos contaminantes que son emitidos en gran proporción por el sector eléctrico de México y que si no se controlan propiciarán aun más daños a la salud de los individuos y su medio de desarrollo.

A continuación se describen los daños a la salud causados por los contaminantes criterio, para cada contaminante se muestra una tabla que incluye la concentración del contaminante en cuestión, así como el tiempo de exposición al mismo y los efectos observados en cada caso.

Efectos en la salud por exposición a monóxido de carbono.

El monóxido de carbono en los seres humanos afecta el suministro de oxígeno en el torrente sanguíneo. Normalmente, los glóbulos rojos transportan el oxígeno por todo el cuerpo. Cuando hay monóxido de carbono, éste atrae más a los glóbulos rojos que al oxígeno, lo que da lugar a la escasez de oxígeno en la sangre. El efecto a corto plazo es similar a la sensación de fatiga que se experimenta en altura o cuando se padece de anemia (Ver tabla 16).

La exposición al monóxido de carbono puede exacerbar las enfermedades del corazón y del pulmón. El peligro es más evidente en nonatos, neonatos, ancianos y en quienes sufren de enfermedades crónicas.

Tabla 16. Efectos en la salud causados por exposición a CO

CONCENTRACIÓN DE CARBOXIHEMOGLOBINA EN LA SANGRE (%)	EFEECTO OBSERVADO
2,3 – 4,3	Disminución en la capacidad de realizar un ejercicio máximo en un corto tiempo en individuos jóvenes saludables.
2,9 – 4,5	Disminución del consumo máximo de oxígeno y tiempo para realizar ejercicio, en individuos jóvenes saludables durante ejercicio fuerte. Disminución en la duración de ejercicio, debido a dolor en el pecho (angina), en pacientes con enfermedades al corazón.
5 – 5,5	Disminución en la percepción visual y auditiva. Pérdida de la capacidad sensorial, motora y de vigilancia.
5,0 – 17,0	Disminución en el consumo máximo de oxígeno durante el ejercicio fuerte, en individuos jóvenes saludables.
7,0 – 20,0	Dolor de cabeza, decaimiento.
20,0 – 30,0	Mareo, náusea, debilidad.
30,0	Confusión, colapso durante el ejercicio.
40,0	Pérdida de conciencia y muerte si la exposición continúa.
50,0	Muerte.

Fuente: (CEPIS, OPS-OMS, 2003)

Efectos en la salud por exposición a dióxido de azufre.

En altas concentraciones el dióxido de azufre puede ocasionar dificultad para respirar, humedad excesiva en las mucosas de las conjuntivas, irritación severa en vías respiratorias e incluso al interior de los pulmones por formación de partículas de ácido sulfúrico, ocasionando vulnerabilidad en las defensas.

El dióxido de azufre es causante de enfermedades respiratorias como broncoconstricción, bronquitis y traqueítis, pudiendo llegar a causar broncoespasmos en personas sensibles como los asmáticos, agravamiento de enfermedades respiratorias y cardiovasculares existentes y la muerte; si bien los efectos señalados dependen en gran medida de la sensibilidad de cada individuo, los grupos de la población más sensibles al dióxido de azufre incluye a los niños y ancianos, a los asmáticos y a aquellos con enfermedades pulmonares crónicas como bronquitis y enfisema (Ver tabla 17).

La combinación de dióxidos de azufre y partículas suspendidas actúan sinérgicamente produciendo un efecto combinado mucho más nocivo que el efecto individual de cada uno de ellos por separado. Experimentos realizados en animales expuestos a concentraciones de SO₂

de 9 a 50 ppm, muestran cambios morfológicos y funcionales permanentes similares a los que presenta la bronquitis crónica.

Tabla 17. Efectos a la salud por exposición a SO₂

CONCENTRACIÓN EN 24 HORAS (UG/M3)	EFEECTO OBSERVADO
400 – 900	Posible incremento de los síntomas respiratorios (tos, irritación de la garganta y silbidos en el pecho) en personas con asma.
500 – 1700	Incremento de la síntomas respiratorios en personas con asma y posible agravamiento de las personas con enfermedades pulmonares y cardíacas.
1700 – 2300	Incremento significativo de los síntomas respiratorios en personas con asma y agravamiento de las personas con enfermedades pulmonares y cardíacas.
2300 – 2900	Síntomas respiratorios severos en personas con asma y riesgo serio de agravamiento de las personas con enfermedades pulmonares y cardíacas.
> 2900	Cambios en la función pulmonar y síntomas respiratorios en individuos sanos.

Fuente: (CEPIS, OPS-OMS, 2013)

Efectos en la salud por exposición a material particulado.

El riesgo a la salud por partículas lo constituyen su concentración en el aire y el tiempo de exposición; sin embargo, el tamaño es la característica física más importante para determinar su toxicidad y efectos en la salud humana.

Las partículas mayores a 10 µm son retenidas básicamente en las vías respiratorias superiores y eliminadas en su mayor parte por el sistema de limpieza natural del tracto respiratorio, por lo que no son consideradas significativamente dañinas para la salud, sin embargo la exposición continua a altas concentraciones puede causar irritación de garganta y mucosas.

Por su parte, las PM₁₀ (fracción respirable) no son retenidas en las vías respiratorias superiores, cerca de un tercio penetra hasta los pulmones. Su efecto depende de su composición química, pueden producir irritación de las vías respiratorias, agravar el asma y favorecer las enfermedades cardiovasculares. Se relacionan con la enfermedad de los pulmones negros en mineros, silicosis y asbestosis. En el corto plazo la contaminación por PM₁₀ puede causar el deterioro de la función respiratoria. En el largo plazo se asocia con el desarrollo de enfermedades crónicas, el cáncer o la muerte prematura (Ver tabla 18). De acuerdo con estudios realizados en México, se estima que el riesgo de morir prematuramente se incrementa en 2% por cada incremento de 10 µg/m³ de PM₁₀. La combinación de partículas suspendidas y óxidos de azufre tienen un efecto en la salud sinérgico.

Los grupos de la población con mayor susceptibilidad a los efectos de las partículas incluyen: niños, ancianos, personas con enfermedades respiratorias y cardiovasculares previas, fumadores y personas que respiran por la boca.

El riesgo asociado con las partículas que se depositan en los pulmones es mayor en comparación del depósito en la garganta. Los estudios recientes demuestran que las PM_{2.5} (conocida como PM_{2.5} por los científicos porque dichas partículas tienen un diámetro de 2.5 micrómetros o menos) tienen la capacidad de ingresar al espacio alveolar o al torrente sanguíneo, incrementando el riesgo de padecer enfermedades crónicas cardiovasculares y muerte prematura.

Las fuentes principales de PM_{2.5} incluyen la combustión de combustibles fósiles de la industria, el tráfico y la generación de energía.

La materia particulada parece incrementar directamente el riesgo desencadenando eventos en individuos susceptibles en cuestión de horas o días de un mayor nivel de exposición, incluso entre los que de otro modo podrían haber sido saludables por años.

La evidencia creciente también demuestra que las exposiciones más prolongadas a PM_{2.5}, por ejemplo durante algunos años, pueden conducir a un aumento aún mayor de estos riesgos para la salud (U.S. Department of Health & Human Service).

Tabla 18. Efectos nocivos del Material Particulado

CONCENTRACIÓN (UG/M3)	EFEECTO OBSERVADO	IMPACTO
200	Disminución capacidad respiratoria	Moderado
250	Aumento de enfermedades respiratorias en ancianos y niños	Moderado
400	Afecta a toda la población	Grave
500	Aumento de mortalidad en adulto mayor y enfermos	Muy grave

Fuente: (CEPIS, OPS-OMS, 2013)

Efectos en la salud por exposición a óxido de nitrógeno.

El óxido de nitrógeno puede irritar los pulmones, causar bronquitis y pulmonía, así como reducción significativa de la resistencia respiratoria a las infecciones.

Los efectos de exposición a corto plazo no son claros, pero la exposición continua o frecuente a concentraciones mayores a las encontradas normalmente en el aire, puede causar un incremento en la incidencia de enfermedades respiratorias en los niños, agravamiento de afecciones en individuos asmáticos y con enfermedades respiratorias crónicas (Ver tabla 19).

A diferencia del ozono, las concentraciones de NOx en interiores pueden ser más altas que las registradas en el exterior; esto se debe a que una fuente de éste contaminante son las estufas que utilizan gas L.P. Actualmente se acepta que no hay evidencia científica confiable que sugiera la posibilidad de efectos crónicos atribuibles al NOx, sin embargo, el óxido de nitrógeno puede ser fatal a concentraciones elevadas.

Tabla 19. Efectos a la salud por exposición a NOx

CONCENTRACIÓN (PPM)	TIEMPO DE EXPOSICIÓN	EFECTO OBSERVADO
5	14 hrs.	Individuos normales: Incremento de la resistencia de las vías respiratorias, aumento de la hiperreactividad bronquial.
2,5	2 hrs.	Individuos normales: Incremento de la resistencia de las vías aéreas.
1	2 hrs.	Individuos normales: Pequeño cambio en CVF ¹⁴
0,5-5	3-60 min.	Individuos con bronquitis crónica: Incremento de la resistencia de las vías respiratorias.
0,5	20 min.	Individuos asmáticos, con 10 min. De ejercicio moderado: Disminución de FEV ¹⁵

Fuente: (CEPIS, OPS-OMS, 2013)

Efectos a la salud humana por exposición a COV.

Compuestos orgánicos volátiles (COV). Estos compuestos son motivo de preocupación tanto por su papel como precursores de ozono y otros oxidantes, como por la alta toxicidad de algunos de ellos. Debido a su gran variedad, no se conocen completamente sus efectos, sin embargo, para algunos de ellos, como el benceno, se ha reconocido su papel cancerígeno. Cuando las personas se exponen por periodos largos a concentraciones altas de benceno pueden sufrir edemas y hemorragias bronquio-alveolares. Los efectos cardiovasculares producto de los mismos se expresan como extrasístoles o taquicardia ventricular. Los efectos gastrointestinales

¹⁴ CVF: Capacidad vital forzada: Es el volumen de aire que es posible expulsar de los pulmones después de haber inspirado profundamente.

¹⁵ FEV: Tasa máxima de flujo espiratorio: Velocidad máxima a la que puede exhalar aire una persona.

dependen de la dosis ingerida, pero pueden producir desde gastritis tóxica hasta estenosis pilórica. De los efectos a la salud producidos por los COV, los hematológicos son los más ampliamente documentados, dado que los componentes celulares de la sangre son muy susceptibles a estas sustancias produciendo pancitopenia, anemia aplásica y leucemia (Ver tabla 20).

Hasta el momento se consideran los efectos a la salud por COVs debido a sus principales vías de exposición (inhalatoria, dérmica y por ingestión de agua contaminada).

Los COVs tienen diferentes efectos en la salud de la población y están dados por las alteraciones generales y específicas.

Las variaciones generales están asociadas a alteraciones del Sistema Nervioso Central. Se puede observar desorientación, euforia, confusión, progresión hacia la inconsciencia, parálisis, convulsión y muerte por arresto cardiopulmonar.

En cuanto a los COV's específicos

Tabla 20. Efectos a la salud por exposición a COV's

CONTAMINANTE (COV)	EFEECTO OBSERVADO
Benceno	Toxicidad hematopoyética ¹⁶
Alquilbencenos	Efectos de depresión del SNC
Etanol	Hepatotoxicidad ¹⁷
Metanol	Toxicidad ocular
Etilenglicol	Toxicidad reproductiva

Fuente: Instituto Nacional de Salud Pública, Centro Colaborador de Salud Ambiental.

Como se acaba de observar los contaminantes denominados como criterio son los que repercuten en mayor proporción a la mala salud de los individuos, con lo anterior no quiero decir que los gases GEI y los contaminantes tóxicos no lo hagan, ya que todos los contaminantes sin excepción tienen efectos dañinos sobre la salud de los seres humanos, solo que cada grupo de contaminantes repercute de manera distinta debido a que afectan a diferentes niveles de desagregación de la población; por lo tanto los GEI como los Tóxicos afectan de manera global (al mundo), mientras que los Contaminantes Criterio lo hacen a nivel regional afectando de manera más directa a los individuos de una población en particular.

¹⁶ Toxicidad Hematopoyética: Aquella alteración que ocurre a nivel de las células progenitoras de células sanguíneas.

¹⁷ Hepatotoxicidad: enfermedad hepática tóxica inducida por drogas implica daño—sea funcional o anatómico—del hígado inducido por compuestos químicos u orgánicos

3.3 Efectos en el medio ambiente

Efectos producidos por la contaminación atmosférica.

La contaminación atmosférica afecta a millones de personas de todo el mundo, especialmente a aquellas que viven en los grandes núcleos urbanos y en áreas fuertemente industrializadas, con denso tráfico de vehículos. Las emanaciones de polvos y gases corrosivos deterioran el medio ambiente dando lugar a olores desagradables, pérdida de visibilidad y daños para la salud humana, para los cultivos y otras formas de vegetación y sobre los materiales de construcción.

La contaminación atmosférica apareció primero como una molestia grave pero, posteriormente, se ha convertido en una amenaza para la calidad de la vida, ya que una contaminación excesiva puede poner en peligro la salud y llegar a convertir algunas zonas en lugares no aptos para ser normalmente habitados.

Los efectos producidos por la contaminación atmosférica dependen principalmente de la concentración de contaminantes, del tipo de contaminantes presentes, de tiempo de exposición y de las fluctuaciones temporales en las concentraciones de contaminantes, así como de la sensibilidad de los receptores y los sinergismos entre contaminantes. Hay que tener muy en cuenta la graduación del efecto a medida que aumentan la concentración y el tiempo de exposición.

Efectos de los contaminantes en áreas urbanas:

1. Efectos sobre la salud humana
2. Efectos sobre las plantas
3. Efectos sobre los animales
4. Efectos sobre los materiales
5. Efectos sobre la visibilidad

3.3.1 Efectos de los contaminantes en áreas urbanas.

En las grandes ciudades existe un ritmo de vida mucho más acelerado que en zonas rurales, esto se debe en gran parte a que la población de las zonas urbanas se dedica en su mayoría a realizar actividades económicas secundarias¹⁸, que incluyen centrales de generación de energía, refinación del petróleo, la minería, entre otras, siendo estas las que más contaminan el aire de las ciudades. Además no es posible pasar por alto la contribución del tránsito vehicular, mismo que debido a este ritmo de vida acelerado propicia que la población utilice automóviles particulares para desplazarse de un lugar a otro, estas acciones humanas son las que contribuyen de manera significativa a la contaminación atmosférica que se refleja de manera inmediata en las zonas urbanas.

Aunado a la contaminación de la cual es responsable el hombre, se tiene otro problema que es la contaminación generada por fuentes naturales (Ver tabla 21) en las que es imposible controlar sus emisiones desde la fuente debido a que es la naturaleza la que las genera, por lo que resulta de gran importancia controlar aquellas fuentes no naturales, mismas que, por ser producidas por el hombre tienen posibilidad de ser monitoreadas y controladas por el mismo.

Las fuentes naturales emisoras de contaminantes se presentan en el cuadro siguiente, al igual que los contaminantes que producen, mismos que afectan la calidad del aire tanto en zonas rurales como urbanas.

Tabla 21. Fuentes naturales emisoras de contaminantes.

CONTAMINANTES NATURALES DEL AIRE	
FUENTE	CONTAMINANTES
Volcanes	Óxidos de azufre, partículas
Fuegos forestales	Monóxido de carbono, dióxido de carbono, óxidos de nitrógeno, partículas
Vendavales	Polvo
Plantas (vivas)	Hidrocarburos, polen
Plantas (en descomposición)	Metano, sulfuro de hidrógeno
Suelo	Virus, polvo
Mar	Partículas de sal

¹⁸ Se refieren a las actividades industriales, aquellas que transforman los recursos del sector primario, como las industrias ligeras que producen bienes de consumo inmediato como alimentos, zapatos, bolsas, juguetes, mientras que las pesadas, maquinaria y otros insumos para otros sectores.

Habiendo conocido los diferentes tipos de fuentes de generación de contaminantes, ahora nos enfocaremos a las fuentes antropogénicas que afectan a toda la población así como a su entorno, y que siendo estas generadas por actividades del hombre tienen mayor probabilidad de ser controladas para así reducir los efectos negativos que provocan tanto en zonas urbanas que es donde se concentra la mayor cantidad de emisiones, como en zonas rurales que alcanzan a ser afectadas por la contaminación de las grandes ciudades.

La población y su contribución a la contaminación.

Sin duda el crecimiento acelerado y desmedido de la población es un factor fundamental si de contaminación urbana se trata, ya que en las grandes urbes hay una gran cantidad de individuos que realiza actividades que contribuyen a la contaminación atmosférica, por ejemplo, cada individuo genera cierta cantidad de basura al día, en algunos casos utiliza vehículos motorizados como medio de transporte o herramienta de trabajo; en muchos casos la población de las grandes ciudades tiene el hábito de fumar cigarrillos; además de que al ser un consumidor en potencia hace uso de diferentes servicios y productos que para su generación y/o distribución contribuyen a la emisión de contaminantes, por ejemplo, la electricidad, el transporte y el mismo uso de procesos industriales en fábricas que por lo general emiten grandes cantidades de contaminantes a la atmósfera.

La congestión del tránsito vehicular y sus Efectos al Ambiente.

En las zonas urbanas están presentes diversos tipos de contaminación y cada uno de ellos está más acentuado debido a diversos factores. El ritmo al que se vive en un área urbanizada es la primera de las causas de los altos índices de contaminación en ella, una de las situaciones que generalmente se vive en las grandes urbes es el tráfico vehicular causante de los altos niveles de emisión que se tienen registrados en el Inventario Nacional de Emisiones de México 1999 con un valor de 18% para emisiones de NO_x y 62% de CO, siendo estas las más relevantes, ya que los óxidos de nitrógeno por su parte se originan principalmente por los escapes de automotores y están relacionados con otro gas el monóxido de carbono (CO).

Los niveles que puedan alcanzar estos contaminantes están influidos por el número de automotores y por la velocidad a la cual circulan por lo que a medida que aumenta la velocidad del automóvil estos compuestos disminuyen, es decir que uno de los fenómenos que contribuye en mayor medida a la contaminación de áreas urbanas es la congestión del tránsito.

La industria de la transformación, responsable de altas emisiones en zonas urbanas.

El total de las emisiones del sector industrial da un 21% de NO_x, 52% de SO₂, 11% de PM₁₀ y casi 21% de PM_{2.5} (INEM, 1999); teniendo estas cifras podemos darnos cuenta de la importancia que tiene el controlar las emisiones de este sector tan importante para el flujo de la economía, como para abastecer las necesidades de la población de las ciudades.

La contaminación de origen industrial se caracteriza por la gran cantidad de contaminantes producidos en las distintas fases de los procesos industriales y por la variedad de los mismos.

Por otra parte, en las zonas de emisión industriales se suelen combinar las emisiones puntuales, fácilmente controlables, con emisiones difusas de difícil control.

Los tipos de contaminantes producidos en las industrias dependen fundamentalmente del tipo de proceso de producción empleado, de la tecnología utilizada y de las materias primas usadas. Las actividades industriales que producen contaminantes atmosféricos son muy variadas, pero los principales focos están en los procesos productivos utilizados en las industrias básicas. Entre las distintas fuentes de contaminación atmosférica de origen industrial, la combustión de combustibles fósiles para la generación de calor y electricidad ocupa un lugar preponderante, tanto por la cantidad como por los tipos de contaminantes emitidos. Especial atención merecen las centrales térmicas de producción de electricidad.

Los combustibles utilizados por este tipo de instalaciones son el carbón y el combustóleo. La producción de contaminantes depende en gran medida de la calidad del combustible, en especial de las proporciones de azufre y cenizas contenidas en el mismo y del tipo de proceso de combustión empleado.

Durante el proceso de combustión se libera a la atmósfera el azufre contenido en el combustible en forma de anhídrido sulfuroso, junto con otros contaminantes como óxidos de nitrógeno, dióxido de carbono, metales pesados y una gran variedad de sustancias. Cuando se utiliza como combustible el carbón, se emiten abundantes partículas finas que pueden ser trasladadas a grandes distancias.

Algunos de los sectores que dan lugar a la mayor emisión de contaminantes atmosféricos podemos destacar:

- La siderurgia integral. Produce todo tipo de contaminantes y en cantidades importantes, siendo los principales: partículas, SO_2 , CO , NOX , fluoruros y humos rojos (óxidos de hierro).
- Refinerías de petróleo. Producen principalmente: SO_2 , HC , CO , NOX , amoníaco, humos y partículas.
- Industria química. Produce, dependiendo del tipo de proceso empleado: SO_2 , nieblas de ácidos sulfúrico, nítrico y fosfórico y da lugar a la producción de olores desagradables.
- Industrias básicas del aluminio y derivados del flúor. Producen emisiones de contaminantes derivados del flúor.

3.3.2 Efectos en el entorno

La idea de que la mala calidad del aire pueda ser perjudicial para el ser humano se remonta al menos a la Edad Media; las pruebas más directas de los efectos negativos del aire contaminado empezaron a acumularse después del primer empleo del carbón a principios del siglo XIV.

El humo negro, los olores desagradables, el ennegrecimiento de los edificios y los monumentos resultaban de la emisión a la atmósfera de sustancias contaminantes y perjudiciales para la calidad del aire. Sin embargo solamente en los últimos decenios hemos empezado a percatarnos de la extensión y la complejidad de los efectos de la contaminación del aire. En el presente estudio se dividieron dichos efectos en cinco: 1) Reducción de la visibilidad y otros efectos atmosféricos, 2) Daños causados a la vegetación; 3) Efectos directos sobre el hombre; 4) Daños causados a la fauna y 5) Deterioro de materiales.

7) Efectos sobre la salud humana (el hombre)

Al ser estos efectos los de mayor preocupación para los individuos se ha destinado un espacio mayor para describirlos en la sección *Efectos a la salud* de este mismo documento, por lo que por ahora solo los describiré de manera general.

Estos efectos se agrupan en a) *Agudos*, b) *Crónicos* y c) *Síntomas desfavorables generales*, y se explican a continuación siguiendo un orden de mayor a menor gravedad.

- a) Enfermedad aguda, susceptible de causar la muerte.
- b) Enfermedad crónica, como bronquitis crónica, enfisema pulmonar o asma. Como ya se mencionó anteriormente las relaciones precisas entre estas enfermedades y la contaminación del aire resultan muy difíciles de establecer; debido a que en muchos casos podrá haber más de una causa; por ejemplo, la combinación de la contaminación del aire y del fumar cigarrillos.
- c) Síntomas desfavorables generales, incluidos malestar general, estado nervioso, irritación de los ojos y reacciones molestas a los olores ofensivos.

Para dimensionar la gravedad que puede tener el problema de la contaminación del aire en la salud hago referencia al episodio americano más notable que ocurrió en el año de 1948 en Donora, Pensylvania, en el que se presentaron 20 defunciones debido al bióxido de azufre que emitía un complejo industrial cercano a la población.

2) Daños causados a la vegetación

La contaminación del aire ha causado daños extensos a árboles, frutos, hortalizas y flores de adorno. Los primeros casos espectaculares de semejantes efectos se observaron en la destrucción total de la vegetación por el bióxido de azufre en los alrededores de las fundidoras. Otro efecto similar es el producido por los fluoruros mismos que actúan como venenos cumulativos para las plantas, causando la ruina del tejido de las hojas.

La combinación de químicos nocivos (Óxidos de nitrógeno, Componentes Orgánicos Volátiles, Ozono troposférico, etc.) con la niebla forma el llamado smog fotoquímico, mismo que blanquea y vitrifica las espinacas, la lechuga, el cardo, la alfalfa, el tabaco y otras plantas de hoja. Otro factor que afecta la vegetación y cultivos es la lluvia ácida la cual se forma generalmente en las nubes altas donde el SO_2 y los NO_x reaccionan con el agua y el oxígeno, generando una solución diluida de ácido sulfúrico y ácido nítrico. Dicha reacción es acelerada debido a la radiación solar.

La lluvia ácida resulta como consecuencia de las actividades industriales y del transporte, contamina la atmósfera y es responsable de la destrucción de grandes bosques. También afecta el suelo, que se contamina con sustancias ácidas que dificultan o impiden el crecimiento de nuevas especies vegetales, con lo cual se favorece la erosión del suelo. El costo anual de los daños causados a las plantas en Estados Unidos de Norteamérica se ha calculado en cerca de mil millones de dólares (TURK, TURK, & WITTES, 2004, pág. 100).

3) Daños causados a los animales

El daño de la “lluvia ácida” se extiende a los pastos de las praderas, perjudicando al ganado, y a los lagos, aumentando el pH y matando a gran cantidad de peces.

El efecto del fluoruro, que es el más grave proviene de la precipitación de diversos compuestos de fluoruro sobre el forraje. La ingestión de estos contaminantes por el ganado produce una calcificación anormal de los huesos y los dientes, llamada fluorosis, que se traduce en pérdida de peso y cojera. El envenenamiento por arsénico, que es menos corriente, ha sido transmitido por gases contaminados cerca de algunas fundiciones.

4) Deterioro de materiales

Los contaminantes criterio (SO_2 , NO_2 y O_3) tienen una participación importante como contaminantes acidificadores en el deterioro de materiales, monumentos y construcciones, debido a su presencia en las reacciones de formación de la “lluvia ácida”. Estos contaminantes acidificadores son responsables de la corrosión de metales y el debilitamiento o la desintegración de textiles, papel y mármol. El sulfuro de hidrógeno, H_2S , empaña la plata y ennegrece pinturas a base de plomo de los interiores. El Ozono O_3 produce grietas en el caucho.

Los contaminantes conocidos como material particulado (PM_{10} y $\text{PM}_{2.5}$) arrastrados a grandes velocidades por el viento, producen una erosión destructiva de las superficies de las construcciones.

5) Reducción de la visibilidad y efectos atmosféricos

El primer efecto perceptible de la contaminación del aire es que la visión se hace más difícil. En ocasiones en algunas ciudades con altos índices de contaminación como Londres y en algunas ciudades americanas, el efecto ha sido lo bastante grave como para reducir la velocidad del tráfico vehicular. La reducción de la visibilidad es causada por la dispersión de la luz, debida a pequeñas partículas en el aire; la reducción más pronunciada es producida por partículas menores a 2.5 micrómetros de diámetro ($\text{PM}_{2.5}$).

La contaminación del aire que reduce la visibilidad se conoce con frecuencia como niebla o smog, esta puede afectar también mecanismos meteorológicos, suceso que ocurre cuando ciertas partículas oscuras como el carbón, absorben la radiación del sol y disipan la luz solar, contribuyendo con la producción de la niebla característica que llena los cielos de las grandes ciudades de todo el mundo. Esta niebla reduce la cantidad de energía solar que llega hasta la superficie de la Tierra, en algunas ciudades, la reducción ha llegado a alcanzar 35% en días particularmente contaminados. Dicha reducción es todavía mayor cuando el Sol se está poniendo en el horizonte pues a medida que el ángulo disminuye, la luz solar tiene que viajar por una mayor cantidad de aire contaminado.

3.3.3 Costos asociados

Los efectos de la contaminación ambiental se asocian con molestias respiratorias, también pueden ocasionar mayor demanda de servicios ambulatorios, hospitalarios y de urgencia. Además, pueden contribuir a disminuir la esperanza de vida, ocasionando muertes prematuras. Todas estas molestias y daños son evidentes a nivel de la comunidad, afectan a un sector amplio de la población y tienen un costo económico muy alto.

Según lo reportado por la Secretaría del Medio Ambiente del Distrito Federal (SMA), en el Valle de México se requiere disminuir la contaminación del aire en más de un 50% para cumplir con los límites que establecen las normas oficiales mexicanas para la protección a la salud. Estudios de la Universidad de Harvard, el Banco Mundial y el Sector Salud revelan que podrían evitarse severos efectos a la salud si los niveles actuales de contaminación del aire disminuyeran.

Costos a la salud.

La estimación de estos daños se divide en costos directos e indirectos.

Los primeros son los costos asociados a las visitas al hospital o a las consultas del médico y los medicamentos empleados para combatir las enfermedades.

Los segundos son los costos de oportunidad asociados a la pérdida de días de trabajo o escuela de los individuos que se enferman o bien la pérdida de productividad por la muerte prematura causada por infección respiratoria o neumonía (Field, 2013).

La pérdida de salud representa para sí y la sociedad, una pérdida de bienestar que consiste en:

- Costos de hospitalización y tratamiento de la enfermedad (incluyendo diagnóstico)
- Los días de trabajo perdidos o de actividad restringida
- El no poder disfrutar plenamente de su tiempo libre
- El costo del malestar de la propia enfermedad
- El costo que para su familia y sus amigos representa el que una persona este enferma.

Es importante destacar que los costos realmente relevantes son los costos marginales que originan la presencia de un nuevo enfermo, y no el costo medio por enfermo.

Costos por morbilidad y mortalidad causados por contaminación del aire en México.

El Valor unitario de una muerte en México es de 650,000 dólares cifra utilizada por Molina (2009).

Como ejemplo de los costos que representa la contaminación en la salud de los individuos se tiene la tabla 21, en dicha tabla se encuentran evaluadas tanto la mortalidad como la morbilidad causada por la contaminación del aire por material particulado (principalmente PM₁₀ y PM_{2.5}) ya que este contaminante es el que afecta gravemente la salud de los seres humanos, a diferencia de los demás contaminantes que si bien deterioran principalmente los ecosistemas

En dicha tabla se indican los costos que derivan de la repercusión de la contaminación del aire por material particulado en las personas. Es de suma importancia observar que los costos a la salud ocasionados por la mala calidad del aire, son altos y estos afectan tanto de manera individual como a naciones enteras en el mundo.

En la siguiente tabla (Ver tabla 22), se indica la valoración económica del impacto en la salud de los habitantes del Distrito Federal por un aumento de $1\mu\text{g}/\text{m}^3$ de PM_{10} y $\text{PM}_{2.5}$, siendo estos los principales contaminantes causantes de enfermedades respiratorias visibles en el ser humano.

Tabla 22. Valoración Económica del Impacto en la Salud de los habitantes del Distrito Federal por un cambio de $1\mu\text{g}/\text{m}^3$ de PM_{10} y $\text{PM}_{2.5}$.

IMPACTO	NÚMERO DE CASOS DE EFECTOS EN LA SALUD	VALOR UNITARIO DE LOS EFECTOS EN SALUD (POR EJEMPLO, EL VALOR PARA LA SOCIEDAD DE EVITAR UN CASO DE BRONQUITIS CRÓNICA)	VALOR MONETARIO TOTAL (DÓLARES POR AÑO)
Mortalidad Cardiopulmonar	5.05	\$750,000	\$3,790,278
Mortalidad por cáncer de pulmón	0.37	\$750,000	\$274,554
Mortalidad infantil a causa de infecciones respiratorias	0.36	\$750,000	\$271,839
Síndrome de muerte súbita infantil	0.01	\$750,000	\$8,631
Bronquitis crónica	39.42	\$41,000	\$1,616,188
Días de actividad restringida menor	16,859.82	\$14	\$236,037
Días perdidos de trabajo	1827.89	\$15	\$27,418
Total			\$6,224,947

Cambios en la tasa de mortalidad

El darle una valoración monetaria a la vida humana ha sido fuertemente criticado, dado que esta se considera invaluable (Azqueta, 1994).

CAPITULO 4. TECNICAS DE ESTIMACIÓN DE EMISIONES

Las técnicas para la estimación de emisiones básicas que se describen a continuación representan los métodos más comunes que actualmente se utilizan en Norteamérica, Latinoamérica, Europa y Asia e incluyen criterios y lineamientos desarrollados por la Agencia de Protección Ambiental (EPA) de los EU, la Organización Mundial de la Salud (OMS), el Panel Intergubernamental para el Cambio Climático (IPCC) y otras instituciones de referencia internacional.

Las técnicas de Muestreo en la fuente, factores de emisión y dato histórico, en ese orden de importancia, son las más utilizadas en México; por lo que serán las técnicas que describiré mas detalladamente en las páginas siguientes; el resto de las técnicas no son aplicadas frecuentemente en este país ya que la información disponible no es suficiente para aplicarlas, por lo tanto no serán abordadas en este trabajo.

1. **Muestreo en la Fuente:** se trata de mediciones directas de la concentración de contaminantes con información conocida sobre el flujo másico o volumétrico de los gases de salida en la chimenea.
2. **Factores de Emisión:** los factores de emisión basados en procesos expresan la relación existente entre la cantidad de un contaminante emitido y una unidad de actividad, p.ej., toneladas de producto elaborado, horas de operación, área superficial (basados en procesos); y también pueden relacionarse con información más general obtenida en censos, p. ej., población, número de empleados, ingreso per cápita, etc. (basados en censos).
3. **Dato histórico o extrapolación:** consiste en el cálculo de las emisiones de una fuente con base en las emisiones de otra fuente, por medio del uso de un parámetro de extrapolación conocido para ambas fuentes, por ejemplo, cantidad de producción, área del terreno, número de empleados, etc
4. **Balance de Materiales:** se basa en mediciones de todos los componentes de un proceso para determinar las emisiones al aire. Es utilizado con mayor frecuencia para fuentes de evaporación de solventes cuando no existe información disponible para utilizar otros métodos de estimación.
5. **Modelos de Emisión (Modelos mecanísticos):** son ecuaciones desarrolladas para el cálculo de emisiones, cuando éstas dependen de multitud de parámetros. Por su complejidad, estos modelos normalmente requieren del uso de programas computacionales.
6. **Encuestas:** son cuestionarios diseñados para obtener información sobre emisiones. A menudo son utilizados para recopilar información sobre los establecimientos industriales y de servicios, pero también para obtener información de fuentes de área.

Fuente: (INEM, 1999)

4.1 Estimación de emisiones mediante muestreo en fuente

Muestreo, condiciones y tratamiento de datos de concentración obtenidos.

El propósito del muestreo en la fuente es determinar la concentración del contaminante en una corriente de gas ó la tasa de emisión del contaminante de una chimenea o del escape de un proceso (INEM 1999) Midiendo la concentración del contaminante en un volumen conocido de gas y determinando la tasa de flujo del gas en una chimenea es posible calcular la tasa de emisión en masa del contaminante. En general puede decirse que si se aplica correctamente, este método puede proporcionar la mejor estimación de las emisiones de una fuente, en comparación con los factores de emisión o Dato histórico.

Los muestreos en la fuente se integran con mediciones de corto plazo que, por lo general, se realizan en periodos de una a cuatro horas. Para coleccionar una muestra representativa deben hacerse al menos dos muestreos en una chimenea o en un escape para cada contaminante de interés bajo condiciones normales de operación. Las variaciones en la operación del proceso durante el muestreo pueden añadir un alto grado de variabilidad en los datos de muestreo. Por lo tanto, los parámetros clave de la operación de un proceso que pueden afectar las emisiones de contaminantes de la fuente también deben ser monitoreados durante la toma de muestras.

En este sentido, las emisiones fluctúan cuando ocurren cambios en el proceso (p.ej., la disminución de la temperatura de una cámara de combustión puede aumentar las emisiones de algunos contaminantes). La recopilación de datos específicos del proceso también es importante para correlacionar las emisiones con la actividad del proceso y para desarrollar factores de emisión.

Los datos de muestreo en fuente deben usarse para estimar emisiones sólo si los datos se obtuvieron en condiciones representativas de la operación normal del proceso. Los datos de emisión determinados a partir de un muestreo en la fuente pueden extrapolarse para estimar las emisiones anuales de una fuente si la operación del proceso no varía de manera significativa. Si el proceso tiene variaciones considerables será necesario hacer varios muestreos para obtener resultados representativos. Si la operación de la planta no puede ser caracterizada de manera adecuada los datos del muestreo en la fuente no deben usarse para estimar las emisiones.

Los procedimientos para hacer los muestreos en la fuente se encuentran en diversos métodos de referencia (p.ej., normas mexicanas NMX, métodos de la EPA, métodos BIF para calderas y hornos industriales, etc.). Los métodos de muestreo que describen procedimientos para tomas de muestra en tiempos cortos se conocen como métodos manuales. Éstos, en general, son específicos para un tipo de fuente (p.ej., fuentes de combustión con combustibles fósiles, corrientes de gas combustible en refinerías de petróleo y generadores eléctricos de vapor) y para un contaminante (p.ej., partículas, ácido sulfhídrico, plomo) o para una clase de compuestos (p.ej., dioxinas, COV's). Los equipos o sistemas de muestreo de estos contaminantes consisten, por lo general, de una solución o un medio absorbente para capturar el contaminante, una bomba para succionar la muestra de gas a través de la solución o del medio, y un medidor de gas seco para medir el volumen de la muestra gaseosa.

Debido a que se utilizan diferentes tipos de solución o de medio para absorber los diferentes contaminantes, el muestreo en la fuente para varios contaminantes (p.ej., metales, partículas, dioxinas) es considerado complejo y costoso. En la ilustración 3, se muestra un sistema manual de muestreo utilizado para determinar las emisiones de partículas de una fuente estacionaria (conocido como tren de muestreo del Método 5 de la EPA).

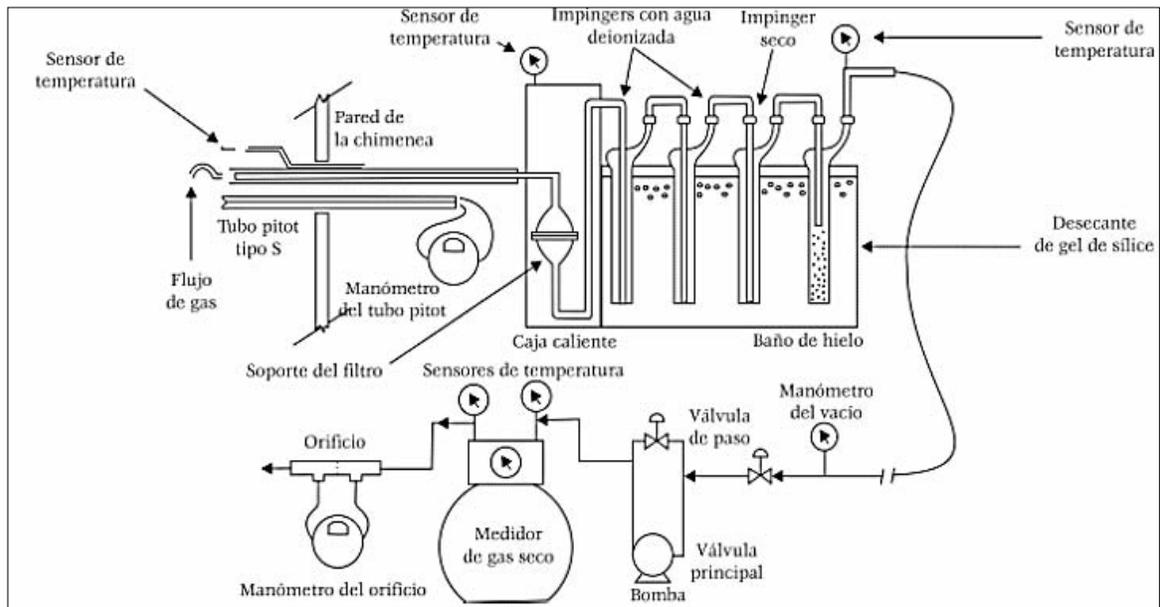


Ilustración 9. Sistema de muestreo para partículas (Tren de muestreo método 5 de la EPA)

Una alternativa para el muestreo manual en la fuente es el monitoreo continuo, en el cual se puede tomar en cuenta la variabilidad del proceso en el tiempo. Para medir las concentraciones de óxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido de carbono (CO₂), monóxido de carbono (CO), dióxido de azufre (SO₂) e hidrocarburos totales (HCT) se utilizan por lo general instrumentos o monitores continuos de emisiones (MCEs) de fabricación comercial. Los MCEs pueden instalarse en la fuente de manera permanente para generar datos durante las 24 horas del día, o pueden usarse para el monitoreo de las emisiones durante un periodo definido de muestreo en la fuente (p.ej., de 1 a 4 horas). Un sistema MCE consiste de una bomba para extraer la muestra gaseosa de la fuente, una serie de instrumentos o de analizadores para analizar un contaminante específico en el gas y un sistema de adquisición de datos para registrar la información en el tiempo.

Condiciones para el muestreo en fuente de material particulado.

Volumen de la muestra de gas.

Es una porción tomada del flujo de gases que salen por la chimenea y con ella es posible determinar la concentración del contaminante y el flujo del gas portador, con el fin de calcular el flujo másico del contaminante. La muestra debe tomarse cumpliendo con el requisito de no generar una separación mecánica de los contaminantes con respecto al gas portador, en otras palabras la toma de la muestra debe realizarse a la misma velocidad en que son transmitidos los

contaminantes en el ducto de muestreo; al cumplimiento de este requisito se le denomina muestreo isocinético.

El muestreo en fuente de material particulado debe realizarse isocinéticamente, tomando una muestra representativa en condiciones reales (condiciones dadas en el momento del muestreo) en un conducto, por medio de la igualación de velocidades, entre la velocidad lineal del flujo y la velocidad de succión en la entrada de la boquilla de la sonda de muestreo con la finalidad de lograr su representatividad.

El porcentaje de isocinetismo está dado por la siguiente ecuación:

$$\% \text{Isocinetismo} = 100 \frac{V_n}{V_s}$$

Ecuación 4.1.1.1

En la cual:

V_n = Velocidad de toma de muestra.

V_s = Velocidad de gases en chimenea.

Para calcular la concentración de partículas en una muestra de gas se suman la masa de partículas recolectadas en la muestra de enjuague más la masa de partículas recolectadas en la muestra del filtro, para después dividirse entre el volumen de la muestra de gas, quedando expresado de la siguiente manera:

$$C_s = \frac{M_r + M_f}{D_v}$$

Ecuación 4.1.1.2

C_s = Concentración de partículas en el gas de salida (mg/Nm^3)

M_r = Masa de partículas recolectadas en la muestra de enjuague (mg)

M_f = Masa de partículas recolectadas en la muestra del filtro (mg)

D_v = Volumen de la muestra de gas (Nm^3) base seca

Y con ello es posible obtener la emisión en masa de partículas de la siguiente manera:

$$E = (C_s)(Q)$$

Ecuación 4.1.1.3

Estos datos se expresan en unidades típicas (Ej. Mg/Nm^3) para las emisiones de partículas. Los resultados también pueden expresarse en otras unidades tales como miligramos por metro cúbico normal (base seca) (mg/m^3 normal seco), utilizando factores de conversión estándar. Algunos datos de emisión se expresan también por unidad de actividad como un factor de

emisión. Estos factores de emisión se expresan a menudo como el peso del contaminante emitido por unidad de actividad del proceso. Como ejemplo, se puede referir la tasa de emisión en masa de la actividad (E_b) de partículas de una caldera con una tasa de consumo de calor, expresado de la siguiente manera:

$$E_b = \frac{E_{\text{anual}}}{R}$$

Ecuación 4.1.1.4

R = la tasa de consumo de calor en MMKj

Corrección de gasto volumétrico a base seca y condiciones de referencia.

Cuando se tienen mediciones de partículas y el gasto volumétrico fue obtenido de la medición en chimenea, se dice que está referido a condiciones reales (dadas en el momento del muestreo) y debido a que la concentración de partículas determinadas durante el muestreo isocinético están referidas a base seca y condiciones de referencia (temperatura de 298 K y presión de 760 mmHg), es necesario hacer la corrección de estos parámetros mediante la ecuación 4.3.4.

La ecuación para obtener el caudal de gas en la chimenea en base seca corregido a condiciones de referencia es:

$$Q_{sref} = 60 * (1 - B_{ws}) * A_s * v_s * \left(\frac{T_{ref}}{T_s}\right) * \left(\frac{P_s}{P_{ref}}\right)$$

Ecuación 4.1.1.5

En la cual:

Q_{sref} = Caudal de gas en la chimenea en base seca corregido a condiciones de referencia (m^3/min).

B_{ws} = Fracción volumétrica de vapor de agua en la corriente gaseosa.

v_s = Velocidad promedio del gas en la chimenea (m/s).

A_s = Área transversal de la chimenea (m^2).

T_{ref} = Temperatura de referencia (298.15 K).

P_s = Presión absoluta en la chimenea (mm Hg).

T_s = Temperatura promedio del gas en la chimenea (K).

P_{ref} = Presión de referencia, 760 mm Hg.

60= Factor de conversión de segundos a minutos (1 min=60 segundos)

Cálculos de estimación de emisiones para datos de monitoreo continuo de emisiones (MCE).

Para determinar las emisiones de SO₂, NO_x, HCT y/o CO se puede instalar en una planta industrial un sistema de MCE que mida de manera continua las concentraciones de contaminantes en partes por millón (ppm).

El sistema de MCE a menudo está equipado con un monitor de oxígeno (O₂) y/o uno de CO₂. Estos gases se consideran como gases diluyentes (más que contaminantes), y se monitorean para que sirvan como indicadores del flujo de los gases de escape y/o del flujo de aire en exceso. En general, las concentraciones de O₂ y CO₂ se reportan en unidades de porcentaje (en volumen) dado que son mucho más altas que los niveles de los otros gases monitoreados que se expresan en ppm.

Dependiendo de los requerimientos normativos y del tipo de fuente, los instrumentos se pueden instalar de forma permanente para recoger datos de manera continua durante la operación de la unidad, o pueden ser utilizados temporalmente para recolectar datos durante un periodo de tiempo determinado.

Los datos de concentraciones de MCE son transmitidos por lo general del instrumento al sistema de registro de datos, que está programado para almacenarlos y elaborar reportes en un formato específico. A menudo los datos de concentración se promedian en intervalos específicos de tiempo (p.ej., 10 minutos, 1 hora, 24 horas). Además de las unidades de concentración, los datos de las emisiones se reportan con frecuencia en otras unidades, tales como tasas de emisión en masa (p.ej., kg/hr), o como factores de emisión (kg/unidad de proceso). Para convertir las unidades de concentración en estas y otras formas se requieren datos adicionales.

Para convertir los datos de concentración en datos de tasa en masa, debe medirse o estimarse el flujo volumétrico del gas de escape (en unidades de metros cúbicos normales por hora). La fuente puede estar equipada con un monitor del flujo del gas de escape que proporciona datos continuos de la tasa de flujo al sistema; o bien este puede ser medido utilizando un tubo pitot.

Para convertir los datos de emisión en unidades de tasa de emisión (p.ej., kg de contaminante emitido/MMkJ de consumo de calor o kg/tonelada métrica de carbón alimentado), debe estimarse la tasa promedio de consumo de combustible o de calor.

Emisiones horarias y anuales, a partir de mediciones de concentración.

Aunque los MCE pueden reportar emisiones horarias en tiempo real de manera automática, puede ser necesario estimar de forma manual las emisiones anuales de una fuente a partir de datos horarios de concentración de contaminantes. Esta sección describe la metodología para calcular emisiones a partir de datos crudos de concentración de un MCE.

Los cálculos para los datos arrojados por un sistema de MCE reciben el mismo tratamiento que se le da a los obtenidos durante un único muestreo manual en fuente, con la única diferencia de que en este caso se utilizan los promedios de los parámetros necesarios para el cálculo de una emisión.

Ec para datos de MCE.

$$E = \frac{(Q_{sprom} * C_{prom} * T_{op} * 60)}{1 * 10^9}$$

Ecuación 4.1.1.6

En donde:

E = Emisión en (Ton/año)

Q_{sprom}^{19} = Gasto volumétrico (m^3/min),

C_{prom} = Concentración reportada (mg/m^3)

T_{op} =Tiempo de operación (h/año)

¹⁹ Corregido a base seca y condiciones de referencia (temperatura de 298 K y presión de 760 mmHg) en el caso de partículas suspendidas totales.

4.1.1 Aplicación de la técnica de muestreo en la fuente en la estimación de emisiones.

En general, después de que se ha concluido un muestreo, los datos y resultados obtenidos del monitoreo continuo o de un solo muestreo (incluyendo las concentraciones del contaminante y el flujo volumétrico del gas de escape) son presentados en un informe, con los cuales se realizara una serie de cálculos mediante ecuaciones matemáticas, mismas que se describen en los párrafos siguientes; a las emisiones obtenidas mediante esta metodología se le conoce como Medición Directa.

. La mayor parte de los informes de muestreo en la fuente resumen las emisiones de cada contaminante expresándolas en cualquiera de los siguientes términos:

1. Una tasa de emisión (masa de contaminante emitida por unidad de tiempo) ó
2. Un factor de emisión (masa de contaminante emitida por unidad de actividad del proceso).

Una emisión es la cantidad de contaminante que se emite a la atmósfera por unidad de tiempo e involucra los datos medidos en la fuente (la concentración y el gasto volumétrico), las unidades en que suele expresarse una emisión son (Ton/año) quedando conformada de la siguiente forma:

$$E = Q * C$$

Ecuación 4.1.2.1

Donde C es la *concentración* dada por la cantidad de contaminante presente en cierto volumen de gas muestreado. Los valores de concentración se miden directamente durante el Muestreo en la Fuente, por lo que están referidos a condiciones reales (T y P de la chimenea) y base seca (condición en la que el contaminante se encuentra libre de vapor de agua), lo contrario de base húmeda que está referida al contaminante que contiene cierto porcentaje de vapor de agua a la salida de la chimenea.

Las concentraciones de contaminantes que están presentes como partículas o aerosoles (p.ej., PM₁₀, plomo, dioxinas) en general son expresadas en masa por unidades de volumen tales como miligramos por metro cúbico normal (mg/Nm³) Las concentraciones de otros contaminantes que están presentes en estado gaseoso (p.ej., NO_x, SO₂, CO) se expresan por lo general en unidades de volumen/volumen tales como partes por millón por volumen (ppm), o partes por billón (ppb).

Conversión de ppm a mg/m³ para concentraciones de SO₂, NO₂ y CO medidas en fuente.

Cuando las concentraciones de los contaminantes gaseosos SO₂, NO₂ y CO se indican en ppm (1 parte de gas por cada millón de partes de aire) es necesario agregar a la ecuación anterior la relación entre peso molecular (PM) del gas en cuestión/(V) Volumen de 24.45 l/mol que ocupa una mol de cualquier gas a 1 atm. Y 25 °C, quedando la ecuación de la siguiente manera:

$$C_g(m/v) = \frac{C_g(v/v) * PM}{V}$$

Ecuación 4.1.2.2

En la cual:

$C_g(m/v)$ = Concentración de gas en unidades de masa (mg/m^3)

$C_g(v/v)$ = Concentración de gas monitoreada (ppm)

PM= Peso Molecular del gas (g/mol)

V= volumen molar de gas ideal a 1 atm. Y 25 °C (24.45 l/mol)

Mediante la ecuación anterior (Ver ecuación 4.1.2.2) se obtienen las concentraciones de gases en unidades de masa/volumen, y de ésta forma pueden emplearse en la estimación de emisiones (Ver ecuación 4.1.2.3). Con frecuencia las tasas de emisión en masa se expresan en base anual (p.ej., toneladas métricas por año). Estas estimaciones generalmente incluyen una tasa anual de uso real (es decir, horas por año) dado que la mayor parte de las fuentes no operan de manera continua durante todo el año.

La ecuación para calcular la tasa anual de emisión de cierto contaminante es la siguiente:

$$E = \frac{Q_s * C(m/v) * T_{op} * 60}{1 * 10^9}$$

Ecuación 4.1.2.3

E= Emisión en (Ton/año)

Q_s^{20} = Gasto volumétrico (m^3 /min),

C= Concentración (mg/ m^3)

T_{op} = Tiempo de operación (h/año)

60= Factor de conversión de minuto a hora (1 h= 60 min)

$1 * 10^9$ = Factor de conversión de miligramos a toneladas (1 ton= $1 * 10^9$ mg)

El *gasto volumétrico (Q)*, definido como el volumen que circula en una chimenea o conducto por unidad de tiempo (m^3/min), es un parámetro que puede ser medido directamente de la chimenea²¹ o puede calcularse mediante la ecuación 4.3.3, siempre y cuando la velocidad haya

²⁰ Corregido a base seca y condiciones de referencia (temperatura de 298 K y presión de 760 mmHg) en el caso de PST.

²¹ Corregido a base seca y condiciones de referencia (temperatura de 298 K y presión de 760 mmHg) en el caso de PST.

sido medida a condiciones de referencia, de lo contrario se puede hacer el cálculo del gasto con la velocidad a condiciones reales, siempre y cuando el gasto volumétrico sea corregido posteriormente a base seca y condiciones de referencia con la ecuación 4.3.4

$$Q_s = \frac{\pi D^2}{4} * v * 60$$

Ecuación 4.1.2.4

En donde:

Q_s= Gasto volumétrico (m³ /min)

A_s = Área transversal del ducto o chimenea (m²)

v_s = Velocidad reportada a condiciones de referencia y base seca (m/s)

60= Factor de conversión de minutos a segundos (1 min=60 segundos)

Criterios específicos para muestreo en fuente.

Los criterios siguientes nos ayudaran a tomar decisiones y establecer los juicios necesarios durante la estimación.

Concentraciones muestreadas en la fuente.

1. Las concentraciones deben ser congruentes con los niveles máximos permisibles establecidos en la norma NOM-085-SEMARNAT-2011 de acuerdo con la configuración del equipo (combustible, capacidad térmica) y con la zona donde se encuentra la central (zona crítica o resto del país), ya que esta aplica para equipos de combustión externa que utilizan combustibles fósiles.

Material particulado.

1. Cuando el muestreo en fuente solo proporciona concentración de PST (partículas suspendidas totales) el 72% son PM₁₀ y 52% PM_{2.5}, de acuerdo con el FE para combustión externa; para combustión interna las PST son iguales a las PM₁₀ de acuerdo con el FE y se desconoce la cantidad de PM_{2.5}.
2. Cuando se estima una emisión con las concentraciones muestreadas en la fuente, y el equipo tiene un sistema de control se considera que controla la misma cantidad de PM₁₀ y PM_{2.5} por lo que estas serán iguales en cantidad a las PST.
3. Cuando no se tiene FE para estimar la emisión de PM₁₀ en el caso de combustibles como GN y GLP se considera igual a la cantidad de PST.

4.2 Estimación de emisiones mediante factores de emisión

Un factor de emisión es la relación entre la cantidad de contaminante emitido a la atmósfera y una unidad de actividad²², para la estimación de emisiones en centrales eléctricas la actividad es principalmente la combustión o quema de combustibles fósiles.

Los factores de emisión, en general, se pueden clasificar en dos tipos: los basados en procesos y los basados en censos.

Por lo general, los primeros se utilizan para estimar emisiones de fuentes puntuales como lo son en este caso las centrales de generación eléctrica y a menudo se combinan con los datos de actividad recopilados en encuestas o en balances de materiales. Por otro lado, los factores de emisión basados en censos se usan generalmente para estimar emisiones de fuentes de área.

Factores de emisión basados en procesos.

En muchos países se han realizado múltiples estudios para determinar las tasas de emisión promedio de diferentes procesos que son fuentes de emisiones. Puesto que con frecuencia no se requiere ni es económicamente factible hacer un muestreo en cada fuente de emisión, se usan los resultados de muestreos de «fuentes representativas» para desarrollar factores de emisión, los cuales se expresan como unidades de masa de contaminante emitido por unidad de proceso. Entre las unidades de proceso más comunes se encuentran el consumo de energía, el consumo de materia prima, las unidades de producción, el calendario de operación, o el número de dispositivos ó las características de éstos. Por ejemplo, lb/ MMBtu, lb/gal, lb/lote, lb/hr ó lb/pie² [área superficial].

Por ejemplo es posible conocer las emisiones de contaminantes generadas por el proceso de refinación de aceite, tomando como unidad de proceso el consumo de materia prima, en este caso, las toneladas de semilla a procesar, esto es posible debido a que se tiene un factor de emisión específico para ese proceso en particular; este y otros factores se encuentran en un compendio llamado AP 42, el cual fue creado por la EPA, y que es el mismo en el que se basa México para estimar sus emisiones al aire.

La fuente de consulta más extensa para factores de emisión con base en procesos es el documento AP-42 Compilation of Air Pollutant Emission Factors (U.S. EPA, 1995^a) el cual contiene los factores de emisión determinados en Estados Unidos para una gran cantidad de actividades. La referencia principal para factores de emisión específicos para contaminantes tóxicos del aire es el sistema de datos FIRE (U.S. EPA, 1995^b).

Otro documento de referencia es la guía Rapid Source Inventory Technique publicado por la Organización Mundial de la Salud (WHO, 1993) donde se encuentran factores de emisión para diversos conjuntos de fuentes. Estos factores de referencia internacionales también se encuentran en documentos de guía para inventarios de gases de efecto invernadero (Intergovernmental Panel on Climate Change [IPCC], 1993 a) y b).

²² Una unidad de actividad se refiere a toneladas de combustible consumido, toneladas de materia prima empleada, toneladas de producto, etc.

4.2.1 Aplicación de la técnica de factores de emisión.

En las tablas siguientes se han incluido los factores de emisión utilizados en la estimación de emisiones del sector eléctrico de acuerdo a los distintos tipos de combustible y configuraciones de los equipos, estos factores se aplicaran de acuerdo a la ecuación siguiente:

$$E = FE * CComb * (1 - \eta)$$

Ecuación 4.2.1.1

Donde:

E= Dato de emisión en libras (lb) ó kilogramos (Kg).

FE= Factor de emisión (lb o kg de contaminante emitido por metro cúbico (m³) ó tonelada (Ton) de combustible).

Ccomb= Tasa de actividad (consumo de combustibles en Ton o m³).

η = Eficiencia del equipo de control utilizado (cuando aplica), expresada en porcentaje.

Los factores de emisión dependen de la configuración de los equipos y del tipo de combustible usado, para el sector de generación eléctrica se aplican los siguientes factores obtenidos del FIRE FACTORS 6.5 clasificados de acuerdo al tipo de combustión y a los parámetros antes mencionados.

Factores de emisión por combustión de combustóleo y diesel en equipos de combustión externa.

En las tablas 23 y 24 se indican los factores de emisión usados para combustóleo y diesel, de acuerdo a los diferentes tipos de combustión y configuraciones de los equipos, así como para equipos que tienen o no control de emisiones. Para el sector de generación eléctrica la mayoría de los equipos que se reportan son de capacidades mayores a 105, 900 MJ/h (3000 cc), por lo que se utilizaron los factores correspondientes a este tipo de equipos.

La generación de partículas depende principalmente del tipo de combustible quemado, su contenido de cenizas, y de la eficiencia de los equipos de combustión. En la tabla siguiente, se presentan los factores de emisión de PM₁₀ y PM_{2.5}, por la combustión en calderas utilizando combustóleo y diesel.

Tabla 23. Factores de emisión de partículas por combustión de combustóleo y diésel para unidades con capacidades caloríficas mayores a 105,900 MJ/h.

COMBUSTIBLE	TIPO DE COMBUSTIÓN	TIPO DE QUEMADOR	KG/M ³						
			PM	PM ₁₀			PM _{2.5}		
			S/C	S/C	PES	LAV	S/C	PES	LAV
Combustóleo	Externa	Normal	1.11552*A+0.36852	0.79296*A+	5.6448E-3*A+	0.0672*A+	0.57792*A+	0.004032*A+	0.064512*A+
				0.29196	1.86E-03	0.0222	0.19092	0.001332	0.021312
Diesel	Externa	Normal	0.24	0.776	--	--	--	--	--
		Turbina		1.026					
	Interna*	Reciprocante	5.104	--	--	--	--	--	

En combustibles líquidos "S" Indica el contenido en % peso de azufre en el combustible.

* Los FE en la combustión interna están en ton/1000 de m³ quemados de diesel.

PES = Precipitador electrostático; LAV = Lavador de Gases; S/C = Sin control

A= Contenido de cenizas en el combustible.

Las emisiones de SO₂ dependen directamente del contenido de azufre en el combustible y la cantidad utilizada en la combustión. Para la estimación de emisiones de SO₂, derivado de información proporcionada por PEMEX donde el porcentaje de azufre en el combustóleo oscila entre 3 y 4% dependiendo de la refinería, se consideró un contenido de azufre del 3.6% para el combustóleo como valor promedio ponderado; mientras que para el diesel PEMEX reporta un contenido menor a 0.5% de azufre por lo que para los cálculos del presente trabajo se consideró de 0.3%.

Tabla 24. Factores de emisión de gases de combustión para combustóleo y diesel, para unidades con capacidades caloríficas mayores a 105,900 MJ/h.

COMBUSTIBLE	TIPO DE COMBUSTIÓN	TIPO DE QUEMADOR	Kg/m ³				% PESO AZUFRE
			SOx	CO	NOx	COV's	
Combustóleo	Externa	Normal	18.84*S	0.6	5.64	0.1248	3.6
	Externa	Normal QBN			4.8		
	Externa	Tangencial			3.84		
	Externa	Tangencial QBN			3.12		
Diesel	Externa	Normal	17.04*S	0.6	2.88	--	0.3
	Externa	QBN/RG			1.2		
	Interna*	Turbina	16.81*S	0.807	11.71	0.286	
	Interna*	Reciprocante	4.76	15.612	72.38	5.92	

En combustibles líquidos "S" Indica el contenido en % peso de azufre en el combustible.

* Los FE en la combustión interna están en t/1000 de m³ quemados de diesel.

QBN = Quemador bajo en NOx; RG = Recirculación de gases.

Factores de emisión por combustión de gas natural y gas licuado de petróleo.

En la tabla 25 se incluyen los factores de emisión aplicados a las centrales generadoras de energía que consumen gas natural y gas licuado de petróleo. Durante el proceso de análisis se observó que la mayoría de las unidades de combustión son mayores a 105, 900 MJ/h, por lo que se utilizaron los factores de emisión correspondientes para ese tipo de equipos.

La emisión de NO_x depende de la composición del combustible (por el contenido de nitrógeno) y de la temperatura de combustión. Las instalaciones más grandes tienen factores de emisión mayores porque operan a una temperatura más elevada; además la configuración del equipo puede afectar significativamente el índice de formación de óxidos de nitrógeno. Mientras que la producción de CO y COT no quemados depende de la eficiencia del proceso de combustión.

Consideraciones en la estimación de emisiones mediante factores de emisión.

En el caso de las centrales de ciclo combinado que utilizan gas natural, se deben aplicar los factores de emisión de combustión interna con turbina.

Tabla 25. Factores de emisión de gases de combustión para gas natural y LP.

COMBUSTIBLE	TIPO DE COMBUSTIÓN	TIPO DE QUEMADOR Y CONTROL	TON/MMm ³					
			PST	PM _{2.5}	SOx	CO	NOx	COV's
Gas Natural	Externa	NORMAL S/C	121.6	121.6	9.6	1344	3760	176
	Externa	NORMAL QBN					2240	
	Externa	NORMAL RG					1600	
	Externa	TANGENCIAL S/C				384	2720	
	Externa	TANGENCIAL RG				1568	1216	
	Interna*	Turbina	0.706	--	0.009	1.845	7.416	0.404
	Interna*	Reciprocante	0.16	--	0.009	6.405	45.588	1.862
Gas L.P**	Externa	General	0.072	0.072	0.01152*S	0.4032	2.376	0.0648

• Los FE en la combustión interna están en ton/millón de m³ quemados de GN.

** El Gas LP tiene un contenido de azufre de 0.009 g/m³.

QBN = Quemador bajo en NOx; RG = Recirculación de gases; S/C = Sin control

Cabe mencionar que aún no se tienen factores de emisión para centrales que consumen Biogás u otros tipos de biocombustibles para las cuales no es posible evaluar sus emisiones dada la falta de FE para estos combustibles.

Factores de emisión por combustión de carbón y coque.

Por las características del carbón utilizado en México se utilizaron los factores de emisión para carbón bituminoso indicados en la tabla 26, obtenidos del AP-42 de la EPA (Environmental Protection Agency).

Consideraciones

Debido a la falta de información sobre las características de configuración de la caldera en las centrales y de la forma en que se inyecta el carbón en la combustión, se considera que todas son de fondo seco y que el coque esta pulverizado, y se aplican los factores de la siguiente tabla para carbón y coque.

Tabla 26. Factores de emisión de gases de combustión para carbón y coque.

COMBUSTIBLE	ESTADO	TIPO DE QUEMADOR	Kg / Ton					
			PM ₁₀	PM _{2.5}	SOX	CO	NOX	COV's
¹ Carbón Bituminoso	Pulverizado	Fondo húmedo	2.6*A	0.67*A	17.24 * S	2.27E-01	3.63E-02	---
	Pulverizado	Fondo seco	2.3*A	0.6*A			1.36E-02	0.03
	---	Horno ciclón	2.6E-1 * A	---			4.08E-02	---
	---	Esparciador de fogón	5.99	---		2.27	---	
	---	Rejas, sobre llenado del fogón	2.72	---		2.72	1.81E-02	0.14
	---	Lecho fluidizado	---	---		39.6*S(Ca/S)^- 0.86	8.16	1.59
² Coque de Petróleo	---	General	2.5% C	---	17.72*S	0.273	9.545	0.032

¹ En el caso del carbón el contenido de azufre (%S) varía de acuerdo al lugar de procedencia, para México en 2013 se reporta por PEMEX de 7.5% de S y un contenido de cenizas de 11.4%.

²Para el coque de petróleo se consideró C = 8.2% y S = 7.5% (SEMARNAT 2013).

A = Cenizas en porcentaje de peso del carbón quemado igual a 11.4%.

Criterios técnicos (CT) aplicables en la técnica de estimación de emisiones mediante factores de emisión.

En los casos donde no se contó con factores de emisión del AP-42 ó de SENER, se estiman las emisiones haciendo las siguientes consideraciones técnicas:

CT1) Cuando se desconocen las características de configuración de los generadores de vapor y la forma en que se inyecta el carbón en la combustión, se considera de fondo seco.

Para partículas, como el INEM-2011 lo indica, la distribución del tamaño de partículas generadas por combustión, dependiendo del combustible utilizado es:

CT2) Para centrales que utilizan carbón. En equipos de combustión externa el porcentaje de masa de partículas correspondiente a PM_{10} es 50% y $PM_{2.5}$ es 12%. Mientras que para motores de combustión interna el % de masa de partículas correspondiente a PM_{10} o $PM_{2.5}$ es de 100%.

CT3) Para centrales que utilizan gas natural o gas LP. El porcentaje de masa de partículas correspondiente a PM_{10} o $PM_{2.5}$ en motores de combustión externa es de 100%. Mientras que para motores de combustión interna el porcentaje de masa de partículas correspondiente a PM_{10} es de 97% y de $PM_{2.5}$ de 93.4%.

CT4) Para centrales que utilizan carbón en equipos de combustión interna, del total de material particulado el % de masa de partículas correspondiente a PM_{10} es el 23%.

CT5) La generación de partículas depende principalmente del tipo de combustible quemado, el contenido de cenizas y la eficiencia de los equipos de combustión. En la Tabla 18, se presentan los factores de emisión de PM_{10} y $PM_{2.5}$, por la combustión en calderas utilizando combustóleo y carbón.

CT6) Cuando se tiene un equipo de combustión interna que opera con Combustóleo pesado se aplicará el Factor de emisión del FIRE FACTORS 6.5 de la EPA, correspondiente a equipos de combustión interna de tipo reciprocante que utilizan gasóleo ya que las características de este combustible son similares a las del combustóleo pesado, y no se cuenta con un factor específico para este último combustible. En el caso de que el equipo de combustión interna sea de tipo turbina con combustóleo pesado, se aplicara una proporción obtenida del FE para combustión interna con Diesel.

CT7) En equipos de combustión externa que operan con carbón no se tiene factores de emisión para quemador tipo tangencial en algunos contaminantes, por lo que en estos casos se emplean los factores de emisión establecidos para quemador normal; excepto en el caso de PM_{10} y $PM_{2.5}$ ya que en el caso de estos contaminantes se aplica la CT2.

4.3 Estimación de emisiones mediante dato histórico (extrapolación)

Las técnicas de extrapolación pueden usarse para calcular emisiones indirectamente y para verificar en órdenes de magnitud, los resultados de las estimaciones calculadas con otros métodos.

En general, la extrapolación de emisiones de una región geográfica a otra se considera como el enfoque menos deseable para la estimación de emisiones, debido a que este enfoque puede no tomar en cuenta de manera apropiada diferencias importantes entre dos regiones y puede propagar los sesgos de un inventario a otro. Sin embargo, cuando se combina con un marco de modelación, la extrapolación es un enfoque práctico y costo-efectivo para desarrollar estimaciones de emisiones para aquellas regiones en las que la información no es suficiente para el uso de metodologías de estimación más rigurosas. En primer lugar, los datos de emisiones de un tipo de proceso o de planta, pueden ser extrapolados a fuentes o plantas similares. Este tipo de extrapolación es el que se usa para hacer estimaciones de emisiones de fuentes puntuales similares a aquellas que ya fueron caracterizadas plenamente y en donde se tienen estimaciones confiables de emisiones.

En otros casos, si se puede suponer que las condiciones socioeconómicas entre dos o más regiones geográficas son comparables, los datos disponibles de emisiones de fuentes de área para una región pueden ser extrapolados a las demás regiones basándose en datos de población y de empleo. Los inventarios de emisiones compilados en EU y en Europa pueden usarse de esta manera, siempre que sea posible una extrapolación razonable de sus características tecnológicas y socioeconómicas. En México, los inventarios de emisiones que se han generado para la Ciudad de México y para otras ciudades se pueden usar como base para el aseguramiento de calidad y/o para desarrollar partes de los inventarios de emisiones en otras regiones.

Aplicación de la técnica de dato histórico.

Este método es aplicable cuando se carece de información necesaria para la estimación de las emisiones de una fuente, consiste en tomar como base la información para fuentes con características similares, o bien recabar la información disponible para la misma fuente de años anteriores o posteriores, si bien como se ha indicado con anterioridad la estimación es menos aproximada que en el caso de los métodos de muestreo en fuente y factores de emisión, sin embargo nos proporcionará valores de emisiones que serán de gran utilidad en la gestión ambiental y como resultado en el mejoramiento de la calidad del aire en una región determinada.

4.3.1 Aplicación de la técnica de dato histórico.

La técnica de dato histórico es el último recurso en la estimación de emisiones dado que se basa en la evolución histórica de la fuente, sin embargo cuando se carece de información necesaria para estimar una emisión mediante las técnicas de medición directa y factor de emisión, la estimación por dato histórico nos permite evaluar las emisiones de una fuente.

Para esta técnica se debe comparar la información del año base de cálculo con la reportada en años anteriores o posteriores, principalmente se deben comparar parámetros como la capacidad, tiempo de operación, tipo de quemador, consumo de combustible y energía eléctrica producida.

Criterios:

- Si se tiene la misma tecnología y hay congruencia entre los combustibles y la producción de energía (MW/hr) en la información histórica de la fuente, se puede obtener una proporción y así estimar la cantidad de combustible consumida para el año base de cálculo.
- Cuando la información proporcionada por la fuente es incompleta, entonces se estiman las emisiones con información de otro año para la misma fuente.

CAPITULO 5. METODOLOGIA PROPUESTA PARA LA ESTIMACIÓN DE EMISIONES PROCEDENTES DE CENTRALES DE GENERACION ELECTRICA.

En el capítulo 4 están descritas de manera individual las diferentes técnicas para la determinación de emisiones contaminantes. Sin embargo, la elección de la metodología aplicable a la estimación de emisiones procedentes de centrales de generación eléctrica, dependerá en su mayoría de la cantidad y calidad de la información disponible y del nivel de certidumbre o confiabilidad que se desea obtener en el dato de emisión estimado. Lo anterior puede llevar a la aplicación de una metodología que combine una o más técnicas de estimación de emisiones, siempre que se tenga la información suficiente para la aplicación de más de un método.

El propósito de éste capítulo es dar a conocer la metodología general de estimación de emisiones aplicable a centrales de generación eléctrica. Sin embargo, cómo ya se ha mencionado en los párrafos anteriores, y sólo a manera de reafirmación, algunos pasos pueden o no aplicarse en cada caso de estudio, dependiendo de la calidad y la cantidad de información disponible.

No obstante, se buscará siempre una vía que nos lleve a obtener un dato emisión, dado que, como se explicó al inicio de éste trabajo, la determinación de las emisiones procedentes de las centrales de generación eléctrica son una importante herramienta en la evaluación de la contaminación atmosférica derivada de la actividad de éste sector industrial, que cada día adquiere mayor importancia en el desarrollo de México y del mundo.

5.1 Selección de las técnicas para estimación de las emisiones.

La disponibilidad de la información en éste trabajo es la directriz para la selección de las técnicas de estimación de emisiones, por lo cual se eligió como principal técnica la medición directa, sin embargo, de no haber información suficiente o de buena calidad para su aplicación, entonces se recurrirá a la técnica de factores de emisión.

a) Medición Directa.

Se seleccionó ésta técnica para determinar principalmente las emisiones para las que se reportaron mediciones de concentración en fuente.

A pesar de que ésta metodología se considera la más confiable (debido a que proviene de muestreos en fuente y que por lo tanto considera las condiciones reales de operación de los equipos muestreados) no está exenta de la incertidumbre dado que depende de las variables que afectan ya sea el muestreo y/o el correcto reporte de la información (dato de concentración, unidades y características de operación de los equipos muestreados).

b) Factores de emisión.

Esta técnica se seleccionó en función de los requerimientos de la disponibilidad de información, ya que la mayoría de las industrias no reporta concentraciones muestreadas en fuente para equipos de combustión que generan emisiones; por lo que en estos casos la técnica de factores de emisión se convierte en la única opción viable para obtener un dato de emisión.

A pesar de que la técnica de extrapolación o dato histórico forma parte de las más empleadas en la determinación de emisiones, ésta no se seleccionó para ser aplicada en los estudios de caso que se presentarán, debido a que la información disponible no es suficiente para su aplicación.

5.2 Requerimientos de información y fuente de consulta.

Cada técnica de estimación tiene ciertos requerimientos para poder ser aplicada, mismos que se indican en el cuadro siguiente (Ver tabla 27) así como la fuente de donde se obtuvieron.

Tabla 27. Requerimientos de información para cada técnica de estimación.

TECNICA DE ESTIMACION	REQUERIMIENTOS	FUENTE DE CONSULTA
Medición Directa	<ul style="list-style-type: none"> Datos de concentración medidos en fuente y de operación de los equipos y/o actividades de proceso 	Información de operación anual de la fuente.
Factores de emisión	<ul style="list-style-type: none"> Factores de emisión 	Agencia de Protección Ambiental-E.U.A (Fire Factors).
	<ul style="list-style-type: none"> Datos de consumo de combustibles 	Información de operación anual de la fuente.
	<ul style="list-style-type: none"> Contenidos de azufre y cenizas en combustibles fósiles 	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales SEMARNAT.
	<ul style="list-style-type: none"> Criterios técnicos con base en la experiencia 	Centro Mario Molina y Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

Requerimientos de información.

En la tabla siguiente (Ver tabla 28) se describen las variables críticas para la aplicación de cada técnica de estimación, así como las ecuaciones para verificar algunas de ellas o en su caso la recomendación para considerar o no válido el dato que la fuente reporta.

Tabla 28. Requerimientos de información en las técnicas de muestreo en fuente y factores de emisión y criterios para su validación.

Técnica de estimación	Requerimientos de información	Variables críticas	Ecuación de la variable	Criterio para considerar congruente la variable
MEDICIÓN DIRECTA	Información de muestreo en fuente (chimenea)	Concentración (mg/m ³)	No aplica.	No aplica.
	Características de chimenea	Diámetro (m)	No aplica. Ver Criterio.	El diámetro de la chimenea debe ser proporcional a la altura de la misma, éste nunca debe ser igual o mayor que la altura total de la chimenea. De acuerdo a la normatividad mexicana de diseño de chimeneas, el diámetro debe ser de al menos un 10% de la altura total de la chimenea
		Velocidad (m/s)	No aplica. Ver Criterio.	La velocidad depende de la temperatura de los gases, por lo que a mayor temperatura se deben tener valores de velocidad mayores.
		Temperatura (°C)	No aplica. Ver Criterio.	La temperatura en las chimeneas debe ser congruente con la operación de los equipos, en las turbinas de gas natural, carbón o combustóleo el rango de temperaturas fluctúa entre 100- 600 °C y para generadores de vapor y calderas de 100-180°C.
		Gasto volumétrico (m ³ /min)	Ver ecuación 4.1.2.4	El gasto “teórico” debe ser mayor al gasto reportado por la fuente. Esta diferencia puede oscilar entre 50 y 60 % con respecto al gasto reportado. Dicha diferencia se debe a que el gasto teórico es calculado a condiciones reales de chimenea (velocidad real de salida de los gases que está relacionada con la temperatura), mientras que el gasto reportado debe estar corregido a condiciones estándar (760 mmHg y 298.15 K). Cuando ambos gastos son similares, se considera que la fuente no realizó la corrección de éste parámetro y de tener la información suficiente, se debe hacer la corrección de acuerdo a la ecuación 4.1.1.5.
Información	Tiempo de	No aplica. Ver	Tiempo que opero el equipo de	

	técnica de operación del equipo de combustión	operación (horas/año)	Criterio.	proceso anualmente, por lo que este no debe ser mayor a 8760 horas/año.
FACTOR DE EMISIÓN	Información técnica de operación del equipo de combustión	Tiempo de operación (horas/año)	No aplica. Ver Criterio.	Tiempo que opero el equipo de proceso anualmente, por lo que este no debe ser mayor a 8760 horas/año.
		Capacidad del equipo	No aplica. Ver Criterio.	Es la capacidad térmica de operación del equipo, debe ser la capacidad real a la que operó.
		Consumo de combustible (m ³ /año)	Ver ecuación 4.3.2.1	El consumo teórico calculado debe ser mayor al reportado por la fuente. Esto se debe a que el teórico está calculado considerando el 100 % de eficiencia de operación del equipo, mientras que el consumo reportado considera la eficiencia real (que puede oscilar entre 60-85 %).

5.3 Estimación de emisiones mediante la técnica de Medición en fuente (directa).

El primer paso para estimar emisiones mediante la técnica de muestreo en fuente es la validación de la información requerida para su aplicación (Ver tabla 28. Requerimientos de información en las técnicas de muestreo en fuente y factores de emisión). De acuerdo con los parámetros requeridos para la aplicación de ésta técnica, se debe verificar el gasto volumétrico que la fuente reporta, dicho gasto debe estar reportado en base seca y condiciones de referencia (706 mmHg y 298.15 K); para ello, es necesario calcular un gasto “teórico” con las características de la chimenea mediante la ecuación 4.1.2.4.

Verificación del gasto volumétrico.

Para tener un valor de referencia que nos indique si los datos reportados por la fuente son reales y congruentes, se realiza el cálculo de un gasto volumétrico que llamaremos “teórico”, por medio de las características de chimenea y la siguiente ecuación:

$$Q_s = A_s * v_s * 60$$

Ecuación 4.1.2.4

Q_s = Gasto volumétrico (m³ /min)

A_s = Área transversal de la chimenea o ducto (m²)

v_s = Velocidad de los gases (m/s)

60 = Factor de conversión de segundos a minutos (1 min= 60 segundos)

La información involucrada en el cálculo del gasto teórico corresponde a la tomada bajo condiciones reales de operación y funcionamiento de la chimenea (en el momento que fue realizado el muestreo), por lo cual, el gasto teórico debe ser corregido a base seca y condiciones de referencia (760 mmHg y 298.15 K), para ello se aplica la ecuación 4.1.1.5 indicada en el apartado referente a estimación de emisiones mediante muestreo en fuente.

- Si se tiene un rango aproximado de entre 50 y 60 % de incremento en el gasto reportado comparado con el gasto “teórico” corregido a base seca y condiciones de referencia, es probable que la fuente esté reportando el gasto a condiciones de chimenea (tomado en el momento del muestreo); por lo cual, el gasto reportado no puede utilizarse en el cálculo de estimación de emisiones y en su lugar deberá utilizarse el gasto “teórico” corregido.
- Por otra parte, si el gasto “teórico” corregido tiene un valor semejante al gasto que la fuente reporta, esto es indicio de que la fuente realizó la corrección a base seca y condiciones de referencia y en tal caso el gasto reportado se considera correcto para su uso en la técnica de estimación mediante muestreo en la fuente.

Una vez habiendo obtenido el gasto teórico, se aplica a la ecuación 4.1.2.3 para determinar el dato de emisión:

La ecuación para calcular la tasa anual de emisión de cierto contaminante es la siguiente:

$$E = \frac{(Q_s * C * T_{op} * 60)}{1 * 10^9}$$

Ecuación 4.1.2.3

E = Emisión en (Ton/año)

Q_s^{23} = Gasto volumétrico (m^3 /min),

C = Concentración reportada (mg/ m^3)

T_{op} = Tiempo de operación (h/año)

60= Factor de conversión de minuto a hora (1 h= 60 min)

$1 * 10^9$ = Factor de conversión de miligramos a toneladas (1 ton= $1 * 10^9$ mg)

²³ Corregido a base seca y condiciones de referencia (temperatura de 298 K y presión de 760 mmHg).

Si las emisiones estimadas mediante ésta técnica son valores incongruentes, no hay información insuficiente para realizar las ecuaciones anteriores o ésta es inconsistente, se elige entonces la estimación mediante factores de emisión. NOTA: La aplicación de la técnica de muestreo en fuente lleva implícita la eficiencia de control cuando existen equipos de control de emisiones, por lo que no se involucra en el cálculo.

5.4 Estimación mediante la técnica de Factores de emisión.

El primer paso para poder aplicar la técnica de factores de emisión, es verificar que los consumos de combustible que la fuente emisora reporta sean congruentes con la capacidad térmica del equipo. Esto se hace mediante un sencillo cálculo que está descrito en la siguiente ecuación:

$$C_{comb} = \frac{Cap * Top}{PC * \delta}$$

Ecuación 5.4.1

C_{comb} = Consumo de combustible (m³/año)

Cap = Capacidad térmica real de operación del equipo (MJ/h)

Top = Tiempo de operación anual del equipo (h/año)

δ = Densidad del combustible (Kg/ m³)

PC = Poder calorífico del combustible (MJ/Kg)

Una vez habiendo corroborado los consumos de combustible que la fuente reporta, el siguiente paso es aplicar la ecuación 4.2.1.1 enunciada a continuación:

$$E = FE * C_{Comb} * (1 - \eta)$$

Ecuación 4.2.1.1

Dónde:

E= Dato de emisión en libras (lb) ó kilogramos (Kg).

FE= Factor de emisión (lb o kg de contaminante emitido por metro cúbico (m³) ó tonelada (Ton) de combustible).

C_{comb}= Tasa de actividad (consumo de combustibles en Ton o m³ anuales).

η= Eficiencia del equipo de control utilizado (cuando aplica), expresada en porcentaje²⁴.

²⁴ Los porcentajes de eficiencia de control para quemadores tangencial y de bajo NOx, están indicados en la tabla 9 correspondiente al apartado de sistemas de control en centrales de generación eléctrica.

5.5 Esquema de la metodología propuesta para la estimación de emisiones procedentes del sector eléctrico.

Una vez elegidas las técnicas de estimación de emisiones y habiendo explicado los requerimientos para aplicar cada una de ellas, así como las ecuaciones involucradas, el siguiente paso es la aplicación de una metodología de estimación de emisiones que involucre las técnicas de estimación más confiables, mismas que serán elegidas dependiendo de la cantidad y tipo de información disponible de la fuente. Para mostrar de una forma más clara el procedimiento general para la estimación de emisiones, se muestra el siguiente árbol de decisión (Ver Ilustración 10).

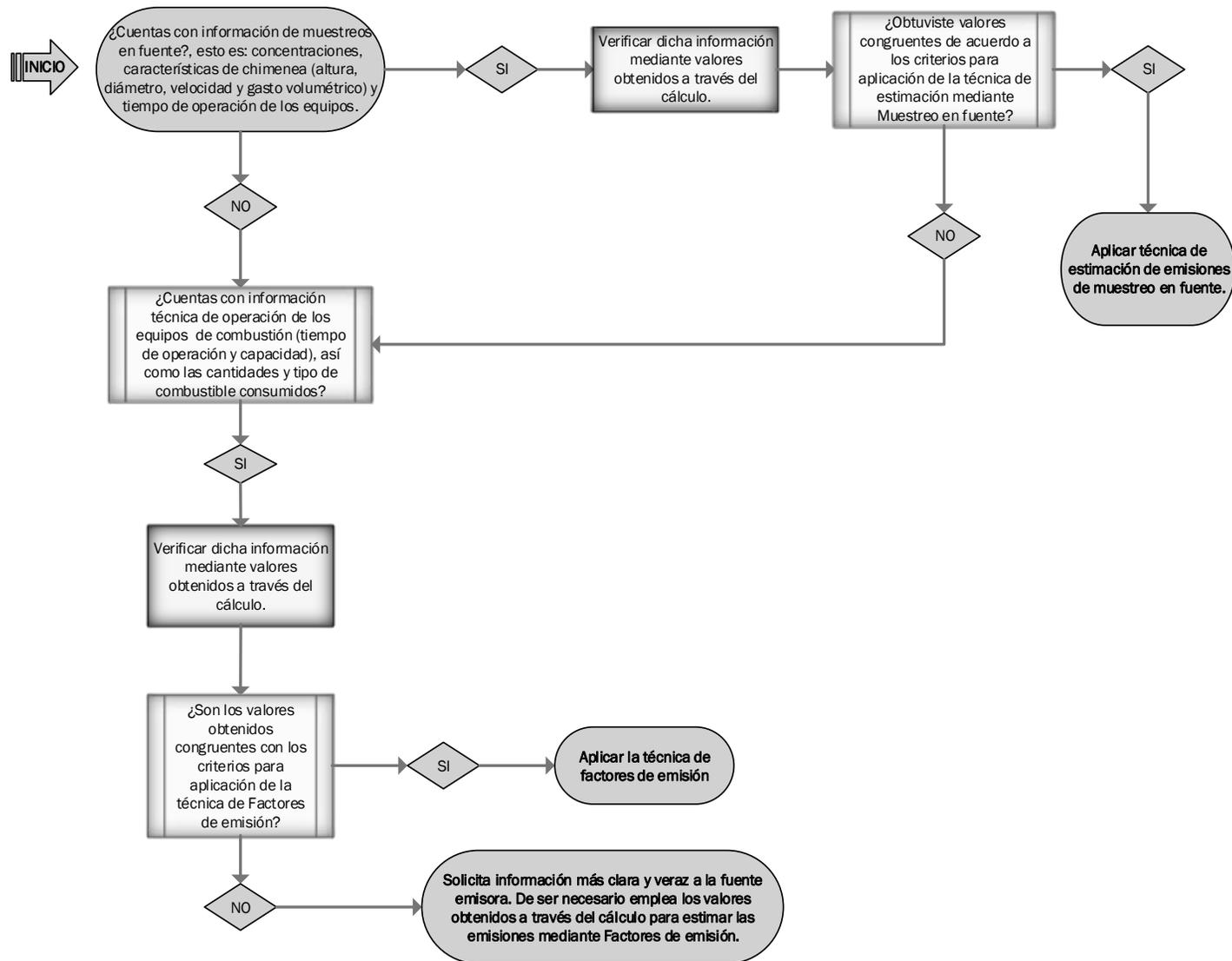


Ilustración 10. Árbol de decisión para aplicar la metodología de estimación de emisiones.

CAPITULO 6. ESTUDIOS DE CASO

6.1 Selección de las tecnologías a estudiar

La emisión de contaminantes de las centrales eléctricas está estrechamente relacionada con la cantidad de energía eléctrica producida y de acuerdo a un análisis del sector en el año 2014, las tecnologías con mayor generación bruta son termoeléctrica ciclo combinado, termoeléctrica de vapor o convencional y carboeléctrica, totalizando 71 % de la generación de electricidad en México a partir de combustibles fósiles; por lo anterior, estas tres tecnologías son las seleccionadas para estudiar y evaluar sus emisiones contaminantes (Ver tabla 29).

Tabla 29. Centrales con mayor producción de energía eléctrica mediante combustibles fósiles durante 2014 (CFE).

TECNOLOGIA	Megawatts/hora	%
Termoeléctrica Ciclo combinado	130,907,883.94	51%
Termoeléctrica Vapor convencional	33,480,816.91	13%
Carboeléctrica	17,445,926.68	7%
Dual	16,166,989.74	6%
Termoeléctrica Turbogas	2,877,626.47	1%
Termoeléctrica Combustión interna	1,464,939.26	1%
Geotermoléctrica	5,999,650.98	2%
Nucleoeléctrica	9,677,208.06	4%
Eólica	2,076,996.81	1%
Hidroeléctrica	38,144,773.86	15%
Fotovoltaica	12,694.21	0%
Total	258,255,506.91	

Para evaluar dichas emisiones se seleccionaron tres casos de centrales de generación eléctrica, mismas que pertenecen a las tecnologías antes descritas; para lo cual se tomó en cuenta principalmente lo siguiente:

- I. Contribución a la generación bruta a nivel nacional durante 2013.
- II. Tipo de combustible empleado (origen fósil).

Las tecnologías seleccionadas para ser analizadas y determinar sus emisiones, son las siguientes:

- A. Tecnología de ciclo combinado (CC), este tipo de tecnología representa el 51 % del total nacional de generación bruta de energía eléctrica de acuerdo a datos de Comisión Federal de Electricidad en 2013. Esta central opera con gas natural; por lo que las mayores cantidades de contaminantes que emite se espera que sean principalmente de NOX y CO.
- B. Tecnología de vapor (V) o térmica convencional, este tipo de tecnología tuvo el segundo lugar en generación bruta produciendo el 13 % del total nacional; por lo cual, se seleccionó una central con éste tipo de tecnología para ser estudiada. La central seleccionada emplea combustóleo como principal combustible para su funcionamiento y gas natural para la puesta en marcha de los equipos, por lo que se espera que las emisiones más elevadas pertenezcan a SO₂ y CO.
- C. Tecnología carboeléctrica (CA) una central con este tipo de tecnología contribuyo con el 7 % del total nacional generado en 2013. Emplea carbón como combustible, por lo que sus emisiones más elevadas corresponderían a SO₂ y MP.

6.2 Estudio de caso 1: Central “A”

Esta central produjo 3,340,289 MWh anuales mediante la tecnología de ciclo combinado, emplea 872, 986, 265 m³ de GN para generación eléctrica. Las emisiones generadas por esta central son principalmente gases de combustión, mismas que son emitidas a través de las chimeneas de los recuperadores de calor y producidas en cuatro máquinas de combustión interna tipo turbina.

6.2.1 Descripción y diagrama de flujo del proceso

El proceso comienza cuando se alimenta aire comprimido a alta presión en el compresor, después pasa a la cámara de combustión donde se mezcla con el gas natural (GN), a continuación, los gases de combustión a alta temperatura pasan por la turbina de gas donde se expanden y su energía calorífica se transforma en energía mecánica transmitiéndolo al eje de la turbina de gas, que está acoplada a un generador eléctrico, el cual, finalmente convierte dicha energía en electricidad (éste ciclo es denominado ciclo de gas).

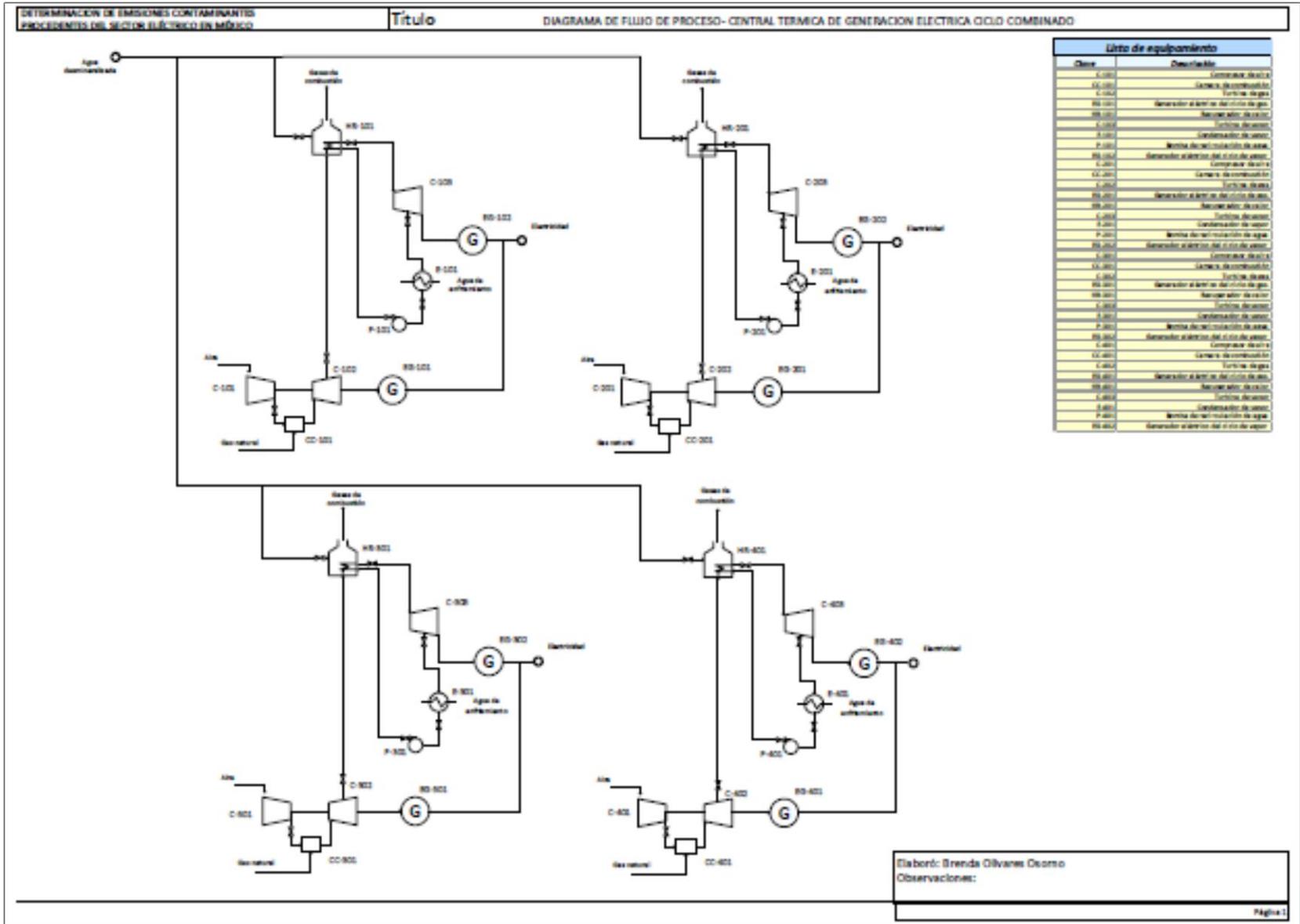
Los gases que salen de la turbina de gas son enviados a un recuperador de calor, que emplea la energía calorífica de estos gases para producir vapor sobrecalentado y con él impulsar la turbina de vapor; misma que se encarga de producir energía mecánica, la cual finalmente es transformada en electricidad mediante un generador eléctrico (denominado ciclo de vapor). A la salida de la turbina el vapor se condensa (transformándose nuevamente en agua) y vuelve a la caldera para empezar un nuevo ciclo de producción de vapor.

Cabe destacar que los recuperadores de calor no aprovechan el cien por ciento de los gases de combustión provenientes del ciclo de gas, por lo que, la fracción de ellos que no es aprovechada en el ciclo de generación eléctrica, es emitida desde el recuperador de calor hacia la atmósfera a través de las chimeneas (Ver diagrama de flujo de proceso en la siguiente página)

6.2.2 Equipos de control de emisiones

Esta central no cuenta con equipos de control de emisiones. Los gases procedentes de la combustión del gas natural son emitidos a la atmósfera a través de las chimeneas acopladas a los recuperadores de calor.

Diagrama de flujo de proceso de la central “A” Ciclo Combinado.



6.2.3 Determinación de las emisiones

La información disponible no incluye concentraciones medidas en fuente, por lo tanto, se empleará la técnica de **factores de emisión** para obtener las emisiones de contaminantes criterio de esta central.

Los factores a emplear provienen del FIRE Factors de la EPA (Environmental Protection Agency), siendo estos los correspondientes a máquinas de combustión interna de tipo turbina que usan gas natural como combustible, se incluyen en la tabla 25 del capítulo cuatro y son los siguientes:

Tabla 30. Factores empleados en la estimación de emisiones de la central "A".

CONTAMINANTE	FACTOR
	<i>Combustión interna</i>
	<i>Gas Natural(Ton/MMm³)**</i>
PST	0.706
PM ₁₀	No hay FE*
PM _{2.5}	No hay FE*
SO ₂	0.009
CO	1.845
NOX	7.416
COV's	0.404

* No hay factor de emisión para PM₁₀ y PM_{2.5} aplicables a éste tipo de equipo y combustible, se aplicará un criterio técnico para determinar las emisiones de estos contaminantes.

**Los factores de emisión para combustión interna están expresados en ton de contaminante/millón de m³ quemados de GN (FIRE FACTORS 6.5, Agencia de Protección Ambiental –EUA).

Validación de los consumos de combustible.

El primer paso para es validar la congruencia entre los consumos de combustible y la capacidad térmica del equipo para lo cual nos auxiliamos de la ecuación 5.4.1 e información de las tablas 31 y 32.

Tabla 31. Información técnica y de operación de los equipos de combustión.

Clave del equipo	Tipo de equipo	Tiempo de operación (horas/año)	Tipo de emisión	Capacidad de diseño del equipo (nominal)	Capacidad de operación del equipo (real)		Tipo de quemador
				Cantidad	Cantidad	Unidad	
C-102	Turbina de gas	7585	C	1,002,785.32	964,920.70	MJ/h	normal
C-202	Turbina de gas	8285	C	918,059.95	898,603.51	MJ/h	normal
C-302	Turbina de gas	7343	C	1,007,449.73	960,159.23	MJ/h	normal
C-402	Turbina de gas	8010	C	923,558.47	918,288.68	MJ/h	normal

Tabla 32. Consumos de combustible por equipo.

Clave del equipo	Tipo de equipo	Equipo de combustión y/o actividad que genera emisiones a la atmósfera		
		Consumo anual de combustible(s)		
		Tipo	Cantidad	Unidad
C-102	Turbina de gas	GN	203,889,358.00	m3
C-202	Turbina de gas	GN	221,863,000.00	m3
C-302	Turbina de gas	GN	219,966,948.00	m3
C-402	Turbina de gas	GN	227,266,959.00	m3

$$C_{comb} = \frac{Cap * Top}{PC * \delta}$$

Ecuación 5.4.1

- C_{comb} = Consumo de combustible (m³/año)
 Cap = Capacidad térmica del equipo (MJ/h)
 Top = Tiempo de operación del equipo (h/año)
 δ = Densidad del combustible (Kg/ m³)
 PC = Poder calorífico del combustible (MJ/Kg)

Cálculo de los consumos de combustible.

Ejemplo de cálculo de consumo de combustible para la turbina de gas C-102. Sustituyendo en la ecuación anterior:

$$C_{comb\ C-102} = \frac{964,920.70 \frac{MJ}{h} * 7585 \text{ h/año}}{52 \frac{MJ}{Kg} * 0.6 \text{ Kg/ m}^3} = 234,580,880.69 \text{ m}^3/\text{año}$$

- C_{comb} = ¿?
 Cap = 964,920.70 MJ/h
 Top = 7585 h/año
 δ = 0.6 Kg/ m³
 PC = 52 MJ/Kg

Tabla 33. Datos de operación de los equipos y cálculo de consumos teóricos anuales de combustible.

Clave del equipo	Capacidad real de operación del equipo MJ/año	Poder Calorífico MJ/kg	Consumo anual de combustible (100%) Kg/año	densidad kg/m ³	Consumo teórico de combustible anual (100%)* m ³ /año
C-102	7,318,923,477.48	52	142,319,738.32	0.6	234,580,880.69
C-202	7,444,930,049.88	52	144,769,992.45	0.6	238,619,552.88
C-302	7,050,449,234.76	52	137,099,136.68	0.6	225,975,937.01
C-402	7,355,492,357.36	52	143,030,836.54	0.6	235,752,960.17

* El consumo teórico de combustibles está calculado considerando un 100 % de eficiencia de operación del equipo.

En la tabla siguiente (Ver tabla 34) se encuentra los consumos de combustible reportados comparados con los teóricos obtenidos del cálculo anterior. Los consumos reportados por la fuente están a condiciones reales de operación del equipo, mientras que los teóricos están calculados considerando que el equipo opera con un 100 % de eficiencia; por lo cual, éstos últimos son mayores. Debido a lo anterior, se considera que los consumos reportados son congruentes y pueden ser utilizados para la estimación de emisiones por factores de emisión.

Tabla 34. Comparativa de los consumos anuales reportados con los teóricos obtenidos a través de cálculo.

Equipo de combustión y/o actividad que genera emisiones a la atmósfera				Consumo "teórico" de combustible anual (100%) MMm ³ /año
Clave del equipo	Consumo anual de combustible(s) reportado			
	Tipo	Cantidad	Unidad	
C-102	GN	203.89	MMm ³	234.58
C-202	GN	221.87	MMm ³	238.62
C-302	GN	219.97	MMm ³	225.98
C-402	GN	227.27	MMm ³	235.75

Estimación de emisiones.

Debido a que el NOX es el principal contaminante generado por la combustión del gas natural, será el cálculo de éste el que se tomará como ejemplo para la estimación de emisiones mediante factores de emisión de ésta central.

Ejemplo de cálculo de emisión de NOx para la turbina C-102 que opera con gas natural.

Aplicando ecuación 4.2.1.1

$$E = FE * CComb * (1 - \eta)$$

$FE_{GAS\ NATURAL} = 7.416 \text{ Ton/MMm}^3$

$Ccomb = 203.89 \text{ MMm}^3$

$\eta = 0$ (No hay equipo de control de emisiones de NOx)

$E = (7.416) * (360.05) = \mathbf{1,512.04 \text{ Ton de NOx}}$ emitidos por el uso de gas natural en la turbina uno C-102.

Criterios técnicos (CT) aplicables en la técnica de estimación de emisiones mediante factores de emisión.

Para partículas, como el INEM-2011 lo indica, la distribución del tamaño de partículas generadas por combustión, dependiendo del combustible utilizado es:

CT3) Para centrales que utilizan gas natural o gas LP. El porcentaje de masa de partículas correspondiente a PM₁₀ o PM_{2.5} en motores de combustión externa es de 100%. Mientras que para motores de combustión interna el porcentaje de masa de partículas correspondiente a PM₁₀ es de 97% y de PM_{2.5} de 93.4%.

Emisiones anuales de contaminantes criterio de la central "A".

Siguiendo el procedimiento del ejemplo anterior para NOX generados en el motor de combustión interna C-102, se estimaron las emisiones del resto de los equipos de combustión de la planta mediante la misma técnica de factor de emisión y se obtuvieron los resultados siguientes para cada equipo y las emisiones anuales generadas por esta central (Ver tabla 35).

Tabla 35. Emisiones por equipo y totales de contaminantes criterio de la central "A".

Factores para combustión interna								
Gas Natural(Ton/MMm³)**								
CONTAMINANTE		PST	PM₁₀	PM_{2.5}	SO₂	CO	NOX	COV's
FACTOR		0.706	CT3	CT3	0.009	1.845	7.416	0.404
Clave del equipo	CONSUMO DE COMBUSTIBLE (MMm ³)	EMISIONES (Ton/año)						
C-102	203.89	143.95	139.63	134.45	1.84	376.18	1,512.04	82.37
C-202	221.86	156.64	151.94	146.30	2.00	409.34	1,645.34	89.63
C-302	219.97	155.30	150.64	145.05	1.98	405.84	1,631.27	88.87
C-402	227.27	160.45	155.64	149.86	2.05	419.31	1,685.41	91.82
EMISIONES TOTALES (Ton/año)		616.33	597.84	575.65	7.86	1,610.66	6,474.07	352.69

* En los casos de PM₁₀ y PM_{2.5}, donde no se contó con factores de emisión del AP-42 ó de SENER, se estiman las emisiones aplicando la consideración técnica 3 para este caso (CT3).

6.3 Estudio de caso 2: Central “B”

Esta central produjo 8,510,853.370 MWh anuales. Los equipos de combustión con que cuenta esta central son cinco generadores de vapor (GV), mismos que emplean como principal combustible combustóleo pesado (CBP) y gas natural (GN) como combustible auxiliar para su puesta en marcha. Los gases de combustión que estos equipos generan son descargados directamente a la atmósfera ya que esta central no cuenta con equipos para el control de los mismos.

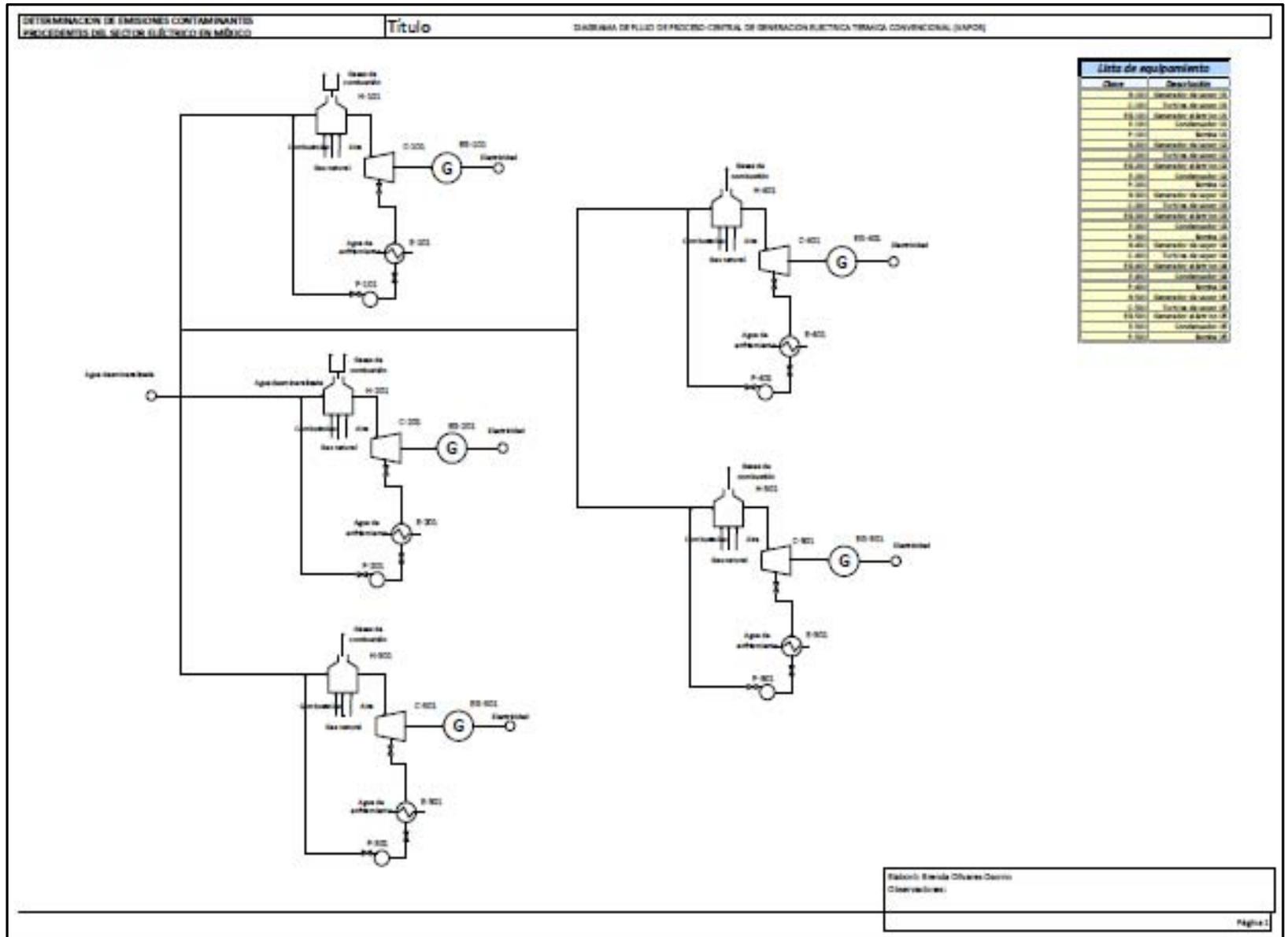
6.3.1 Descripción y diagrama de flujo del proceso

En el diagrama de proceso (Ver diagrama de flujo de proceso en la siguiente página) se indica el proceso de generación de energía eléctrica de esta central correspondiente a la tecnología termoeléctrica convencional o de vapor; este proceso comienza en cada uno de los cinco generadores de vapor, en los cuales se alimenta gas natural y aire para iniciar la combustión, posteriormente se alimenta el combustóleo pesado como combustible principal de operación, producto de lo cual se genera la energía necesaria para calentar agua hasta convertirla en vapor sobrecalentado; mismo que será utilizado para impulsar los alabes de cinco turbinas de vapor; la energía mecánica obtenida de dicha turbina es enviada a su respectivo generador eléctrico para así obtener energía eléctrica. El vapor que no es aprovechado en la turbina es enviado al condensador y una vez líquido se recircula mediante una bomba a la alimentación del proceso.

6.3.2 Equipos de control de emisiones

Esta central no cuenta con equipos de control de emisiones. Los gases generados por la combustión del combustóleo y el gas natural son descargados a la atmósfera a través de las chimeneas de cada generador de vapor.

Diagrama de flujo de proceso de la central "B" de Vapor convencional



6.3.3 Determinación de las emisiones

Para determinar las emisiones de contaminantes criterio de esta central se empleara la técnica de estimación mediante muestreo en fuente, debido a que se cuenta con mediciones de concentración en fuente como dato principal. En caso de que la información proporcionada por la fuente emisora no sea congruente o sea insuficiente, se aplicará la técnica de factores de emisión.

De acuerdo al árbol de decisión (Ilustración 10) y a la tabla de requerimientos (Ver tabla 28), para la técnica de Muestreo en fuente, es necesario conocer información de muestreo en la fuente (concentraciones muestreadas en chimenea) y las características de chimenea en la cual se realizó el muestreo. Para ésta central, la fuente emisora reporta información de operación de sus equipos de combustión (Ver tabla 36), así como de las chimeneas y sus características (Ver tabla 37), mismas que son necesarias para la estimación mediante muestreo en la fuente.

Tabla 36. Información de operación de los equipos de combustión de la central.

Clave del equipo	Chimenea	Tiempo de operación (horas/año)	Capacidad de operación del equipo MJ/h	Equipo de combustión y/o actividad que genera emisiones a la atmósfera			
				Tipo de quemador	Consumo anual de combustible(s)		
					Tipo	Cantidad	Unidad
H-101	CH01/H-101 y CH02/H-101	7253.48	6,358,947,300	Tangencial	CBP	381,959	m ³
					GN	3,443,961.1	m ³
H-201	CH01/H-201 y CH02/H-201	5436.01	4,894,847,266	Tangencial	GN	2,502,771.5	m ³
					CBP	294,431	m ³
H-301	CH01/H-301	7561.26	6,501,302,500	Normal	CBP	413,092	m ³
					GN	1,460,313.4	m ³
H-401	CH01/H-401	7906.57	6,573,744,752	Normal	CBP	417,187	m ³
					GN	1,304,192.7	m ³
H-501	CH01/H-501	6756.35	6,310,230,311	Tangencial	CBP	368,357	m ³
					GN	5,278,531.9	m ³

Tabla 37. Características de chimeneas para la central "B".

Chimenea o ducto	Diámetro interior o diámetro equivalente (m)	Velocidad de flujo de gases (m/s)	Presión de gases (mm Hg)	% Fracción seca (1-Bws)	Gasto volumétrico (m ³ /min)	Temperatura de gases de salida (K)
CH01/H-101	3.43	12.72	585.07	0.9659	7,049.22	412.15
CH02/H-101	3.43	12.07	585.07	0.9659	6,690.80	424.15
CH01/H-201	3.43	11.43	585.77	0.9707	6,336.80	414.15
CH02/H-201	3.43	13.52	585.77	0.9707	7,495.57	440.15
CH01/H-301	5.33	10.46	585.07	0.9749	14,004.00	449.15
CH01/H-401	5.33	9.62	585.07	0.963	12,877.40	452.15
CH01/H-501	5.4	9.55	585.07	0.9548	13,124.60	427.15

*De acuerdo con la metodología de estimación de emisiones mediante muestreo en fuente, el gasto volumétrico debe ser verificado a través de su comparación con un gasto volumétrico TEORICO (el cual será calculado a partir de las características de chimenea que la fuente reporta).

Verificación del gasto volumétrico.

Mediante la ecuación 4.1.2.4 se calcularán los gastos volumétricos teóricos para cada chimenea, con ello se espera verificar que los gastos reportados por la fuente son consistentes con las características de chimenea y también si están corregidos a base seca y condiciones de referencia.

Ejemplo del cálculo de gasto volumétrico teórico de la chimenea CH01/H-101.

Mediante las características obtenidas de la tabla 37 y la ecuación 4.1.2.4, se calculará el gasto teórico de la chimenea CH01/H-101 de la siguiente forma:

$$Q_s = (9.24 \text{ m}^2) * (12.72 \text{ m/s}) * (60 \text{ s/min})$$

Ecuación 4.1.2.4

Datos:

$$Q_s = 7,052.08 \text{ m}^3 / \text{min}$$

$$A_s = \frac{\pi * D^2}{4}; \text{ donde } D = 3.43 \text{ m}$$

$$v_s = 12.72 \text{ m/s}$$

$$60 = \text{Factor de conversión de minutos a segundos (1 min= 60 segundos)}$$

La *temperatura* no está involucrada en el cálculo del gasto teórico, sin embargo, debido a su relación con la presión y velocidad de salida de los gases, es necesario verificar que la fuente reporta un valor de temperatura congruente de acuerdo al criterio de la tabla de requerimientos de información para la técnica de muestreo en fuente, mismo que indica que la temperatura en las chimeneas debe ser congruente con la operación de los equipos, en las turbinas de gas natural, diesel o combustóleo el rango de temperaturas fluctúa entre 373.15 – 873.15 K y para generadores de vapor y calderas de 373.15 – 453.15 K.

Realizando el cálculo anterior para cada una de las chimeneas, se obtuvieron los siguientes gastos volumétricos “teóricos”:

Tabla 38. Tabla comparativa de los gastos volumétricos reportado vs teórico.

Chimenea o ducto	Gasto volumétrico reportado (m ³ /min)	Gasto volumétrico “teórico” (m ³ /min)
CH01/H-101	7,049.22	7,052.08
CH02/H-101	6,690.80	6,691.72
CH01/H-201	6,336.80	6,336.90
CH02/H-201	7,495.57	7,495.61
CH01/H-301	14,004.00	14,003.23
CH01/H-401	12,877.40	12,878.69
CH01/H-501	13,124.60	13,123.00

De acuerdo con los gastos volumétricos teóricos obtenidos y los reportados por la fuente emisora, no hay una diferencia importante entre ambos; lo anterior, indica que **los gastos reportados por la fuente no están corregidos a base seca y condiciones de referencia (760 mmHg y 298.15 K)**, por lo que, debe hacerse la corrección a tales condiciones mediante la ecuación 4.1.1.5. y con ello, poder aplicar la técnica de medición en fuente en el cálculo de las emisiones de contaminantes criterio.

Corrección de gasto volumétrico a base seca y condiciones de referencia.

Cuando se tienen mediciones de contaminantes y el gasto volumétrico fue obtenido de la medición en chimenea, se dice que está referido a condiciones reales o de chimenea (dadas en el momento del muestreo) y debido a que la concentración de contaminantes está referido a base seca y condiciones de referencia (temperatura de 298 K y presión de 760 mmHg), es necesario hacer la corrección del gasto volumétrico mediante la siguiente ecuación:

La ecuación para obtener el caudal de gas en la chimenea en base seca corregido a condiciones de referencia es:

$$Q_{sref} = 60 * (1 - B_{ws}) * A_s * v_s * \left(\frac{T_{ref}}{T_s}\right) * \left(\frac{P_s}{P_{ref}}\right)$$

Ecuación 4.1.1.5

En la cual:

Q_{sref} = Caudal de gas en la chimenea en base seca corregido a condiciones de referencia (m³/min).

B_{ws} = Fracción volumétrica de vapor de agua en la corriente gaseosa.

v_s = Velocidad promedio del gas en la chimenea (m/s).

A_s = Área transversal de la chimenea (m²).

T_{ref} = Temperatura de referencia (298.15 K).

P_s = Presión absoluta en la chimenea (mm Hg).

T_s = Temperatura promedio del gas en la chimenea (K).

P_{ref} = Presión de referencia, 760 mm Hg.

60= Factor de conversión de segundos a minutos (1 min=60 segundos)

Ejemplo de cálculo para la corrección de gasto volumétrico de la chimenea CH01/H-101.

Tabla 39. Parámetros necesarios en la corrección del gasto volumétrico.

Chimenea o ducto	Diámetro interior o diámetro equivalente (m)	Velocidad de flujo de gases (m/s)	Presión de gases (mm Hg)	% Fracción seca (1-B _{ws})	Gasto volumétrico (m ³ /min)	Temperatura de gases de salida (K)
CH01/H-101	3.43	12.72	585.07	0.9659	7,049.22	412.15

Sustitución de datos en la ecuación:

$$Q_{sref} = 60 * (0.9659) * (9.24 \text{ m}^2) * (12.72 \text{ m/s}) * \left(\frac{298.15 \text{ K}}{412.15 \text{ K}}\right) * \left(\frac{585.07 \text{ K}}{760 \text{ mmHg}}\right)$$

Ecuación 4.1.1.5

Datos:

$Q_{sref} = 3,793.35 \text{ m}^3/\text{min}$

$B_{ws} = 0.0341$

$u_s = 12.72 \text{ m/s}$

$A_s =$ Área transversal de la chimenea : $\frac{\pi * D^2}{4}$; donde $D = 3.43 \text{ m}$

$T_{ref} = 298.15 \text{ K}$

$P_s = 585.07 \text{ mm Hg}$

$T_s = 28.15 \text{ K}$

$P_{ref} = 760 \text{ mm Hg}$

$60 =$ Factor de conversión de segundos a minutos (1 min=60 segundos)

Tabla 40. Gastos volumétricos corregidos a base seca y condiciones de referencia.

Chimenea o ducto	Diámetro interior o diámetro equivalente (m)	Velocidad de flujo de gases (m/s)	Presión de gases (mm Hg)	% Fracción seca (1-Bws)	Gasto volumétrico REPORTADO (m ³ /min)	Temperatura de gases de salida (K)	Gasto volumétrico TEORICO (m ³ /min)	Gasto volumétrico CORREGIDO (m ³ /min)
CH01/H-101	3.43	12.72	585.07	0.9659	7,049.22	412.15	7,052.08	3,793.35
CH02/H-101	3.43	12.07	585.07	0.9659	6,690.80	424.15	6,691.72	3,497.67
CH01/H-201	3.43	11.43	585.77	0.9707	6,336.80	414.15	6,336.90	3,413.13
CH02/H-201	3.43	13.52	585.77	0.9707	7,495.57	440.15	7,495.61	3,798.74
CH01/H-301	5.33	10.46	585.07	0.9749	14,004.00	449.15	14,003.23	6,976.31
CH01/H-401	5.33	9.62	585.07	0.963	12,877.40	452.15	12,878.69	6,295.71
CH01/H-501	5.4	9.55	585.07	0.9548	13,124.60	427.15	13,123.00	6,732.77

En la tabla 40 se encuentran los gastos volumétricos, tanto el reportado como el teórico calculado con características de chimenea y el corregido a base seca y condiciones de referencia, éste último, obtenido de la aplicación de la ecuación 4.1.1.5. Se observa que el efecto de la temperatura y presión resulta en un incremento de hasta el doble del valor de gasto volumétrico a condiciones de referencia y base seca. Con estos gastos volumétricos (verificados y corregidos) y con los datos de concentración, es posible dar paso a la estimación de las emisiones para esta central.

Las concentraciones de los contaminantes SO₂, NOX, CO y PST muestreados en las chimeneas de los generadores de vapor de la central “B”, se encuentran en la tabla siguiente (Ver tabla 41). Cabe destacar que los equipos H-101 y H-201 cuentan con dos chimeneas o ductos de descarga de gases de combustión, los equipos H-301, H-401 y H-501, cuentan con una sola chimenea. Por lo anterior, se espera encontrar mediciones en fuente para las siete chimeneas que provienen de los cinco equipos antes mencionados.

Estas concentraciones deben estar en un rango congruente para poder ser utilizadas en el cálculo de estimación mediante muestreo en la fuente; la congruencia en su valor puede verificarse consultando la NOM-085-SEMARNAT-2011, donde se indican los límites máximos permisibles de SO₂, NOX y CO para equipos de combustión externa y/o calentamiento indirecto dependiendo del valor de la capacidad térmica del equipo y el tipo de combustible con que opera.

De acuerdo con dicha norma se consideran congruentes los valores de concentración reportados en la tabla siguiente (Ver tabla 41).

Tabla 41. Mediciones en fuente (chimenea) de SO₂, NO_x, CO y PST de la central “B”.

Clave de la chimenea o ducto	Clave del equipo	Contaminante	Monitoreos					Concentración Promedio	Unidad
			Valor Monitoreado (Concentración)						
			1	2	3	4			
CH01/H-101	H-101	SO ₂	1,670	1,949	1,788	1,879	1,822	ppm	
	H-101	NO _x	226	206	237	223	223	ppm	
	H-101	CO	38	260	60	55	103	ppm	
	H-101	PST	255	230	200	193	220	mg/m ³	
CH02/H-101	H-101	SO ₂	1,646	1,642	1,592	1,395	1,569	ppm	
	H-101	NO _x	233	221	225	225	226	ppm	
	H-101	CO	2	6	26	36	18	ppm	
	H-101	PST	203	230	193	202	207	mg/m ³	
CH01/H-201	H-201	SO ₂	1,770	1,812	1,856	1,573	1,753	ppm	
	H-201	NO _x	179	222	205	167	193	ppm	
	H-201	CO	21	9	29	183	61	ppm	
	H-201	PST	203	206	173	124	177	mg/m ³	
CH02/H-201	H-201	SO ₂	1,721	1,710	1,847	1,433	1,678	ppm	
	H-201	NO _x	231	197	166	250	211	ppm	
	H-201	CO	3	179	203	35	105	ppm	
	H-201	PST	200	206	183	222	203	mg/m ³	
CH01/H-301	H-301	SO ₂	1,744	1,892	1,851	1,663	1,788	ppm	
	H-301	NO _x	306	260	327	253	287	ppm	
	H-301	CO	238	362	306	380	297	ppm	
	H-301	PST	198	222	246	159	206	mg/m ³	
CH01/H-401	H-401	SO ₂	1,742	2,035	1,851	1,909	1,884	ppm	
	H-401	NO _x	305	251	296	309	290	ppm	
	H-401	CO	183	205	287	195	218	ppm	
	H-401	PST	217	198	222	209	212	mg/m ³	
CH01/H-501	H-501	SO ₂	1,673	1,545	1,404	1,707	1,582	ppm	
	H-501	NO _x	247	256	215	236	239	ppm	
	H-501	CO	36	14	21	5	19	ppm	
	H-501	PST	258	205	221	300	246	mg/m ³	

En la tabla anterior están incluidas las mediciones de SO₂, NO_x, CO y PST que fueron muestreadas en las siete chimeneas pertenecientes a los cinco generadores de vapor con que opera esta central. La fuente no reporta mediciones para otros contaminantes además de los antes mencionados. Se incluyen cuatro muestreos por contaminante y por punto, sin embargo, el valor a utilizarse en la estimación (como la técnica de muestreo en fuente lo indica) es el promedio de ellas.

Las mediciones de concentración para los gases: SO₂, NO_x y CO están reportadas en unidades de volumen/volumen (ppm), por lo que deben ser convertidas a unidades de masa/volumen (mg/m³) para ser incluidas en el cálculo de estimación y así obtener las emisiones en una tasa anual, a razón de toneladas/año.

$$Cg(m/v) = \frac{Cg(v/v) * PM}{V}$$

Ecuación 4.1.2.2

En la cual:

Cg(m/v)= Concentración de gas en unidades de masa (mg/m³)

Cg(v/v)= Concentración de gas monitoreada (ppm)

PM= Peso Molecular del gas (g/mol)

V= volumen molar de gas ideal a 760 mmHg y 298.15 K (24.45 l/mol)

Ejemplo de conversión de unidades de partes por millón (ppm) a miligramos por metro cubico (mg/m³) para la concentración promedio de SO₂ muestreada en la chimenea CH01/H-101.

Clave de la chimenea o ducto	Clave del equipo	Contaminante	Monitoreos					
			Valor Monitoreado (Concentración)				Concentración Promedio	Unidad
			1	2	3	4		
CH01/H-101	H-101	SO ₂	1670	1949	1788	1879	1822	ppm

$$Cg(m/v) = \frac{Cg(v/v) * PM}{V}$$

Ecuación 4.1.2.2

En la cual:

C_{SO2}(m/v)= **4774.16 mg/m³**

C_{SO2}(v/v)= 1822 ppm

PM= 64.066 g/mol

V= 24.45 l/mol (volumen molar de gas ideal a 760 mmHg y 298.15 K)

En la tabla siguiente (Ver tabla 42) se encuentran las concentraciones en miligramo por cada metro cubico (mg/m^3), ésta conversión se realizó de acuerdo con la ejemplo anterior para el SO_2 .

Tabla 42. Concentraciones en unidades de masa/volumen.

Clave de la chimenea o ducto	Clave del equipo	Contaminante	Monitoreos (Promedio)		Conversión a mg/m^3	Sistema o Equipo de Control	
			Valor	Unidad		Clave	Eficiencia(%)
CH01/H-101	H-101	SO_2	1822	ppm	4770	NA	NA
CH01/H-101	H-101	NO_x	223	ppm	419	NA	NA
CH01/H-101	H-101	CO	103	ppm	149	NA	NA
CH01/H-101	H-101	PST	220	mg/m^3	220	NA	NA
CH02/H-101	H-101	SO_2	1569	ppm	4108	NA	NA
CH02/H-101	H-101	NO_x	226	ppm	425	NA	NA
CH02/H-101	H-101	CO	18	ppm	25	NA	NA
CH02/H-101	H-101	PST	207	mg/m^3	207	NA	NA
CH01/H-201	H-201	SO_2	1753	ppm	4589	NA	NA
CH01/H-201	H-201	NO_x	193	ppm	363	NA	NA
CH01/H-201	H-201	CO	61	ppm	87	NA	NA
CH01/H-201	H-201	PST	177	mg/m^3	177	NA	NA
CH02/H-201	H-201	SO_2	1678	ppm	4393	NA	NA
CH02/H-201	H-201	NO_x	211	ppm	397	NA	NA
CH02/H-201	H-201	CO	105	ppm	151	NA	NA
CH02/H-201	H-201	PST	203	mg/m^3	203	NA	NA
CH01/H-301	H-301	SO_2	1788	ppm	4681	NA	NA
CH01/H-301	H-301	NO_x	287	ppm	540	NA	NA
CH01/H-301	H-301	CO	297	ppm	428	NA	NA
CH01/H-301	H-301	PST	206	mg/m^3	206	NA	NA
CH01/H-401	H-401	SO_2	1884	ppm	4932	NA	NA
CH01/H-401	H-401	NO_x	290	ppm	545	NA	NA
CH01/H-401	H-401	CO	218	ppm	314	NA	NA
CH01/H-401	H-401	PST	212	mg/m^3	212	NA	NA
CH01/H-501	H-501	SO_2	1582	ppm	4142	NA	NA
CH01/H-501	H-501	NO_x	239	ppm	449	NA	NA
CH01/H-501	H-501	CO	19	ppm	27	NA	NA
CH01/H-501	H-501	PST	246	mg/m^3	246	NA	NA

De acuerdo con las tablas 36, 38 y 42 se tiene la información suficiente para aplicar la técnica de muestreo en fuente. Para ello se estimará la emisión de PST procedente del equipo H-101 (generador de vapor), recordando que cuenta con dos chimeneas y por lo tanto hay dos concentraciones para el mismo equipo y contaminante. Finalmente estas emisiones serán sumadas a las de todos los equipos restantes y así para cada contaminante.

Ejemplo de estimación de emisiones de PST mediante muestreo en la fuente para el equipo H-101 chimeneas CH01/H-101 y CH02/H-101.

La ecuación para calcular la tasa anual de emisión de cierto contaminante es la siguiente:

$$E = \frac{Q_s * C(m/v) * T_{op} * 60}{1 * 10^9}$$

Ecuación 4.1.2.3

E= Emisión en (Ton/año)

Q_s^{25} = Gasto volumétrico corregido (m^3/min)

C= Concentración (mg/m^3)

T_{op} = Tiempo de operación (h/año)

60= Factor de conversión de minuto a hora (1 h= 60 min)

$1 * 10^9$ = Factor de conversión de miligramos a toneladas (1 ton= $1 * 10^9$ mg)

En la siguiente tabla (Ver tabla 43) se encuentran los parámetros necesarios (verificados y corregidos previamente) para la estimación de emisiones de partículas (PST) provenientes de dos chimeneas CH01/H-101 y CH02/H-101 acopladas al equipo H-101.

Tabla 43. Datos necesarios en el cálculo e estimación de emisiones mediante muestreo en fuente para equipo H-101.

Chimenea o ducto	Tiempo de operación (horas/año)	Gasto volumétrico CORREGIDO (m^3/min)	Contaminante	Concentración (mg/m^3)
CH01/H-101	7253	3,793.35	PST	220
CH02/H-101	7253	3,497.67	PST	207

²⁵ Corregido a base seca y condiciones de referencia (temperatura de 298 K y presión de 760 mmHg).

Sustitución de los datos en la ecuación:

$$E_{PST(CH01/H-101)} = \frac{(3,793.35 \text{ m}^3/\text{min}) * (220 \text{ mg}/\text{m}^3) * (7253 \text{ h}/\text{año}) * (60 \text{ min}/\text{h})}{1 * 10^9 \text{ mg}/\text{Ton}}$$

Ecuación 4.1.2.3

Datos:

$$E_{PST(CH01/H-101)} = \mathbf{363.20 \text{ Ton/año}}$$

$$Qs^{26}_{(CH01/H-101)} = 3,793.35 \text{ m}^3/\text{min}$$

$$C = 220 \text{ mg}/\text{m}^3$$

$$Top = 7,253 \text{ h/año}$$

$$60 = \text{Factor de conversión de minuto a hora (1 h = 60 min)}$$

$$1 * 10^9 = \text{Factor de conversión de miligramos a toneladas (1 ton = 1 * 10^9 mg)}$$

Tabla 44. Emisiones totales anuales de partículas suspendidas totales (PST) generadas en el equipo H-101.

Chimenea o ducto	Equipo de generación	Contaminante	Emisión (Ton/año)
CH01/H-101	H-101	PST	363.20
CH02/H-101	H-101	PST	315.10
	Total equipo H-101	PST	678.30

²⁶ Corregido a base seca y condiciones de referencia (temperatura de 298 K y presión de 760 mmHg).

Ejemplo de estimación de emisión del gas SO₂ para el equipo H-301.

La ecuación para calcular la tasa anual de emisión de cierto contaminante es la siguiente:

$$E = \frac{Qs * C(m/v) * Top * 60}{1 * 10^9}$$

Ecuación 4.1.2.3

E= Emisión en (Ton/año)

Qs²⁷= Gasto volumétrico corregido (m³/min)

C= Concentración (mg/ m³)

Top= Tiempo de operación (h/año)

60= Factor de conversión de minuto a hora (1 h= 60 min)

1*10⁹= Factor de conversión de miligramos a toneladas (1 ton=1*10⁹ mg)

En la siguiente tabla (Ver tabla 45) se encuentran los parámetros necesarios para la estimación de emisiones de SO₂ provenientes del equipo H-301.

Tabla 45. Datos necesarios en el cálculo de estimación de emisiones de SO₂ mediante muestreo en fuente para equipo H-101.

Chimenea o ducto	Tiempo de operación (horas/año)	Gasto volumétrico CORREGIDO (m ³ /min)	Contaminante	Concentración (mg/m ³)
CH01/H-301	5,436	6,976.31	SO ₂	4,589

Sustitución de los datos en la ecuación:

$$E_{SO_2(CH01/H-301)} = \frac{(6,976.31 \text{ m}^3/\text{min}) * (4,589 \text{ mg/m}^3) * (5,436 \text{ h/año}) * (60 \text{ min/h})}{1 * 10^9 \text{ mg/Ton}}$$

Ecuación 4.1.2.3

²⁷ Corregido a base seca y condiciones de referencia (temperatura de 298 K y presión de 760 mmHg).

Datos:

$$E_{SO_2 (CH01/H-301)} = 14,815.24 \text{ Ton/año}$$

$$Qs^{28}_{(CH01/H-301)} = 6,976.31 \text{ m}^3/\text{min}$$

$$C = 4,589 \text{ mg/ m}^3$$

$$Top = 5,436 \text{ h/año}$$

$$60 = \text{Factor de conversión de minuto a hora (1 h= 60 min)}$$

$$1*10^9 = \text{Factor de conversión de miligramos a toneladas (1 ton=1*10}^9 \text{ mg)}$$

De la misma forma en que se estimaron las emisiones de SO₂ y de las PST, se estimó el resto de las emisiones para todos los equipos y para los contaminantes para los cuales se reportó el dato de medición de concentración: SO₂, NO_x, CO y PST. A partir de lo cual se obtienen las emisiones anuales indicadas en la tabla siguiente (Ver tabla 46).

Tabla 46. Emisiones anuales totales de PST, SO₂, NO_x y CO estimados por la técnica de medición en fuente.

EMISIONES POR MEDICION EN FUENTE CENTRAL "B"					
CONTAMINANTE		PST	SO ₂	CO	NOX
METODO DE ESTIMACION		MF	MF	MF	MF
Clave del equipo	Chimenea	EMISIONES (Ton/año)			
H-101	CH01/H-101	363.20	7,874.79	245.46	692.12
H-101	CH02/H-101	315.10	6,252.73	38.36	646.76
H-201	CH01/H-201	197.04	5,108.99	96.98	404.45
H-201	CH02/H-201	251.52	5,442.93	187.34	491.49
H-301	CH01/H-301	651.99	14,815.24	1,353.60	1,707.70
H-401	CH01/H-401	633.17	14,731.07	937.57	1,628.32
H-501	CH01/H-501	671.42	11,304.04	73.10	1,226.35
EMISIONES TOTALES (Ton/año)		3,083.43	65,529.79	5,856.62	2,932.41

²⁸ Corregido a base seca y condiciones de referencia (temperatura de 298 K y presión de 760 mmHg).

Estimación de emisiones para PM₁₀, PM_{2.5}.

Debido a que en éste caso se reporta medición de concentración para PST, es inadecuado estimar las emisiones de PM₁₀ y PM_{2.5} por otra técnica, ya que estas forman parte de las PST, por tal se recurre a aplicar una proporción de acuerdo a lo que indica el factor de emisión para gas natural y combustión externa, misma que queda expresada de la forma siguiente:

- Cuando el muestreo en fuente solo proporciona concentración de PST (partículas suspendidas totales) el 72% corresponde a PM₁₀ y 52% a PM_{2.5}, estos porcentajes son una proporción que se obtiene a partir de los factores de emisión para combustión externa del gas natural.

Así las proporciones de PM₁₀ y PM_{2.5} a partir de los factores de emisión son:

Tabla 47. Proporciones por factores de emisión para PM₁₀ y PM_{2.5}.

EMISIONES POR PROPORCION DE FACTOR DE EMISION CENTRAL "B"				
CONTAMINANTE		PST	PM ₁₀	PM _{2.5}
METODO DE ESTIMACION		MF	PFE	PFE
Clave del equipo	Chimenea	EMISIONES (Ton/año)		
H-101	CH01/H-101	363.20	261.50	188.86
H-101	CH02/H-101	315.10	226.87	163.85
H-201	CH01/H-201	197.04	141.87	102.46
H-201	CH02/H-201	251.52	181.09	130.79
H-301	CH01/H-301	651.99	469.43	339.03
H-401	CH01/H-401	633.17	455.88	329.25
H-501	CH01/H-501	671.42	483.42	349.14
EMISIONES TOTALES (Ton/año)		3,083.43	2,220.07	1,603.38

Estimación de emisiones de COV's por factores de emisión.

Para las emisiones de COV's la única técnica disponible es factores de emisión, para lo cual se tiene la tabla de factores (Ver tabla 52) aplicables a equipos de combustión externa (generadores de vapor) que queman combustóleo y gas natural.

Siguiendo la técnica de factores de emisión, se emplearán los factores de emisión correspondientes al combustóleo y gas natural, combustibles con los que operan los generadores de vapor (equipos de combustión externa). En cada caso se eligieron los factores de adecuados al tipo de combustible, capacidad, tipo de quemador del equipo y equipo de control en caso de haberlo.

Los factores empleados se obtuvieron del FIRE Factors versión 6.25 de la EPA (Environmental Protection Agency). En el caso del generador de vapor se emplean factores para combustión externa y quemador de tipo tangencial sin control de emisiones para COV's.

Aplicando la técnica de factores de emisión:

Ejemplo de cálculo de emisión de COV's para el generador H-301 que opera con gas natural (GN) y combustóleo pesado (CBP).

Verificación de los consumos de combustible.

Con información técnica de operación contenida en la tabla siguiente (Ver tabla 48) se realizará el primer paso en la aplicación de la técnica de factores de emisión, que es la verificación de los consumos de combustible. En éste caso, cada equipo opera con dos combustibles (como es común en centrales de generación eléctrica), ya que se utiliza un tipo de combustible para la puesta en marcha del equipo y otro diferente para la operación del mismo.

Tabla 48. Información de operación técnica de los equipos y consumos de combustible reportados por la fuente emisora.

Clave del equipo	Chimenea	Tiempo de operación (horas/año)	Capacidad de operación del equipo MJ/h	Equipo de combustión y/o actividad que genera emisiones a la atmósfera			
				Tipo de quemador	Consumo anual de combustible(s)		
					Tipo	Cantidad	Unidad
H-101	CH01/H-101 y CH02/H-101	7253.48	6,358,947,300	Tangencial	CBP	381,959	m ³
					GN	3,443,961	m ³
H-201	CH01/H-201 y CH02/H-201	5436.01	4,894,847,266	Tangencial	GN	2,502,771	m ³
					CBP	294,431	m ³
H-301	CH01/H-301	7561.26	6,501,302,500	Normal	CBP	413,092	m ³
					GN	1,460,313	m ³
H-401	CH01/H-401	7906.57	6,573,744,752	Normal	CBP	417,187	m ³
					GN	1,304,192	m ³
H-501	CH01/H-501	6756.35	6,310,230,311	Tangencial	CBP	368,357	m ³
					GN	5,278,531	m ³

En estos casos no es correcto pensar que la capacidad térmica aplica indistintamente para ambos combustibles, por lo que, la única opción disponible por el momento sería determinar un porcentaje estimado de la capacidad que corresponde a cada combustible, aunque esto no es quizá lo más correcto técnicamente hablando. Sin embargo, dado que no se dispone de otra información y/o herramientas para estimar los consumos teóricos de combustible y así compararlos con los reportados por la fuente (y con ello saber si están correctamente reportados y usarlos para la estimación mediante factores de emisión), se realiza un cálculo para determinar dicho porcentaje y

así saber la proporción de la capacidad que está relacionada a cada combustible y con ello calcular un valor teórico de consumos.

Calculo del porcentaje de la capacidad correspondiente a cada combustible (gas natural y combustóleo pesado).

Propiedades de los combustibles:

Tabla 49. Propiedades de los combustibles empleados en esta central.

Combustible	CBP	GN
Poder calorífico (MJ)	42	52
Densidad (kg/m3)	996	0.6

Tabla 50. Porcentaje de capacidad anual del equipo correspondiente a cada tipo de combustible.

Clave del equipo	Capacidad térmica anual del equipo (MJ/año)	Tipo de combustible	Consumo de combustible e reportado (Kg)	Equivalencia de consumo de combustible en energía (MJ)	Proporción de la capacidad por tipo de combustible (%)	Proporción de la capacidad en unidades de energía (MJ/año)	Consumo anual calculado 100% capacidad (m ³ /año)
H-101	6,358,947,300	CBP	380,430,865	15,978,096,338	94%	5,723,052,570	136,810
		GN	20,663,767	1,074,515,863	6%	635,894,730	20,381,241
H-201	4,894,847,266	GN	15,016,629	780,864,708	6%	291,827,541	9,353,447
		CBP	293,253,405	12,316,643,030	94%	4,603,019,725	110,036
H-301	6,501,302,500	CBP	411,439,682	17,280,466,636	97%	6,334,292,187	151,422
		GN	8,761,880	455,617,781	3%	167,010,313	5,352,895
H-401	6,573,744,752	CBP	415,518,192	17,451,764,074	98%	6,423,962,612	153,566
		GN	7,825,156	406,908,122	2%	149,782,140	4,800,710
H-501	6,310,230,311	CBP	366,883,074	15,409,089,108	90%	5,700,923,553	136,281
		GN	31,671,191	1,646,901,953	10%	609,306,758	19,529,063

Los porcentajes de la capacidad térmica del equipo correspondientes a cada combustible (Ver tabla 50), fueron calculadas mediante una simple relación entre la equivalencia en energía (MJ) del total de combustible y los consumos de combustible reportados por equipo.

Aplicando dicho porcentaje a la capacidad térmica anual del equipo reportada por la central a la ecuación 5.4.1 para el cálculo de consumo de combustible, se obtuvieron los “posibles” consumos

teóricos, con ello se tiene la noción de si los consumos reportados son congruentes con las capacidades y así finalmente podrán utilizarse para aplicar los factores de emisión. Los consumos teóricos obtenidos se encuentran en la tabla siguiente (Ver tabla 51).

$$C_{\text{comb}} = \frac{Cap(\text{anual})}{PC * \delta}$$

Ecuación 5.4.1

C_{comb} = Consumo de combustible (m^3 /año)

Cap(anual)= Capacidad térmica del equipo (MJ/h)

T_{op} = Las proporcione de capacidad se obtuvieron de la capacidad anual

δ = Densidad del combustible (Kg/ m^3)

PC = Poder calorífico del combustible (MJ/Kg)

Cálculo de los consumos de combustible.

Ejemplo de cálculo de consumo de combustóleo pesado para el generador H-101. Sustituyendo en la ecuación anterior:

$$C_{\text{comb CBP}} = \frac{5,723,052,570 \frac{MJ}{\text{año}}}{42 \frac{MJ}{Kg} * 996 Kg/ m^3} = 136,810 m^3 /año$$

$C_{\text{comb CBP}}$ = **136,810** m^3 /año

Cap(anual) = 6,501,302,500 MJ/h (obtenida de la capacidad anual reportada)

T_{op}

δ = 996 Kg/ m^3 (obtenido de la tabla 45)

PC = 42 MJ/Kg (obtenido de la tabla 45)

Así los consumos teóricos calculados de la forma anterior son los siguientes (Ver tabla 51):

Tabla 51. Consumos teóricos calculados vs consumos reportados.

Clave del equipo	Tipo de combustible	Consumo anual calculado 100% capacidad (m ³ /año)	Consumo de combustible anual reportado (m ³ /año)
H-101	CBP	136,810	381,959
	GN	20,381,241	3,443,961
H-201	GN	9,353,447	2,502,771
	CBP	110,036	294,431
H-301	CBP	151,422	413,092
	GN	5,352,895	1,460,313
H-401	CBP	153,566	417,187
	GN	4,800,710	1,304,192
H-501	CBP	136,281	368,357
	GN	19,529,063	5,278,531

En la tabla anterior se indican tanto los consumos teóricos como los reportados por la fuente, se aprecia una diferencia significativa entre ambos, esta diferencia se debe principalmente a dos razones:

1. Cuando un equipo opera con dos combustibles es difícil conocer la capacidad térmica relacionada a cada uno de ellos, lo que hace que al estimar una proporción de capacidad para cada tipo de combustible haya cierto grado de incertidumbre en el cálculo de consumos teóricos.
2. Debe considerarse también que los consumos teóricos están calculados considerando que el equipo opera al 100 % de su capacidad térmica (nominal) y los consumos reportados consideran los valores reales de capacidad de operación.

Por lo anterior, los consumos teóricos son solo un parámetro de referencia para saber los consumos teóricos están en un rango aceptable de acuerdo con los consumos reportados por la fuente. En éste caso, los consumos reportados se consideran congruentes para su aplicación en la estimación por factores de emisión.

Aplicación de los factores de emisión para estimación de COV's.

Tabla 52. Factores de emisión correspondiente a los tipos de equipo y combustible de la Central "B".

CONTAMINANTE	FACTOR	
Combustible	Combustión externa	
	Combustóleo (kg/m ³)	Gas natural (Ton/MMm ³)
PST	1.11552*A+0.36852	SIN FACTOR
PM ₁₀	0.79296*A+0.29196	121.6
PM _{2.5}	0.57792*A+0.19092	121.6
SO ₂	18.84*S	9.6
CO	0.6	384
NOX	3.84	2720
COV's	0.1248	176

En combustibles líquidos "S" Indica el contenido en % peso de azufre en el combustible, siendo de 3.6% de acuerdo con lo reportado por (PEMEX)
 En el carbón se consideró para la central "A" un tipo de carbón con 7.5% de contenido de azufre (CFE)
 Para PST, PM₁₀ y PM_{2.5} se consideró un % de cenizas (A) de 11.4
 Los FE en la combustión externa están en ton/millón de m³ quemados de GN (INFORME SECTOR ELECTRICO 2011).

De la tabla anterior únicamente se emplea el factor para COV's, contaminante que falta por estimar, ya que para ellos no se reportan mediciones en fuente. Así, una vez habiendo verificado los consumos de combustible reportados por la fuente, se realizará la estimación de emisiones mediante factor de la siguiente forma:

Aplicando ecuación 4.2.1.1

$$E = FE * CComb * (1 - \eta)$$

Ecuación 4.2.1.1

Datos:

Para el gas natural:

$$FE_{COV'S / Gas\ natural\ (GN)} = 0.1248\ Ton/MMm^3$$

$C_{comb\ H-301(GN)} = 1.46\ MMm^3$ (NOTA: Debido a que el factor de emisión para gas natural está en reportado en ton por cada MMm^3 , el consumo de combustible debe estar en unidades de millones de metros cúbicos).

% S_{GN} = No aplica

η = No hay control equipo de control de emisiones.

$E_{(GN)} = (176) * (1.46)*(1) = 257.02\ Ton$ de COV's emitidos por la combustión de GN en el generador H-301.

Para el combustóleo pesado:

$$FE_{COV'S / Combust\ óleo\ Pesado\ (CBP)} = 0.1248\ Kg/m^3$$

$$C_{comb\ H-301(CBP)} = 413,092.0\ m^3$$

% S_{CBP} = No aplica

η = No hay control equipo de control de emisiones.

$E_{(GN)} = (0.1248) * (413,092.0)*(1) = 51.55\ Ton$ de COV's emitidos por la combustión de CBP en el generador H-301.

Emisión total de COV's:

$$Emisión\ Total = E_{GN} + E_{CBP}$$

$$E_{TOTAL} = 257.02 + 51.55 = 308.57\ Ton$$
 de COV's emitidos en el equipo H-301.

Así después de efectuar el mismo cálculo para para el gas natural en cada equipo, empleando los factores de emisión para COV's y gas natural, se obtuvieron los siguientes resultados (Ver tabla 53):

Tabla 53. Emisiones de COV's estimadas mediante factor de emisión por la quema de gas natural.

Factores para combustión externa Gas Natural(Ton/MMm3)**		
CONTAMINANTE		COV's
FACTOR		176
Clave del equipo	CONSUMO DE COMBUSTIBLE (MMm3)	EMISIONES (Ton/año)
H-101	3.44	606.14
H-201	2.50	440.49
H-301	1.46	257.02
H-401	1.30	229.54
H-501	5.28	929.02
EMISIONES TOTALES (Ton/año)		2,462.20

*El factor de emisión para gas natural está en reportado en toneladas por cada MMm³.

De acuerdo con el cálculo de la página anterior, las emisiones obtenidas de la combustión del combustóleo pesado en los cinco equipos (empleando los factores correspondientes a éste combustible contenidos en la tabla 52) son las siguientes:

Tabla 54. Emisiones de COV's estimadas mediante factor de emisión por la quema de combustóleo pesado.

Factores para combustión externa Combustóleo pesado(Kg/m³)		
CONTAMINANTE		COV's
FACTOR		0.1248
Clave del equipo	CONSUMO DE COMBUSTIBLE (m ³)	EMISIONES (Ton/año)
H-101	381,958.70	47.67
H-201	294,431.13	36.75
H-301	413,092.05	51.55
H-401	417,186.94	52.06
H-501	368,356.50	45.97
EMISIONES TOTALES (Ton/año)		234.00

El cálculo final corresponde a sumar las emisiones en de cada contaminante criterio para cada equipo de combustión, y así se obtuvieron los siguientes resultados (Ver tabla 55).

Tabla 55. Emisiones totales anuales de contaminantes criterio estimadas mediante FE y MF para la Central "B".

EMISIONES TOTALES DE CONTAMINANTES CRITERIO DE LA CENTRAL "B"		
CONTAMINANTE	EMISIONES (Ton/año)	METODO DE ESTIMACION
PST	3,083.43	MF
PM ₁₀	2,220.07	PFE
PM _{2.5}	1,603.38	PFE
SO ₂	65,529.79	MF
CO	2,932.41	MF
NOX	6,797.18	MF
COV's	2,696.20	FE

6.4 Estudio de caso 3: Central “C”

Central con tecnología de tipo carboeléctrica, utiliza como iniciador de la combustión diesel (DI) y como principal combustible para la generación de electricidad emplea carbón (CA). Las emisiones de gases de combustión, generadas por esta central, son conducidas al exterior mediante cuatro chimeneas pertenecientes a los cuatro generadores de vapor existentes.

6.4.1 Descripción y diagrama de flujo del proceso

En el área de tratamiento del combustible, se recibe el carbón y se distribuye mediante bandas transportadoras hacia el triturador, para después adicionarlo a una tolva y posteriormente conducirla al molino donde se pulveriza. El carbón pulverizado, el diésel y aire pre-calentado se alimenta al hogar de cada uno de los generadores de vapor (GV); donde con acción del quemador se lleva a cabo la combustión, que produce a un mismo tiempo: emisiones de gases que se dirigen al exterior mediante las chimeneas, ceniza residual (llamada ceniza de fondo) que se envía directamente al sistema de compresión y almacenamiento, y por último, energía térmica.

La energía térmica así obtenida, es aprovechada para elevar la temperatura del agua (procedente de una planta de tratamiento en la que se desaliniza) y obtener vapor sobrecalentado, el cual es enviado a las correspondientes turbinas de vapor (TV); las cuales se encargan de convertir la energía calorífica obtenida del vapor en energía mecánica; y a su vez, la energía mecánica es enviada a un generador eléctrico, donde se transforma en energía eléctrica y finalmente se envía a la subestación eléctrica para su distribución al consumidor final.

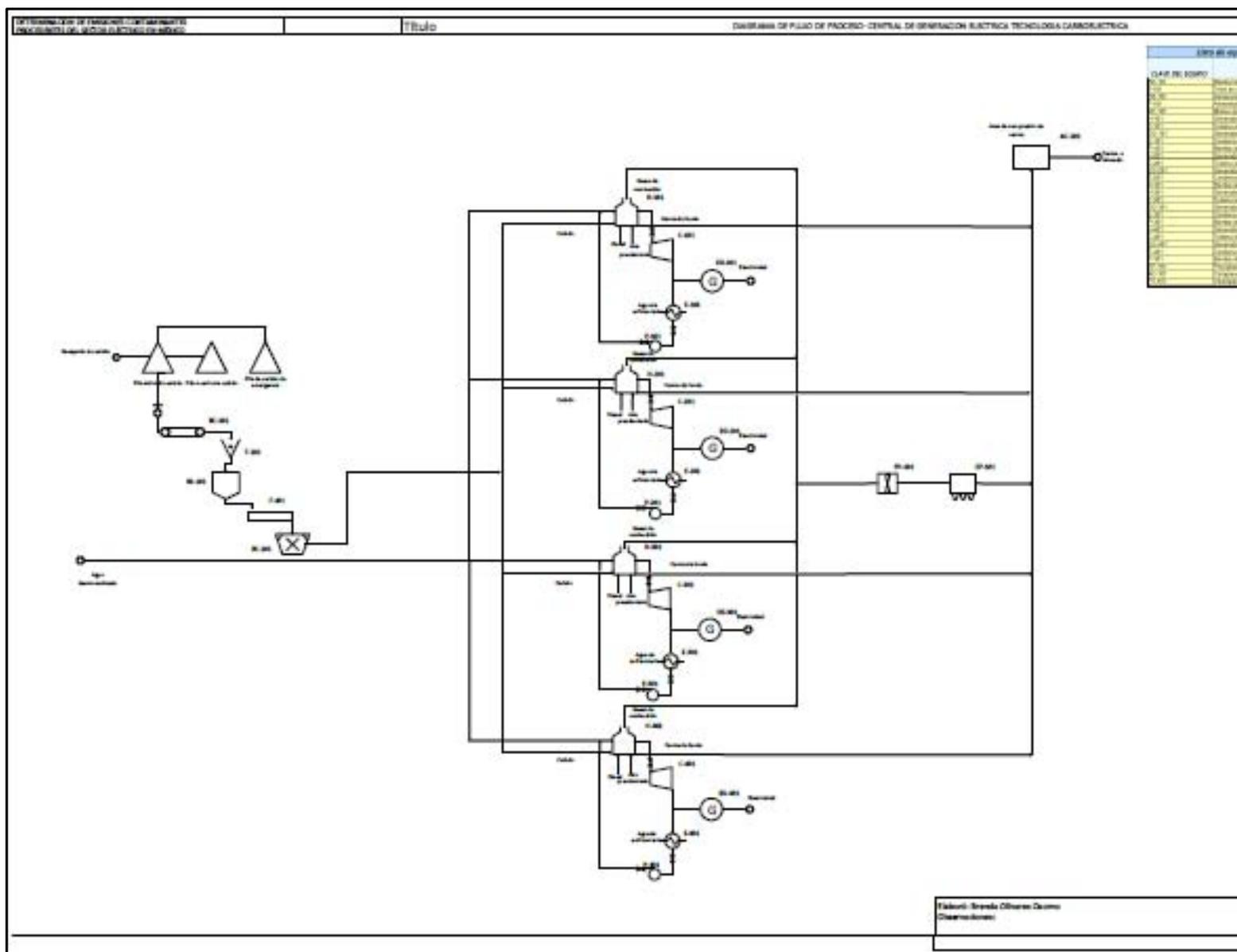
Por otra parte, el producto de la combustión (gases y material particulado) proveniente de las chimeneas, es dirigido (mediante un ventilador de tiro inducido) hacia el precipitador electrostático (PES). La función del PES es retener exclusivamente el material particulado que circula con éstos gases; dicho material, una vez separado, se envía al sistema de compresión y almacenamiento de ceniza para su posterior disposición final. Mientras que los gases, siguen su curso de descarga hacia la atmósfera.

Con ésta descripción de proceso, damos paso a la visualización del mismo en el diagrama (Ver diagrama de flujo de proceso) presentado en la siguiente página.

6.4.2 Equipos de control de emisiones

Esta central cuenta con un precipitador electrostático al que se encuentran acopladas las cuatro chimeneas para el control de emisiones de partículas con un 99 % de eficiencia teórica (US EPA, CICA 2010).

Diagrama de flujo de proceso central "C" Carboelectrica



6.4.3 Determinación de las emisiones

Para determinar las emisiones de contaminantes criterio de esta central se empleara la técnica de estimación mediante muestreo en fuente, debido a que se cuenta con mediciones de concentración en fuente como dato principal. En caso de que la información proporcionada por la fuente emisora no sea congruente o sea insuficiente, se aplicará la técnica de factores de emisión.

De acuerdo al árbol de decisión (Ilustración 10) y a la tabla de requerimientos (Ver tabla 28), para la técnica de Muestreo en fuente, es necesario conocer información de muestreo en la fuente (concentraciones muestreadas en chimenea) y las características de chimenea en la cual se realizó el muestreo. Para ésta central, la fuente emisora reporta información de operación de sus equipos de combustión (Ver tabla 56), así como de las chimeneas y sus características (Ver tabla 57), mismas que son necesarias para la estimación mediante muestreo en la fuente.

Tabla 56. Información de operación de los equipos de combustión de la central.

Clave del equipo	Chimenea	Tiempo de operación (horas/año)	Capacidad de operación del equipo (MJ/h)	Equipo de combustión y/o actividad que genera emisiones a la atmósfera			
				Tipo de quemador	Consumo anual de combustible(s)		
					Tipo	Cantidad	Unidad
H-101	CH01/H-101	7043.28	2,678,387	de bajo NOx	DI	1,714.57	m ³
					CA	1,029,162.00	ton
H-201	CH01/H-201	8089.08	2,678,387	de bajo NOx	DI	4,598.81	m ³
					CA	1,146,833.00	ton
H-301	CH01/H-301	7554.33	2,678,387	de bajo NOx	DI	2,119.72	m ³
					CA	1,114,641.00	ton
H-401	CH01/H-401	8123.06	2,678,387	de bajo NOx	DI	3,269.79	m ³
					CA	1,178,770.00	ton

Tabla 57. Características de chimenea para la central "C".

Chimenea o ducto	Diámetro interior o diámetro equivalente (m)	Velocidad de flujo de gases (m/s)	Presión de gases (mm Hg)	% Fracción seca (1-Bws)	Gasto volumétrico REPORTADO (m ³ /min)	Temperatura de gases de salida (K)
CH01/H-101	5.35	22.53	741.70	0.9218	21,171.60	417.45
CH01/H-201	5.35	21.98	741.53	0.9248	20,303.20	413.00
CH01/H-301	5.35	22.08	741.75	0.9235	21,495.60	402.90
CH01/H-401	5.35	22.28	741.70	0.9103	21,077.70	414.80

*De acuerdo con la metodología de estimación de emisiones mediante muestreo en fuente, el gasto volumétrico debe ser verificado a través de su comparación con un gasto volumétrico TEORICO (el cual será calculado a partir de las características de chimenea que la fuente reporta).

Verificación del gasto volumétrico.

Mediante la ecuación 4.1.2.4 se calcularán los gastos volumétricos teóricos para cada chimenea, con ello se espera verificar que los gastos reportados por la fuente son consistentes con las características de chimenea y también si están corregidos a base seca y condiciones de referencia.

Ejemplo del cálculo de gasto volumétrico teórico de la chimenea CH01/H-101.

Mediante las características obtenidas de la tabla 57 y la ecuación 4.1.2.4, se calculará el gasto teórico de la chimenea CH01/H-101 de la siguiente forma:

$$Q_s = (22.48 \text{ m}^2) * (22.53 \text{ m/s}) * (60 \text{ s/min})$$

Ecuación 4.1.2.4

Datos:

$$Q_s = 30,388.54 \text{ m}^3 / \text{min}$$

$$A_s = \frac{\pi * D^2}{4}; \text{ donde } D = 5.35 \text{ m}$$

$$u_s = 22.53 \text{ m/s}$$

$$60 = \text{Factor de conversión de minutos a segundos (1 min= 60 segundos)}$$

La temperatura no está involucrada en el cálculo del gasto teórico, sin embargo, debido a su relación con la presión y velocidad de salida de los gases, es necesario verificar que la fuente reporta un valor de temperatura congruente de acuerdo al criterio de la tabla de requerimientos de información para la técnica de muestreo en fuente, mismo que indica que la temperatura en las chimeneas debe ser congruente con la operación de los equipos, en las turbinas de gas natural, diésel o combustóleo el rango de temperaturas fluctúa entre 373.15 – 873.15 K y para generadores de vapor y calderas de 373.15 – 453.15 K. Realizando el cálculo anterior para cada una de las chimeneas, se obtuvieron los gastos volumétricos “teóricos” (Ver tabla 58).

Tabla 58. Tabla comparativa de los gastos volumétricos reportado, calculado y corregido a base seca y condiciones de referencia.

Chimenea o ducto	Gasto volumétrico reportado (m3/min)	Gasto volumétrico “teórico” (m3/min)	Gasto volumétrico CORREGIDO* (m3/min)
CH01/H-101	21,171.60	30,388.54	19,525.07
CH01/H-201	20,303.20	29,646.70	19,311.90
CH01/H-301	21,495.60	29,781.58	19,864.02
CH01/H-401	21,077.70	30,051.34	19,189.35

*Corregido mediante ecuación 4.1.1.5. a condiciones de referencia y base seca.

De acuerdo con la tabla comparativa entre los gastos volumétricos teóricos, los reportados por la fuente emisora y los corregidos a base seca y condiciones de referencia (Ver tabla 58), no existe una diferencia importante entre el reportado y el corregido, lo cual es indicio de que **los gastos volumétricos reportados por la fuente están en base seca y condiciones de referencia (760 mmHg y 298.15 K)**, por lo que **no es necesario hacer la corrección** para emplearlo en el cálculo de emisiones.

Las concentraciones de los contaminantes SO₂, NO_x, CO y PST muestreados en las chimeneas de los generadores de vapor de la central “C”, se encuentran en la tabla siguiente (Ver tabla 59).

Tabla 59. Mediciones en fuente (chimenea) de SO₂, NO_x, CO y PST de la central “C”.

Clave de la chimenea o ducto	Clave del equipo	Contaminante	Monitoreos					
			Valor Monitoreado				Valor Promedio	Unidad
			1	2	3	4		
CH01/H-101	H-101	SO ₂	1,468.60	1,404.60	0.00	0.00	1,436.60	ppm
		NO _x	220.70	254.00	0.00	0.00	237.35	ppm
		CO	99.50	353.30	0.00	0.00	226.40	ppm
		PST	161.80	101.00	0.00	0.00	131.40	mg/m ³
CH01/H-201	H-201	SO ₂	1,719.80	910.10	0.00	0.00	1,314.95	ppm
		NO _x	240.60	256.80	0.00	0.00	248.70	ppm
		CO	51.80	230.40	0.00	0.00	141.10	ppm
		PST	85.50	86.00	0.00	0.00	85.75	mg/m ³
CH01/H-301	H-301	SO ₂	1,754.10	708.40	0.00	0.00	1,231.25	ppm
		NO _x	263.00	319.80	0.00	0.00	291.40	ppm
		CO	49.30	416.90	0.00	0.00	233.10	ppm
		PST	173.00	79.60	0.00	0.00	126.30	mg/m ³
CH01/H-401	H-401	SO ₂	2,044.20	1,432.40	0.00	0.00	1,738.30	ppm
		NO _x	273.60	340.50	0.00	0.00	307.05	ppm
		CO	45.60	86.10	0.00	0.00	65.85	ppm
		PST	123.50	330.20	0.00	0.00	226.85	mg/m ³

En la tabla anterior están incluidas las mediciones de SO₂, NO_x, CO y PST que fueron muestreadas en las chimeneas pertenecientes a los cuatro generadores de vapor con que opera esta central. La fuente no reporta mediciones para otros contaminantes además de los antes mencionados. Se incluyen dos muestreos por contaminante y por punto, por lo que, el valor a utilizarse en la estimación (como la técnica de muestreo en fuente lo indica) es el promedio de ellas.

Las mediciones de concentración para los gases: SO₂, NO_x y CO están reportadas en unidades de volumen/volumen (ppm), por lo que deben ser convertidas a unidades de masa/volumen (mg/m³)

para ser incluidas en el cálculo de estimación y así obtener las emisiones en una tasa anual, a razón de toneladas/año.

$$Cg(m/v) = \frac{Cg(v/v) * PM}{V}$$

Ecuación 4.1.2.2

En la cual:

$Cg(m/v)$ = Concentración de gas en unidades de masa (mg/m^3)

$Cg(v/v)$ = Concentración de gas monitoreada (ppm)

PM= Peso Molecular del gas (g/mol)

V= volumen molar de gas ideal a 760 mmHg y 298.15 K (24.45 l/mol)

*Ejemplo de conversión de unidades de partes por millón (ppm) a miligramos por metro cubico (mg/m^3) para la concentración promedio de SO_2 muestreada en la chimenea **CH01/H-101**.*

Clave de la chimenea o ducto	Clave del equipo	Contaminante	Monitoreos					
			Valor Monitoreado				Valor Promedio	Unidad
			1	2	3	4		
CH01/H-101	H-101	SO_2	1,468.60	1,404.60	0.00	0.00	1,436.60	ppm

$$Cg(m/v) = \frac{Cg(v/v) * PM}{V}$$

Ecuación 4.1.2.2

En la cual:

$C_{SO_2}(m/v)$ = **3,761.02 mg/m^3**

$C_{SO_2}(v/v)$ = 1,436.60 ppm

PM= 64.066 g/mol

V= 24.45 l/mol (volumen molar de gas ideal a 760 mmHg y 298.15 K)

En la tabla siguiente (Ver tabla 60) se encuentran las concentraciones de los gases SO_2 , NO_x y CO en miligramo por cada metro cubico (mg/m^3), ésta conversión se realizó de acuerdo con la ejemplo anterior para el SO_2 .

Tabla 60. Concentraciones en unidades de masa/volumen.

Clave de la chimenea o ducto	Clave del equipo	Contaminante	Valor Promedio	Unidad	Conversión a mg/m ³	Sistema o Equipo de Control	
						Clave	Eficiencia(%)
CH01/H-101	H-101	SO ₂	1,436.60	ppm	3,761.02	-	-
		NO _x	237.35	ppm	446.22	QBNOX	NA*
		CO	226.40	ppm	326.02	-	-
		PST	131.40	mg/m ³	131.40	EP**	99
CH01/H-201	H-201	SO ₂	1,314.95	ppm	3,442.54	-	-
		NO _x	248.70	ppm	467.56	QBNOX	NA*
		CO	141.10	ppm	203.18	-	-
		PST	85.75	mg/m ³	85.75	EP**	99
CH01/H-301	H-301	SO ₂	1,231.25	ppm	3,223.41	-	-
		NO _x	291.40	ppm	547.83	QBNOX	NA*
		CO	233.10	ppm	335.66	-	-
		PST	126.30	mg/m ³	126.30	EP**	99
CH01/H-401	H-401	SO ₂	1,738.30	ppm	4,550.87	-	-
		NO _x	307.05	ppm	577.25	QBNOX	NA*
		CO	65.85	ppm	94.82	-	-
		PST	226.85	mg/m ³	226.85	EP	99

*De acuerdo con la tabla 9 de eficiencias de quemadores en equipos de combustión, se desconoce la eficiencia de control de los quemadores de bajo NO_x en equipos de combustión externa para combustión de carbón, sin embargo esto no afecta el cálculo ya que en las mediciones en fuente está implícito el control de NO_x.

**EP Precipitador electrostático con el 99 % de eficiencia de control de partículas.

De acuerdo con las tablas 56, 57, 58 y 60 se tiene la información suficiente para aplicar la técnica de muestreo en fuente. Para ello se estimará la emisión de PST y SO₂ procedente del equipo H-101 (generador de vapor).

Ejemplo de estimación de emisiones de PST mediante muestreo en la fuente para el equipo H-101 chimeneas CH01/H-101.

La ecuación para calcular la tasa anual de emisión de cierto contaminante es la siguiente:

$$E = \frac{Q_r * C(m/v) * T_{op} * 60}{1 * 10^9}$$

Ecuación 4.1.2.3

E= Emisión en (Ton/año)

Q^{r29}= Gasto volumétrico reportado (m³/min)

C= Concentración (mg/ m³)

T_{op}= Tiempo de operación (h/año)

60= Factor de conversión de minuto a hora (1 h= 60 min)

1*10⁹= Factor de conversión de miligramos a toneladas (1 ton=1*10⁹ mg)

En la siguiente tabla (Ver tabla 61) se encuentran los parámetros necesarios (previamente verificados y, en su caso, corregidos) para la estimación de emisiones de partículas (PST) provenientes de la chimenea CH02/H-101 acoplada al equipo H-101.

Tabla 61. Datos necesarios en el cálculo e estimación de emisiones mediante muestreo en fuente para equipo H-101.

Chimenea o ducto	Tiempo de operación (horas/año)	Gasto volumétrico REPORTADO (m ³ /min)	Contaminante	Concentración (mg/m ³)
CH01/H-101	7043	21,171.60	PST	131.40

Sustitución de los datos en la ecuación:

$$E_{PST(CH01/H-101)} = \frac{(21,171.60 \text{ m}^3/\text{min}) * (131.4 \text{ mg}/\text{m}^3) * (7043 \text{ h}/\text{año}) * (60 \text{ min}/\text{h})}{1 * 10^9 \text{ mg}/\text{Ton}}$$

Ecuación 4.1.2.3

Datos:

²⁹ Corregido a base seca y condiciones de referencia (temperatura de 298 K y presión de 760 mmHg).

$E_{PST(CH01/H-101)} = 1,175.64 \text{ Ton/año}$

$Qs^{30}_{(CH01/H-101)} = 21,171.60 \text{ m}^3/\text{min}$

$C = 131.40 \text{ mg/ m}^3$

$Top = 7043 \text{ h/año}$

$60 =$ Factor de conversión de minuto a hora (1 h= 60 min)

$1*10^9 =$ Factor de conversión de miligramos a toneladas (1 ton= $1*10^9$ mg)

Estimación de emisiones de los gases. En las siguientes líneas se desarrollará un ejemplo de la estimación de emisiones de SO₂ mediante muestreo en la fuente. Cabe señalar que el procedimiento es el mismo que para estimar PST, sin olvidar que los gastos volumétricos deben estar en base seca y condiciones de referencia.

Ejemplo de estimación de emisiones de SO₂ mediante muestreo en la fuente para el equipo H-101 chimenea CH01/H-101.

La ecuación para calcular la tasa anual de emisión de cierto contaminante es la siguiente:

$$E = \frac{Qr * C(m/v) * Top * 60}{1 * 10^9}$$

Ecuación 4.1.2.3

$E =$ Emisión en (Ton/año)

$Qr =$ Gasto volumétrico reportado (m^3/min)

$C =$ Concentración (mg/ m^3)

$Top =$ Tiempo de operación (h/año)

$60 =$ Factor de conversión de minuto a hora (1 h= 60 min)

$1*10^9 =$ Factor de conversión de miligramos a toneladas (1 ton= $1*10^9$ mg)

En la siguiente tabla (Ver tabla 62) se encuentran los parámetros necesarios (verificados previamente) para la estimación de emisiones de SO₂ provenientes de la chimenea CH01/H-101 acoplada al equipo H-101.

³⁰ Corregido a base seca y condiciones de referencia (temperatura de 298 K y presión de 760 mmHg).

Tabla 62. Datos necesarios en el cálculo de estimación de emisiones de SO₂ mediante muestreo en fuente para equipo H-101.

Chimenea o ducto	Tiempo de operación (horas/año)	Gasto volumétrico REPORTADO (m ³ /min)	Contaminante	Concentración (mg/m ³)
CH01/H-101	7,043	21,171.60	SO ₂	3,761.02

Sustitución de los datos en la ecuación:

$$E_{SO_2(CH01/H-101)} = \frac{(21,171.60 \text{ m}^3/\text{min}) * (3,761.02 \text{ mg}/\text{m}^3) * (7,043 \text{ h}/\text{año}) * (60 \text{ min}/\text{h})}{1 * 10^9 \text{ mg}/\text{Ton}}$$

Ecuación 4.1.2.3

Datos:

$$E_{SO_2(CH01/H-101)} = \mathbf{33,650.02 \text{ Ton/año}}$$

$$Q_{S^{31}(CH01/H-101)} = 21,171.60 \text{ m}^3/\text{min}$$

$$C = 3,761.02 \text{ mg}/\text{m}^3$$

$$T_{op} = 7,043 \text{ h/año}$$

$$60 = \text{Factor de conversión de minuto a hora (1 h = 60 min)}$$

$$1 * 10^9 = \text{Factor de conversión de miligramos a toneladas (1 ton = 1 * 10^9 mg)}$$

Emisiones totales de PST, SO₂, NO_x y CO estimadas por la técnica de muestreo en fuente.

De la misma forma en que se estimaron las emisiones de PST y SO₂, se aplica el método de muestreo en fuente para todas las chimeneas y para los contaminantes para los cuales se reportó el dato de medición de concentración. A partir de lo cual se obtienen las emisiones anuales indicadas en la tabla siguiente (Ver tabla 63).

³¹ Corregido a base seca y condiciones de referencia (temperatura de 298 K y presión de 760 mmHg).

Tabla 63. Emisiones de contaminantes criterio gases: PST, SO₂, NOX y CO por chimenea/equipo.

Clave de la chimenea o ducto	Clave del equipo de generación	Contaminante	Concentración a mg/m ³	Tiempo de operación (horas/año)	Gasto volumétrico REPORTADO (m ³ /min)	Emisión (Ton/año)
CH01/H-101	H-101	SO ₂	3,761	7043	21,171.60	33,650.02
		NOx	446			3,992.33
		CO	326			2,916.88
		PST	131			1,175.64
CH01/H-201	H-201	SO ₂	3,443	8089	20,303.20	33,922.96
		NOx	468			4,607.32
		CO	203			2,002.19
		PST	86			844.99
CH01/H-301	H-301	SO ₂	3,223	7554	21,495.60	31,406.00
		NOx	548			5,337.58
		CO	336			3,270.41
		PST	126			1,230.55
CH01/H-401	H-401	SO ₂	4,551	8123	21,077.70	46,750.74
		NOx	577			5,930.09
		CO	95			974.12
		PST	227			2,330.41

Así es posible obtener las emisiones de gases contaminantes totales anuales de la central carboeléctrica, estimadas mediante la técnica de medición en fuente para PST, SO₂, NOx y CO (Ver tabla 64). Los valores más altos de emisión corresponden al dióxido de azufre, totalizando 145,729 toneladas anuales debido a que no se reporta ningún equipo o medida de control de emisión para éste contaminante.

Por otro lado, debido a que se reportan precipitadores electrostáticos con un 99 % de eficiencia de control de partículas, las emisiones de PST se consideran congruentes de acuerdo con la cantidad de carbón quemado en ésta central.

Se reportan también quemadores de bajo NOX como equipo de control, por lo cual las emisiones de éste contaminante son de 19,867 ton/año de NOX, una cantidad congruente considerando los equipos de control y el bajo contenido de nitrógeno en el carbón (principal combustible usado en éste caso para producir electricidad).

Lo anterior, es una muestra del beneficio de implementar equipos o medidas de control de emisiones en las centrales de generación eléctrica.

Tabla 64. Emisiones totales anuales de PST, SO₂, NOX y CO estimadas mediante la técnica de muestreo en la fuente.

EMISIONES POR MEDICION EN FUENTE CENTRAL "C"					
CONTAMINANTE		PST	SO ₂	CO	NOX
METODO DE ESTIMACION		MF	MF	MF	MF
Clave del equipo	Chimenea	EMISIONES (Ton/año)			
H-101	CH01/H-101	1,175.64	33,650.02	2,916.88	3,992.33
H-201	CH01/H-201	844.99	33,922.96	2,002.19	4,607.32
H-301	CH01/H-301	1,230.55	31,406.00	3,270.41	5,337.58
H-401	CH01/H-401	2,330.41	46,750.74	974.12	5,930.09
EMISIONES TOTALES (Ton/año)		5,581.59	145,729.73	9,163.59	19,867.32

Estimación de emisiones para PM₁₀ y PM_{2.5} mediante proporción por factores de emisión.

De acuerdo con la información que la fuente reporta, no hay mediciones de concentraciones para PM₁₀ y PM_{2.5} pero si las hay para PST y dado que estas incluyen las PM₁₀ y las PM_{2.5}, lo más correcto es determinar las emisiones de éstas mediante la proporción que establecen los factores de emisión. Así, de acuerdo con los factores de emisión para carbón, del total de PST el 50 % son PM₁₀ y el 12 % son PM_{2.5}.

Derivado de la obtención de estos porcentajes, las emisiones de estos contaminantes son las siguientes (Ver tabla 65):

Tabla 65. Emisiones de PM₁₀ y PM_{2.5} estimadas mediante proporción por factor de emisión.

EMISIONES POR PROPORCION DE FACTOR DE EMISION CENTRAL "B"				
CONTAMINANTE		PST	PM10	PM2.5
METODO DE ESTIMACION		MF	PFE	PFE
Clave del equipo	Chimenea	EMISIONES (Ton/año)		
H-101	CH01/H-101	1,175.64	270.40	70.54
H-201	CH01/H-201	844.99	194.35	50.70
H-301	CH01/H-301	1,230.55	283.03	73.83
H-401	CH01/H-401	2,330.41	536.00	139.82
EMISIONES TOTALES (Ton/año)		5,581.59	1,283.77	334.90

Estimación de emisión de COV's mediante la técnica de factores de emisión.

En el caso de los COV's será necesario aplicar la técnica de factores de emisión, para lo cual se obtendrán los factores del FIRE Factors versión 6.25 de la EPA (Environmental Protection Agency), mismos que están resumidos en las tablas 24 y 26 de este documento. Se elegirán los factores adecuados al tipo de combustible, capacidad, tipo de quemador del equipo y equipo de control en caso de haberlo.

Aplicando la técnica de factores de emisión:

- Ejemplo de cálculos

Ejemplo de cálculo de emisión de COV's para el generador H-101 que opera con carbón (CA) y diésel (DI).

Verificación de los consumos de combustible.

Con la información de operación de los equipos de combustión de la central (Ver tabla 56) aplicados a la ecuación 5.4.1, se realizará el primer paso en la aplicación de la técnica de factores de emisión, que es la verificación de los consumos de combustible. Como en el caso de la central "A" de vapor convencional, en éste caso cada equipo opera con dos combustibles también, ya que se como ya se mencionó anteriormente, se utiliza un tipo de combustible para la puesta en marcha del equipo y otro diferente para la operación del mismo.

Como pudo observarse durante el cálculo de consumos teóricos para la central "A" los consumos "teóricos" obtenidos tendrán una variación con respecto a los reportados debido a que el equipo opera con dos combustibles y no es posible conocer la eficiencia por cada combustible; por lo que a diferencia del desarrollo del cálculo en la central "A", en este caso no estimaremos la proporción de la capacidad por combustible, ya que la experiencia de la central "A" nos dejó saber que de antemano existirá una diferencia entre los combustibles reportados y los "teóricos" y que el cálculo de los consumos teóricos es solo un parámetro de referencia para verificar la validez de los reportados.

Así aplicando la ecuación 5.4.1 para el equipo H-101 y carbón:

$$C_{\text{comb CA}} = \frac{18,864,628,180.70 \frac{\text{MJ}}{\text{año}}}{48,000 \frac{\text{MJ}}{\text{ton}}} = 844,262.71 \text{ ton/año}$$

$C_{comb_{CBP}} = 844,262.71$ ton/año

$Cap(annual) = 18,864,628,180.70$ MJ/h

T_{op}

δ = No aplica ya que es un combustible sólido

PC = 48,000 MJ/Kg (obtenido de la lista de combustibles de la SENER)

Aplicando a cada combustible, los consumos teóricos calculados son los siguientes:

Combustible	CA	DI
Poder calorífico* (MJ/ton)	22,344.50	48,000
Densidad (kg/m ³)	NA (Sólido)	824

* El poder calorífico empleado se obtuvo de la Lista Oficial de combustibles de la SENER. En el caso del carbón, éste corresponde al promedio de poderes caloríficos reportados para carbón de importación y carbón nacional, debido a que se desconoce el origen del carbón utilizado en ésta central.

Tabla 66. Consumos teóricos y consumos reportados por la fuente.

Clave del equipo	Capacidad del equipo (MJ/h)	Tiempo de operación (h/año)	Capacidad del equipo anual (MJ/año)	Tipo de combustible	Consumo "teórico" anual de combustible al 100% de capacidad	Unidades	Consumo anual de combustible reportado a la capacidad real de operación	Unidades
H-101	2,678,386.8	7,043.28	1.89E+10	CA	844,262.71	ton/año	1,029,162.00	ton
				DI	476,957.63	m ³ /año	1,714.57	m ³
H-201	2,678,386.8	8,089.08	2.17E+10	CA	969,620.49	ton/año	1,146,833.00	ton
				DI	547,777.23	m ³ /año	4,598.81	m ³
H-301	2,678,386.8	7,554.33	2.02E+10	CA	905,521.17	ton/año	1,114,641.00	ton
				DI	511,564.97	m ³ /año	2,119.72	m ³
H-401	2,678,386.8	8,123.06	2.18E+10	CA	973,693.60	ton/año	1,178,770.00	ton
				DI	550,078.29	m ³ /año	3,269.79	m ³

Como puede notarse en la tabla anterior la mayor incongruencia entre los valores reportados y los estimados se encuentra en el diésel, debido a que como ya se indicó se utiliza el dato de la capacidad al 100 % en cada combustible y no la proporción que correspondería dado el volumen que el equipo en realidad utilizó en cada caso. Sin embargo, los consumos reportados de carbón (que es el combustible empleado en más de un 90 % en cada equipo para generar electricidad) se consideran congruentes al no haber una variación significativa con respecto a los “teóricos” estimados mediante cálculo. Con lo anterior se concluye que los consumos reportados son congruentes con las capacidades de equipo y datos de operación, y se procede a la determinación de las emisiones de COV’s para esta central carboeléctrica mediante la técnica de factores de emisión.

Determinación de las emisiones.

Para estimar dichas emisiones se empleara la ecuación 5.2.1, de la manera siguiente:

$$E = FE * CComb * (1 - \eta)$$

Ecuación 5.2.1

Por lo anterior, en caso del carbón se emplearon los de fondo seco (carbón bituminoso o subbituminoso) pulverizado de acuerdo con el siguiente criterio:

CT1) Debido a la falta de información sobre las características de configuración de los generadores de vapor en la central y de la forma en que se inyecta el carbón en la combustión, se considera de fondo seco debido a que es la tecnología que más se utiliza en las grandes centrales de generación eléctrica que operan con carbón.

Los factores empleados se obtuvieron del FIRE Factors versión 2.6 de la EPA (Environmental Protection Agency) corresponden al diésel y carbón subbituminoso para quemador de fondo seco, están incluidos en las tablas 24 y 26 del capítulo cuatro, así como en la tabla siguiente (Tabla 67)

Tabla 67 Factores empleados en la estimación de emisiones de COV’s en la central carboeléctrica “C”

Factores para combustión externa	
CONTAMINANTE	COV’s
FACTOR CARBON (Kg/ton)	0.03
FACTOR DIESEL (Kg/m3)	---

No se conoce ningún factor de emisión para COV’s por la combustión de diésel en equipos de combustión externa con las características de esta central, por lo cual, no fue posible estimar las emisiones procedentes de la quema de éste combustible. Sin embargo, dado que el principal combustible usado es carbón, las emisiones por el diésel se consideran de baja importancia en éste caso; aunado a esto, de acuerdo con el “Manual de Inventarios del sector energía para la

quemada de combustibles” de la UNFCCC³², las emisiones de COV’s son muy bajas para las plantas de combustión a gran escala, y tienden a disminuir a medida que aumenta el tamaño de la planta y la eficiencia del proceso de combustión.

Por lo anterior, el cálculo de las emisiones de éste contaminante se realizará únicamente para el carbón.

Ejemplo de Cálculos.

Ejemplo de cálculo por factor de emisión de COV’S para el equipo H-101.

Aplicando ecuación 5.2.1

$$E = FE * CComb * (1 - \eta)$$

Emisiones por combustión del carbón (CA) en H-101

FE= 0.03

Ccomb_{CA}=1,029,162 Ton

~~%A=0~~

~~$\eta=0$~~

E= (0.03)*(1,029,162) = **30.87 Ton** de COV’S emitidos anualmente por el uso de carbón en el equipo H-101.

Emisiones por quema de diésel (DI) en H-101

FE= Desconocido

Ccomb_{DI}= 1,714.57 Ton

~~%A=0~~

~~$\eta=0$~~

E_{Total (CA+DI)} = 30.87 + 0= **30.87 Ton** de PST emitidos por el equipo H-101.

Se realizó el mismo cálculo para los generadores de vapor restantes de la central mediante la técnica de factores de emisión, derivado de ello se obtuvieron los siguientes resultados (Ver tabla 68).

³² Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (UNFCCC, por sus siglas en inglés)

Tabla 68. Emisiones totales de COV's mediante factores de emisión de la central 152carboelectrica.

Factores para combustión externa				
CONTAMINANTE				COV's
FACTOR CARBON (Kg/ton)				0.03
FACTOR DIESEL (Kg/m3)				---
Clave del equipo	TIPO DE COMBUSTIBLE	CONSUMO DE COMBUSTIBLE	Unidades	EMISIONES (Ton/año)
H-101	Carbón	1,029,162.00	ton	30.87
	Diesel	1,714.57	m3	---
H-201	Carbón	1,146,833.00	ton	34.40
	Diesel	4,598.81	m3	---
H-301	Carbón	1,114,641.00	ton	33.44
	Diesel	2,119.72	m3	---
H-401	Carbón	1,178,770.00	ton	35.36
	Diesel	3,269.79	m3	---
EMISIONES TOTALES (Ton/año)				134.0822

Finalmente, mediante las técnicas de factores de emisión y medición en fuente, se obtuvieron las emisiones de contaminantes criterio (PST, PM₁₀ y PM_{2.5}, SO₂, CO, NOX y COV'S) para la central carboelectrica "C", mismas que están incluidas en la tabla siguiente (Ver tabla 69):

Tabla 69. Emisiones anuales totales de contaminantes criterio de la central carboelectrica "C".

EMISIONES TOTALES DE CONTAMINANTES CRITERIO DE LA CENTRAL "C"		
CONTAMINANTE	EMISIONES (Ton/año)	METODO DE ESTIMACION
PST	5,581.59	FE
PM ₁₀	1,283.77	FE
PM _{2.5}	334.90	FE
SO ₂	145,729.73	MF
CO	9,163.59	MF
NOX	19,867.32	MF
COV's	134.08	NA

En la tabla anterior están incluidas las emisiones totales anuales generadas en la central carboelectrica "C" para cada contaminante criterio, excepto COV's ya que no se tiene factor de emisión para la determinación de éste contaminante para su estimación y de acuerdo con la UNFCCC³³ no se tienen emisiones importantes de este contaminante por la combustión del carbón.

³³ Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (UNFCCC, por sus siglas en inglés).

CAPITULO 7. RESULTADOS

Las emisiones de contaminantes criterio procedentes de las tecnologías ciclo combinado, termoeléctrica de vapor convencional y carboeléctrica, son las siguientes:

Tabla 70. Emisiones de contaminantes criterio por tecnología (Estudios de caso A, B y C).

EMISIONES DE CONTAMINANTES CRITERIO (Ton/año)							
Tecnología	PST	PM ₁₀	PM _{2.5}	SO ₂	CO	NOX	COV
Termoeléctrica de ciclo combinado	616.33	597.84	575.65	7.86	1,610.66	6,474.07	352.69
Termoeléctrica de vapor convencional	3,083.43	2,220.07	1,603.38	65,529.79	2,932.41	6,797.18	2,696.20
Carboeléctrica	5,581.59	2,790.8	669.79	145,729.73	9,163.59	19,867.32	134.08

Las emisiones anteriores (Ver tabla 70) fueron estimadas mediante una metodología que involucra las técnicas de factores de emisión y/o medición en fuente, la aplicación de una de ellas o de ambas depende de la cantidad y calidad de información que la fuente proporcionó.

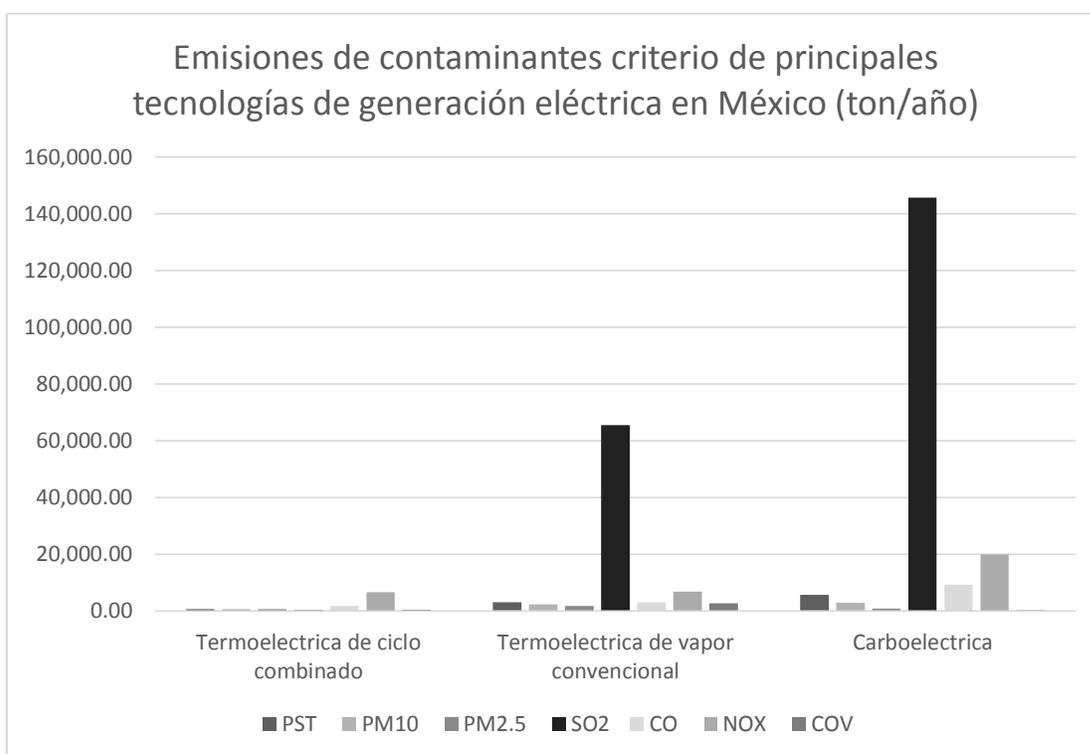


Gráfico 8. Emisiones de contaminantes criterio 2013.

Las emisiones más altas corresponden a las tecnologías carboeléctrica y de vapor convencional; esto debido principalmente a los combustibles con que operaron estas centrales durante 2013. Sin embargo, también influye la ausencia o presencia de equipos de control de emisiones en cada una de ellas (Ver gráfico 7).

Las emisiones de PST, PM₁₀ y PM_{2.5}, así como de SO₂ son más altas para la central carboeléctrica debido al contenido de cenizas y azufre que contiene el carbón, no obstante las emisiones de SO₂ son también elevadas en el caso de la tecnología de vapor convencional que operó con combustóleo pesado; y así, las emisiones más bajas pertenecen a la tecnología de ciclo combinado que operó con gas natural principalmente, lo cual la convierte en la tecnología menos contaminante si se habla de generación eléctrica a partir de combustibles fósiles.

Con la actual determinación de las emisiones de contaminantes criterio producidas por las tres principales tecnologías de generación en México, es posible determinar un factor de emisión basado en la cantidad emitida por cada tecnología y su producción anual de electricidad. Así, en la tabla siguiente se encuentran los factores expresados en kilogramos por cada megawatt de electricidad generado para cada tipo de tecnología estudiada en éste trabajo.

FACTOR DE EMISION POR MW DE ELECTRICIDAD GENERADA (Kg/MW)								
Tecnología	Producción anual de electricidad (MW/h)	PST	PM ₁₀	PM _{2.5}	SO ₂	CO	NOX	COV
Termoeléctrica de ciclo combinado	3,340,289.00	0.18	0.18	0.17	0.00	0.48	1.94	0.11
Termoeléctrica de vapor convencional	8,510,853.37	0.36	0.26	0.19	7.70	0.34	0.80	0.32
Carboeléctrica	8,105,700.00	0.69	0.34	0.08	17.98	1.13	2.45	0.02

Con el anterior análisis de las emisiones por tecnología y sus factores de emisión de contaminante criterio, es congruente decir que la tecnología que tiene menor impacto en cuanto a la emisión de contaminantes criterio es la de ciclo combinado, seguida de la de vapor convencional; siendo la carboeléctrica la tecnología que mayor impacto representa en el sector de generación eléctrica.

7.1 Central “A” Ciclo combinado.

En el caso de estudio “A” de la central termoeléctrica de ciclo combinado se utilizó únicamente la técnica de factores de emisión ya que la información no fue suficiente para estimar por medición en fuente. Las emisiones para esta central son de 616.33 toneladas de PST, 597.84 toneladas de PM₁₀, 575.65 toneladas de PM_{2.5}, 7.86 toneladas de SO₂, 1,610.66 toneladas de CO, 6,474.07 toneladas de NOX y 352.69 toneladas de COV's.

En el gráfico siguiente (Ver gráfico 8) están representadas las emisiones procedentes de dicha central, las cantidades más elevadas para esta central corresponden al CO y NOX, esto se debe al tipo de combustible utilizado por esta central, ya que la combustión de gas natural genera principalmente estos contaminantes debido a su composición química. Esta central no utiliza ningún equipo de control de emisiones por lo que el total de ellas son descargadas a la atmósfera.

De acuerdo con la información proporcionada la metodología de estimación de emisiones en éste caso únicamente se apoyó en la técnica de factores de emisión.

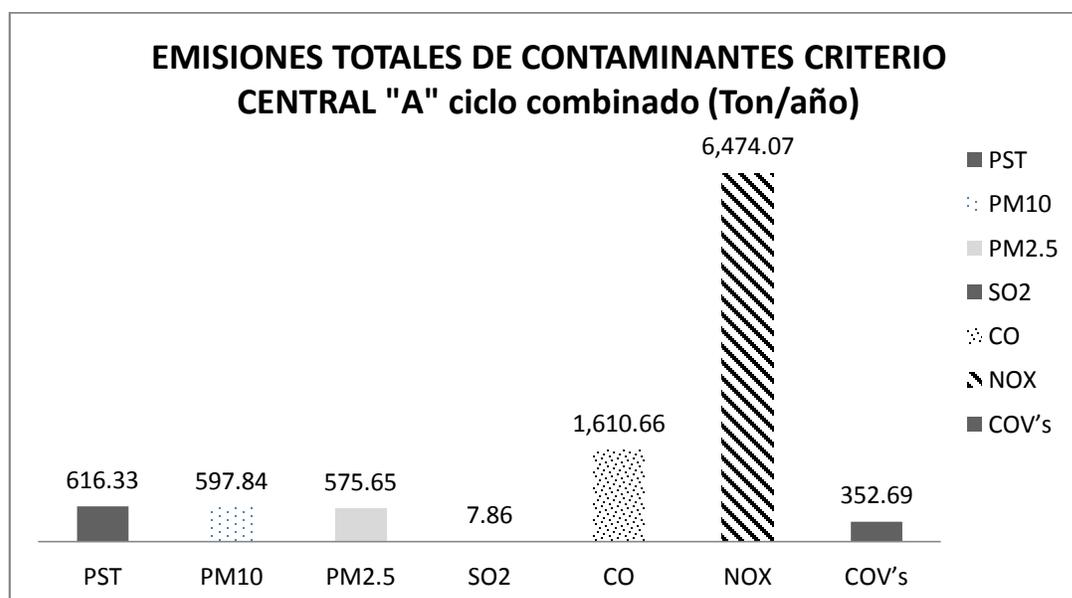


Gráfico 9. Emisiones anuales de contaminantes criterio de la central “A” de ciclo combinado.

7.2 Central “B” de vapor convencional.

Las emisiones procedentes de la central “B” termoeléctrica de vapor convencional están representadas en el gráfico 9; se estimaron 3,083.43 toneladas de PST, 2,220.07 toneladas de PM₁₀, 1,603.38 toneladas de PM_{2.5}, 2,696.20 toneladas de COV's, el contaminante que se generó en mayor cantidad para esta central fue el SO₂ con una total de 65,529.79 toneladas, en segundo lugar 6,797.18 toneladas de NOX y en tercero el CO con 2,932.41 toneladas.

Las elevadas emisiones de SO₂, NOX y CO se deben principalmente a la cantidad de combustóleo pesado y gas natural consumidos por la central y a que esta no cuenta con control de emisiones de los mismos. Las emisiones de material particulado PST, PM₁₀ y PM_{2.5}, se consideran congruentes ya que para el año 2013 la central reporta un incremento en el consumo de gas natural y una reducción importante en el de combustóleo pesado (combustible responsable de la generación de material particulado).

La metodología en este caso involucra las técnicas de factores de emisión para los COV's y la de muestreo en fuente para PST, SO₂, CO y NOX; así como también, la aplicación de un porcentaje para PM₁₀ y PM_{2.5} obtenidos de las PST a partir de los factores de emisión para el combustóleo pesado.

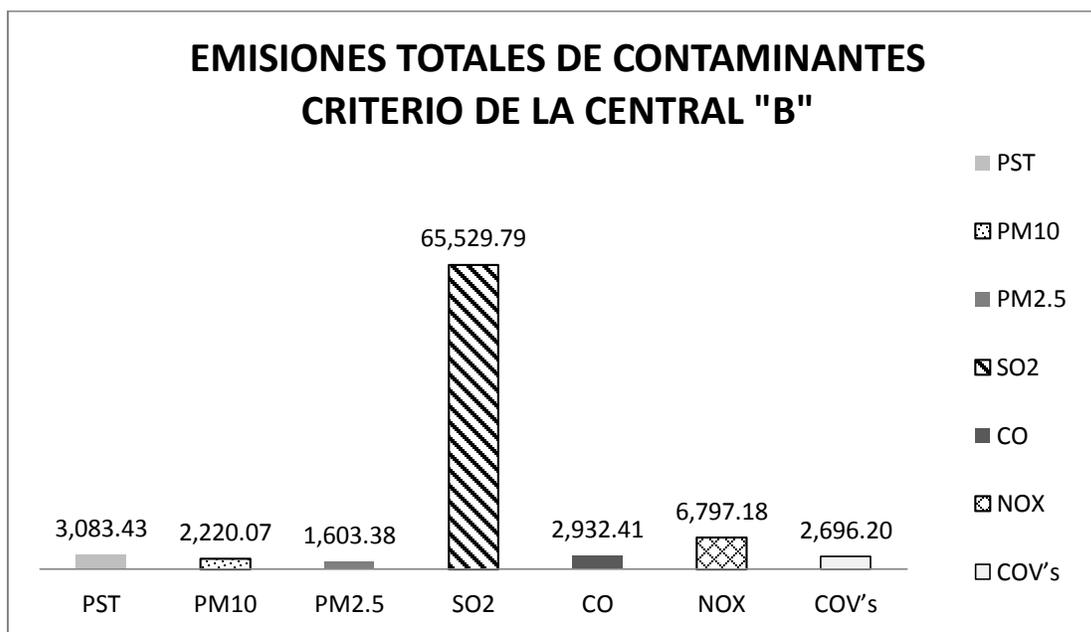


Grafico 10. Emisiones anuales de la central “B” de vapor convencional.

7.3 Central “C” Carboelectrica.

Las emisiones para la central “C” se estimaron a través de la metodología que involucra las técnicas de factores de emisión para los COV’s y muestreo en la fuente para las PST, SO₂, NOX y CO; así como la aplicación de una proporción a partir de los factores de emisión del carbón para la obtención de las PM₁₀ y PM_{2.5} (Ver gráfico 10).

Las mayores emisiones corresponden a SO₂ siendo estas de 145,729.73 toneladas, 19,867.32 toneladas de NOX y 9,163.59 toneladas de CO, esto debido al uso de carbón como combustible para la generación de energía eléctrica en esta central y a que no se indica ningún equipo de control de emisiones de estos contaminantes. Las emisiones de material particulado se consideran congruentes ya que la fuente indica un precipitador electrostático como equipo de control de PST, PM₁₀ y PM_{2.5}, siendo estas de 5,581.59 toneladas, 2,790.80 toneladas y 669.79 toneladas respectivamente.

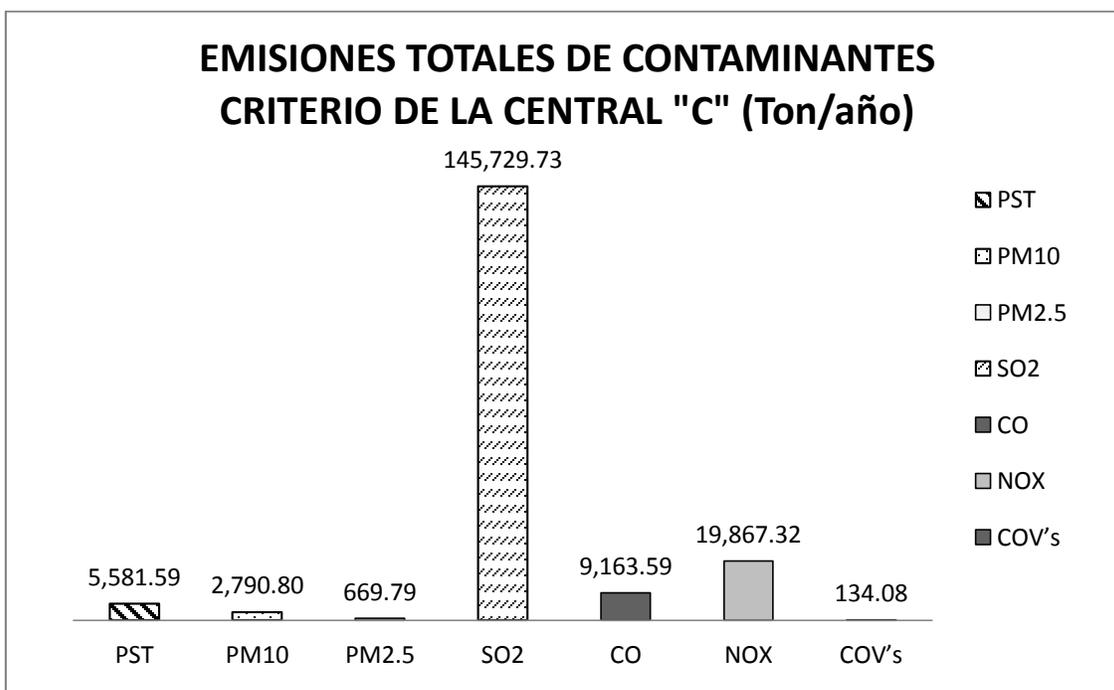


Grafico 11. Emisiones anuales de la central “C” carboelectrica.

Capítulo 8. Análisis de resultados

Se considera que las emisiones estimadas mediante las técnicas de factores de emisión y medición en fuente tienen el mayor grado de confiabilidad posible, sin embargo, el tiempo es una variable que podría optimizarse. En el caso de éste estudio, el tiempo no puede ser menor a un año debido a que fue el tiempo que se requirió para el monitoreo de la fuente, con ello se obtuvo la información suficiente (de operación de la planta y monitoreo de emisiones) para calcular una emisión anual. Cabe destacar que para la realización de este trabajo, no se tuvo la oportunidad de acudir a efectuar los muestreos en fuente personalmente, por lo tanto la confiabilidad de las emisiones obtenidas está en gran parte en función de la veracidad y entrega oportuna de la información por la fuente emisora.

El costo es una variable que en éste caso no es favorable para la estimación a través de estos métodos (principalmente el muestreo en la fuente), sin embargo, se equilibra con la confiabilidad de la emisión que se obtiene.

El uso de las otras técnicas se ve limitado principalmente por el tiempo y la confiabilidad de la emisión a obtener. Lo cual hace éstas técnicas ineficientes en comparación con las de factores de emisión y muestreo en la fuente. Para visualizar la relación existente entre confiabilidad de los resultados obtenidos, el tiempo y costo, se diseñó el siguiente grafico comparativo de las técnicas de estimación existentes (Ver ilustración 11).

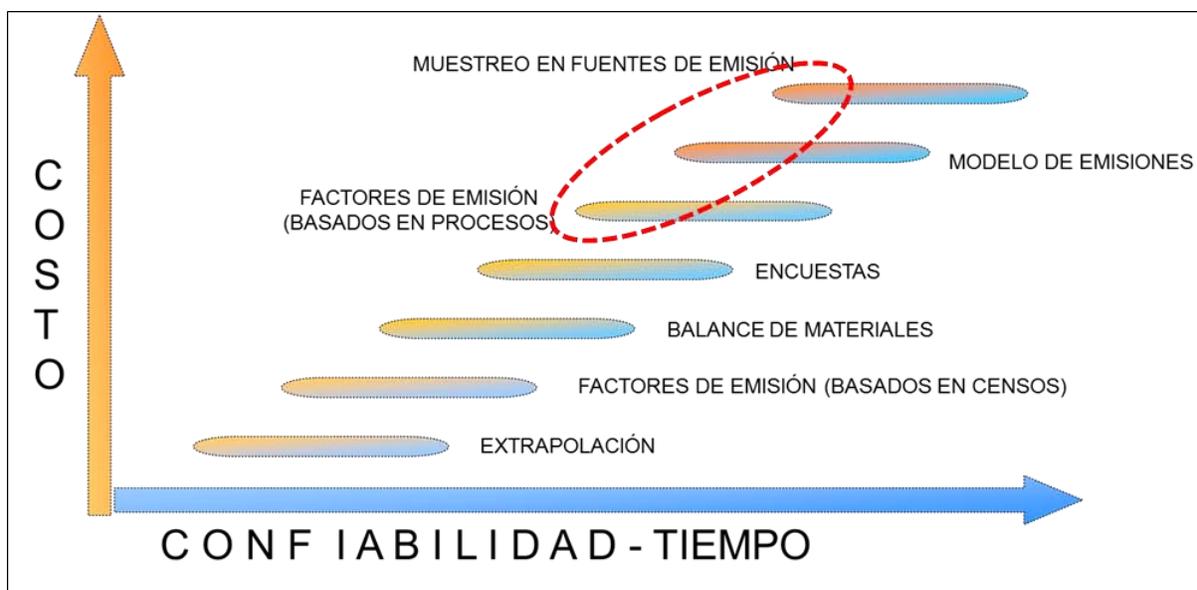


Ilustración 11. Representación gráfica de la relación costo-confiabilidad/tiempo de las técnicas de estimación de emisiones.

De acuerdo con el análisis anterior las técnicas de estimación utilizadas para la determinación de emisiones en los tres estudios de caso, se consideran confiables; sin embargo, es necesario asegurarse de la correcta aplicación de la metodología y la calidad de la emisión obtenida. Para ello, se presenta un análisis del comportamiento de las fuentes en los años recientes en cuanto a sus emisiones de contaminantes criterio (información histórica de la fuente de los años 2005 y 2011).

En las tablas siguientes se encuentra la información para 2005 y 2011 de emisiones de las centrales que fueron estudios de caso en este trabajo, con ello es posible establecer una comparación entre dichos años y el año base de cálculo de éste trabajo (2013).

8.1 Información histórica central “A” Ciclo combinado.

Tabla 71. Información histórica de operación y emisiones de contaminantes criterio central “A”.

AÑO	CONSUMO DE COMBUSTIBLES			ENERGIA ELECTRICA PRODUCIDA		
	2013	Gas Natural	872,986,265.00	m3	Energía eléctrica	3,340,289.00
2011	Gas Natural	494,843,922.00	m3	Energía eléctrica	1,885,095.18	MWhr
2005	Gas Natural	808,220,023.00	m3	Energía eléctrica	3,003,917.87	MWhr

AÑO	PST	TE	PM ₁₀	TE	PM _{2.5}	TE	SO ₂	TE	CO	TE	NOX	TE	COV	TE
2013	616.33	FE	597.84	FE	575.65	FE	7.86	FE	1,610.66	FE	6,474.07	FE	352.69	FE
2011	348.37	FE	348.37	FE	348.37	FE	4.75	FE	545.77	FE	1,971.74	FE	13.98	FE
2005	569.65	FE	569.65	FE	565.10	CT	7.77	FE	1,488.87	FE	6,648.28	MF	232.97	FE

TE=Técnica de Estimación
MF=Muestreo en fuente
FE=Factor de emisión
CT=Consideración técnica

De acuerdo a la información histórica de la central de ciclo combinado, la generación de energía eléctrica, consumo de combustible y las emisiones obtenidas (en su mayoría mediante la técnica de factores de emisión) conservan un comportamiento muy semejante entre los años 2005 y 2013, habiendo una variación importante para el año 2011. Sin embargo, dada la información anterior, las emisiones obtenidas en este trabajo para el año 2013, se consideran congruentes con la evolución histórica de la fuente. Con lo anterior se considera también que la metodología para determinación de emisiones se aplicó correctamente.

La representación gráfica de la información anterior se encuentra en la imagen siguiente (Ver gráfico 11). En esta imagen, las líneas de tendencia para los años 2005 y 2013 son casi inseparables debido a que en esos dos años operaron de forma muy semejante, además de que se usaron casi las mismas técnicas de estimación de emisiones (factores de emisión); por lo tanto, emitieron cantidades similares de contaminantes criterio.

Para el año 2011 hubo un importante descenso en las emisiones, cuya diferencia se hace más notable para el CO, NOX y COV's principalmente. Dado que se utilizó la misma técnica de estimación de emisiones en los tres casos (factores de emisión), se cree que éste descenso en las emisiones se debe a que la central tuvo una producción de electricidad de casi un 50 % menor con relación a 2005 y 2013, de acuerdo con la tabla 71.

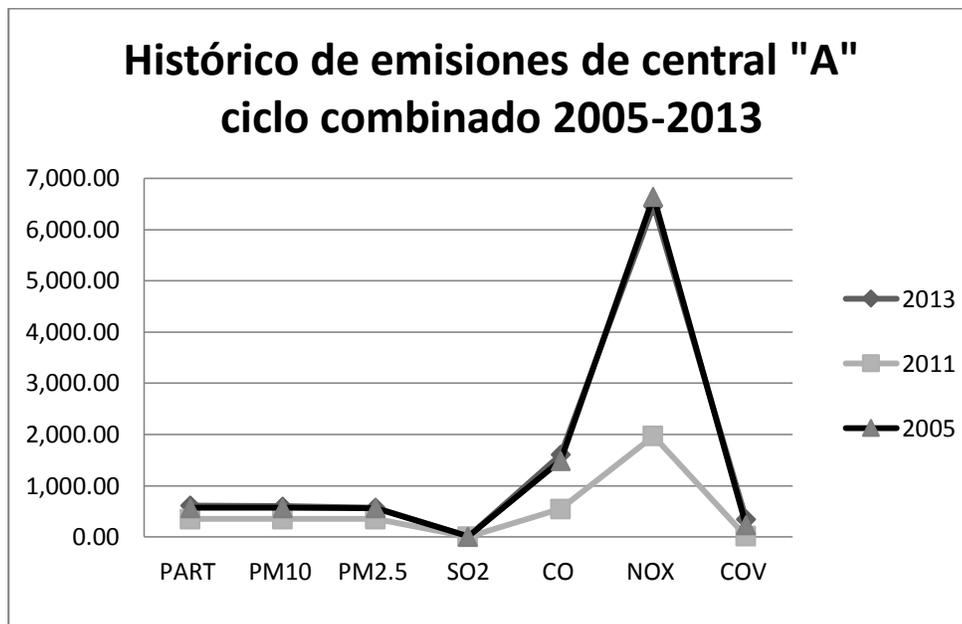


Grafico 12. Comportamiento histórico de la central "A" ciclo combinado 2005-2013.

8.2 Información histórica central “B” vapor convencional.

Tabla 72. Información histórica de operación y emisiones de contaminantes criterio central "B"

AÑO	CONSUMO DE COMBUSTIBLES						ENERGIA ELECTRICA PRODUCIDA		
	2013	Combustóleo Pesado	1,875,025.30	m3	Gas Natural	139,897,706.00	m3	Energía eléctrica	8,510,853.37
2011	Combustóleo Pesado	2,068,705.77	m3	Gas Natural	23,473,930.00	m3	Energía eléctrica	8,319,424.17	MW hr
2005	Combustóleo Pesado	1,583,739.00	m3	Gas Natural	7,191,054.00	m3	Energía eléctrica	6,774,426.00	MW hr

AÑO	PART	TE	PM ₁₀	TE	PM _{2.5}	TE	SO ₂	TE	CO	TE	NOX	TE	COV	TE
2013	3,083	MF	2,220	PFE	1,603	PFE	65,529	MF	2,932	MF	6,797	MF	2,696	FE
2011	9,471	FE	6,934	FE	4,969	FE	148,103	FE	1,257	FE	9,839	FE	182	FE
2005	7,093	MF	5,088	PFE	3,675	PFE	135,705	MF	959	FE	8,854	FE	145	FE

TE=Técnica de Estimación

MF=Muestreo en fuente

FE=Factor de emisión

PFE=Proporción por factor de emisión

La tabla 72 de información histórica de la central de vapor convencional, contienen los consumos de combustible y energía eléctrica producida por año, así como las emisiones de contaminantes criterio para cada año 2005, 2011 y 2013 (año de estimación de este estudio). En este caso se tienen diferentes consumos de combustible para cada año, variando en la proporción correspondiente al combustóleo pesado y al gas natural. La energía eléctrica producida es semejante, principalmente entre 2011 y 2013.

En el siguiente grafico (Ver gráfico 12) se observa el comportamiento de las emisiones durante el periodo 2005-2013.

La diferencia más notable se da en el caso del SOX, ya que en 2013 sus emisiones se redujeron un 50 % aproximadamente en relación a los años 2005 y 2011; esto se debe principalmente a que en años anteriores la fuente no proporcionaba la información necesaria para hacer la corrección del gasto volumétrico, y para el año 2013 se contó con la información suficiente, por lo cual se realizó. Esta corrección reduce a aproximadamente a la mitad las emisiones de dichos contaminantes (estimados mediante mediciones en fuente).

El incremento en el consumo de gas natural y la reducción del consumo de combustóleo pesado en el año 2013 justifica la disminución en las emisiones de material particulado (PST, PM₁₀ y PM_{2.5}), ya que el combustóleo pesado es el responsable de generar importantes cantidades de material particulado como resultado de su combustión en comparación con el gas natural.

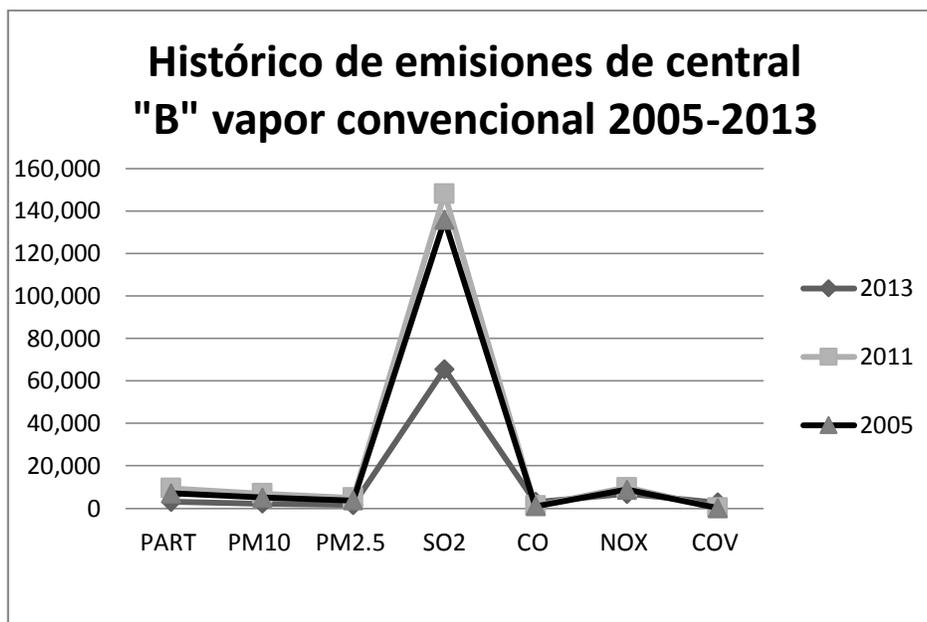


Grafico 13. Comportamiento histórico de la central "B" vapor convencional 2005-2013.

La principal variación en las emisiones de contaminantes criterio se dio durante el año 2013 dado que se incrementó en gran proporción el consumo de gas natural con respecto a los años anteriores, por lo tanto las emisiones de CO, NOX y COV's se incrementaron sustancialmente. Además de éste incremento en el consumo de combustibles, en el año 2013 se reportó información confiable y suficiente para aplicar la técnica de medición en fuente en el caso del CO y NOX, lo cual no sucedió en los años anteriores y dejó como única alternativa la técnica de factores de emisión. Por lo cual, se considera que la diferencia en las emisiones de CO, NOX y COV's se debe al incremento en el consumo de gas natural y a la diferencia de técnicas de estimación de emisiones empleadas.

8.3 Información histórica central “C” carboeléctrica.

Tabla 73. Información histórica de operación y emisiones de contaminantes criterio central "C"

AÑO	CONSUMO DE COMBUSTIBLES						ENERGIA ELECTRICA PRODUCIDA		
	2013	Diesel	11,712.47	m3	Carbón Subituminoso	4,469,405.00	ton	Energía eléctrica	8,105,700.00
2011	Diesel	6,137.29	m3	Carbón Subituminoso	4,891,205.00	ton	Energía eléctrica	8,924,781.00	MW hr
2005	Diesel	5,619.19	m3	Carbón Subituminoso	5,330,747.00	ton	Energía eléctrica	9,754,912.00	MW hr

AÑO	PART	TE	PM ₁₀	TE	PM _{2.5}	TE	SO ₂	TE	CO	TE	NOX	TE	COV's	TE
2013	5,582	MF	2,791	PFE	669	PFE	145,730	MF	9,164	MF	19,867	MF	134	FE
2011	9,809	MF	3,643	CT	2,073	CT	144,364	MF	29,812	MF	22,076	MF	0	FE
2005	9,462	MF	9,462	CT	9,273	CT	119,349	MF	14,367	MF	76,458	MF	98	FE

TE=Técnica de Estimación
MF=Muestreo en fuente
FE=Factor de emisión
CT=Consideración técnica
PFE=Proporción por factor de emisión

En el gráfico siguiente (Ver gráfico 13) está representadas las emisiones de contaminantes criterio de la fuente entre el año 2005 al 2013 (2013 es el año correspondiente a la información usada en éste trabajo). En dicho gráfico se puede notar una diferencia en las emisiones de PST, PM₁₀ y PM_{2.5} entre los años 2005 y 2013 principalmente, esto puede deberse a que en los años 2005 y 2011 se estimaron las emisiones de PM₁₀ y PM_{2.5} mediante consideraciones técnicas (desconocidas en la actualidad) y para 2013 se calculó una proporción derivada de los factores de emisión.

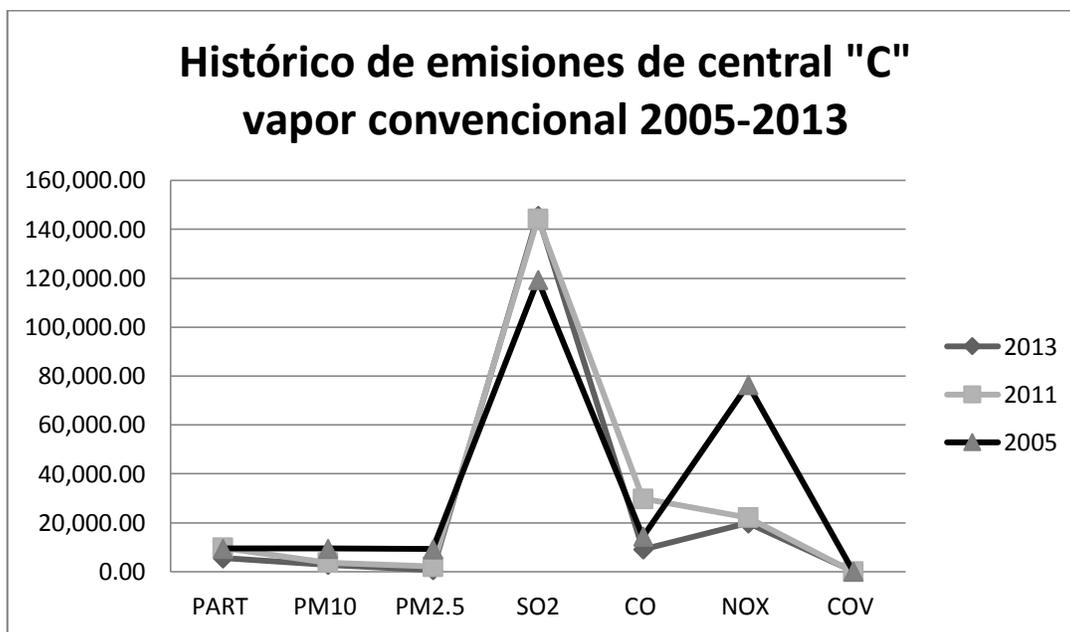


Grafico 14. Comportamiento histórico de la central "C" vapor convencional 2005-2013.

En éste mismo gráfico se aprecia una ligera diferencia en la emisión de SO₂ el cual podría deberse principalmente al tipo y cantidad de carbón que usó la central para cada año ya que el método de estimación de emisiones en los tres años y para ambos contaminantes fue el mismo (muestreo en fuente). En contraste con la ligera diferencia de emisiones de SO₂ se encuentra una diferencia notable para el CO y NOX especialmente entre el año 2005 y los años 2011-2013, lo cual se debe principalmente a la corrección del gasto volumétrico que se realizó en éste trabajo para las emisiones de 2013 y que no se realizó en años anteriores debido a la falta de información.

En las emisiones de COV's no hay una variación significativa en los tres periodos de tiempo, esto puede deberse a que se aplicó la misma técnica de estimación en los tres años (factores de emisión).

CONCLUSIONES

Este trabajo de tesis, fue desarrollado bajo un proceso de investigación y recopilación de la información más reciente disponible, aportada por instituciones especialistas en el tema como la SEMARNAT (Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales) e INE (Instituto Nacional de Ecología), Comisión Federal de Electricidad (CFE), Secretaría de Energía (SENER), entre otras, y representa una herramienta importante de gestión de la calidad del aire en México. En él se analizaron las tecnologías más importantes de generación eléctrica, su contribución a la generación de electricidad y a la contaminación del aire en México

Durante el desarrollo de éste trabajo se analizó el sector eléctrico en México, concluyendo que las centrales que contribuyen en mayor medida a la generación de emisiones de contaminantes criterio a la atmosfera son: carboeléctrica, termoeléctrica y ciclo combinado; esto se debe principalmente a que estas tecnologías emplean combustibles fósiles con altos contenidos de azufre, cenizas y otros compuestos y a que son las tecnologías más empleadas para generar electricidad en México.

Partiendo del anterior análisis, se seleccionaron un estudio de caso de cada tipo de tecnología y se estimaron sus emisiones anuales de contaminantes criterio mediante una metodología que incluye las técnicas de FE (factores de emisión) y MF (medición en fuente). Estas técnicas de estimación fueron elegidas en función de la cantidad y calidad de la información que se obtuvo de las centrales estudiadas.

Los resultados obtenidos posterior a la aplicación de ésta metodología, se consideran confiables sobre todo con la base teórica de las técnicas de estimación involucradas y con el comportamiento histórico de cada estudio de caso en cuanto a sus emisiones de contaminantes criterio se refiere. Dichos resultados indican que la tecnología carboeléctrica es la que contribuye en mayor medida a la contaminación del aire por material particulado y dióxido de azufre principalmente, debido al contenido de cenizas y azufre que contiene el carbón; no obstante las emisiones de dióxido de azufre son también elevadas en el caso de la tecnología de vapor convencional que operó con combustóleo pesado y finalmente las emisiones más bajas pertenecen a la tecnología de ciclo combinado que operó con gas natural principalmente, lo cual, la convierte en la tecnología menos contaminante si se habla de generación eléctrica a partir de combustibles fósiles.

Por lo anterior, la metodología descrita en éste trabajo se considera una herramienta confiable y funcional para la estimación de contaminantes criterio en cualquier otro caso que se desee aplicar, principalmente en centrales de generación eléctrica, ya que para aplicarla a otro tipo de proceso es necesario hacerle las modificaciones necesarias para hacer una correcta estimación. Esta modificación estará en función del proceso a analizar y de los contaminantes que se desee estimar.

Sin embargo, el hecho de que ésta metodología se considera confiable y funcional, no significa que no sea susceptible a mejoras, por lo cual, a continuación se mencionan algunas recomendaciones generales en cuanto a la metodología y su aplicación:

1. Acerca de la calidad de información.

El acceso a mayor cantidad de información y de mejor calidad (confiable y veraz), es la mejor forma de reducir el grado de incertidumbre en un dato de emisión, por lo que contar con información detallada y confiable de cada central de generación eléctrica incrementaría el nivel de confiabilidad de las emisiones. La información que principalmente se requiere es:

- Mediciones en fuente (datos de concentración) de todas las centrales.
- Información más detallada acerca de los equipos de proceso (configuración y eficiencia real de operación principalmente).
- Información específica acerca de los combustibles que utiliza cada central de generación: composición (contenido de azufre y ceniza).

2. En cuanto a la metodología.

La metodología está diseñada y descrita de tal forma que pueda aplicarse dependiendo de la cantidad y calidad de la información disponible; por lo que, de contar con toda la información necesaria y de la mejor calidad, es recomendable hacerle ajustes para que sea más restrictiva y limitada, es decir, no tan laxa o susceptible a cambios de acuerdo con la interpretación o criterio del lector o ejecutante de la misma.

3. Factores de emisión.

Disponibilidad de factores de emisión para todos los tipos de combustibles y sus características, así como para las tecnologías de generación eléctrica existentes en el sector eléctrico de México.

Como ya se indicó en el capítulo de la técnica de factores de emisión, los factores utilizados en el presente trabajo son obtenidos de la United States-Environmental Protection Agency (US-EPA) Compendio FIRE-Factors 6.2; por lo que fueron desarrollados de acuerdo con las condiciones y tipos de combustibles y equipos de proceso empleados en Estados Unidos de América. Por lo anterior, se recomienda que México desarrolle sus propios factores de emisión, mismos que estarían basados en las características de los combustibles de México y sus condiciones y tipos de procesos, de esta forma el rango de incertidumbre en las emisiones estimadas por esta técnica sería el menor posible.

Actualmente las principales instituciones de gobierno, centros de investigación y organismos autónomos involucrados en la ejecución de acciones para la mejora de la calidad del aire en México, se encuentran desarrollando factores de emisión en materia de contaminación atmosférica proveniente de centrales de generación eléctrica.

Tal es el caso del programa GEI México, el cual agrupa las principales entidades en materia de emisiones a la atmósfera y generación eléctrica, tales como: Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), la Comisión Federal de Electricidad (CFE), los productores

independientes de energía (PIE), el sector privado, World Resource Institute, World Business Council for Sustainable Development, Secretaría de Energía (SENER), entre otras. Dicho grupo ha hecho esfuerzos para la creación de factores de emisión por consumo eléctrico, mismos que son aplicables a la energía distribuida por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y tienen sus bases en el Balance Nacional Energético.

Están disponibles para consulta en el siguiente enlace <http://www.geimexico.org/factor.html>. Sin embargo fueron desarrollados para la determinación de Gases de efecto invernadero CO₂, CH₄ y N₂O únicamente, no así para contaminantes criterio que son el objetivo de éste trabajo.

Dado lo anterior, los factores de emisión de la base AP-42 de la Environmental Protection Agency (EPA) siguen siendo los únicos disponibles para estimación de contaminantes criterio y por ello fueron utilizados en éste trabajo.

4. Normatividad:

La normatividad vigente en materia de emisiones a la atmósfera se considera insuficiente y carece de seguimiento y verificación.

Las principales áreas de oportunidad en materia de contaminación atmosférica se consideran son las siguientes:

- No existe alguna norma de referencia o norma oficial mexicana que precise el método de cálculo para la estimación de emisiones a la atmósfera para fuentes fijas (industrias), mismas que como se ha demostrado en éste trabajo son preponderantes debido a su cantidad e impacto ambiental.
- No hay sanciones o penalizaciones en los casos en los que la industria reporta información incongruente o con inconsistencias de acuerdo con su operación y producción. Se sugiere incluir en la legislación la obligación de los industriales de someter sus métodos de cálculo de emisiones a procesos de verificación realizadas por personal externo y especializado en el tema.

El reporte de emisiones a la atmósfera debe ser clara y reproducible, por lo cual debería ser una obligación que las industrias reporten información veraz y susceptible de ser verificada. Con ello los Inventarios de emisiones podrían representar un menor esfuerzo y costo para México y con ello se tendría información confiable y actualizada referente a las emisiones procedentes de fuentes industriales, mismas que son la base para la toma de decisiones de reducción y mitigación de la contaminación atmosférica.

5. Participación

Mayor participación de las entidades de gobierno así como del sector privado, la comunicación entre ellos es indispensable para mejorar el flujo de información y por ende una mejor evaluación de la calidad del aire en México. Con ello se lograría definir acuerdos que beneficien la calidad del aire y como resultado la calidad de vida de la población.

Investigación y desarrollo en materia de emisiones a la atmósfera. Actualmente se cuenta con una cantidad insuficiente de profesionales dedicados tanto al trabajo de investigación como al de campo en materia de contaminación atmosférica. Mayor inversión pública y privada a proyectos de evaluación y mejoramiento de la calidad del aire.

La educación ambiental de la población es un derecho para que todos podamos contribuir en el cuidado y mejora de la calidad del aire y del medio ambiente en general.

Las anteriores recomendaciones para determinar las emisiones de contaminantes criterio procedentes de centrales de generación eléctrica surgen de la aplicación de la metodología en los tres estudios de caso, y son propuestas para la mejora de la misma. Sin embargo, por el momento, se considera una metodología con un alto grado de confiabilidad en cuanto a determinación de emisiones se refiere, esperando contar con información de mayor calidad y con factores de emisión que consideren las características de equipos de operación y combustibles empleados en México para reducir al máximo el grado de incertidumbre en la estimación de emisiones.

Este documento se considera de gran utilidad, primero como manual para conocer y desarrollar la metodología de cálculo que involucra las técnicas más confiables disponibles hasta el momento (Factores de emisión y medición en fuente) para la estimación de emisiones; y segundo, como material de consulta de las emisiones generadas por las tres tecnologías más empleadas y que produjeron mayor cantidad de energía eléctrica en México durante 2013, así como la influencia que tienen los combustibles fósiles en la generación de las mismas.

Con ello se pretende crear una base cuantificable que sirva para proponer e implementar medidas y/o equipos de reducción de emisiones que a su vez no represente un gasto para las empresas dedicadas a la generación eléctrica, si no, una inversión a largo plazo que se verá reflejada en mejoras en sus procesos, en el medio ambiente, y por consecuencia una disminución en los gastos por concepto de salud para el gobierno del país.

Al hacer del problema de la contaminación del aire un problema cuantificable, se hace posible formular medidas de acción inmediatas para solucionarlo. La veracidad de la información³⁴ hace de este trabajo un posible material de apoyo y consulta para futuras investigaciones referentes al tema.

³⁴ La información de las centrales de generación eléctrica utilizada para la estimación de emisiones, es información veraz que se recopiló de fuentes que por confidencialidad no se mencionan en este trabajo.

BIBLIOGRAFIA

- J. MILLER, Paul. **“Emisiones atmosféricas de las centrales eléctricas en América del norte”**. Montreal (Quebec) Canadá: Comisión para la Cooperación Ambiental de América del norte, 2004.
- Instituto Nacional de Ecología (INE-SEMARNAT) **“Inventario Nacional de Emisiones 1999”**; Primera edición: septiembre 2006. Periférico sur 5000. Col. Insurgentes Cuicuilco, C.P. 04530. México, D.F.
- Instituto Nacional de Ecología (INE-SEMARNAT) **“Inventario Nacional de Emisiones 2005”**. Periférico sur 5000. Col. Insurgentes Cuicuilco, C.P. 04530. México, D.F.
- Instituto Nacional de Ecología (INE-SEMARNAT) **“Inventario Nacional de Emisiones 2011”**. Periférico sur 5000. Col. Insurgentes Cuicuilco, C.P. 04530. México, D.F.
-
- Constanza; et al. **“Una introducción a la economía ecológica”**. 1ª edición, Editorial CECSA; México 1999.
- J. Martínez; et al **“Cambio Climático una visión desde México”**. 1ª edición, México 2004.
- SEMINARIO Los riesgos Sanitarios asociados a la Contaminación del Aire CD. De México julio, 2009.
- SEMARNAT, Programa para mejorar la calidad del Aire de la zona Metropolitana del Valle de México, **PROAIRE ZMVM 2010-2018**.
- SEMARNAT, Programa para mejorar la calidad del Aire de la zona Metropolitana del Valle de México, **PROAIRE CD. Juarez Chih. 2012-2018**.
- TURK, Amos; TURK, Jonathan; WITTES, Janet. **“Ecología-Contaminación-Medio Ambiente.”** New York: Mc Graw Hill. 2004. P. 96-101.
- CCA-Márquez C. **“Estimación de emisiones de contaminantes atmosféricos por uso de combustibles fósiles en el sector eléctrico mexicano 2008”**.
- Comisión Federal de Electricidad, **Informe anual 2013 CFE**.

PAGINAS ELECTRONICAS DE CONSULTA

- <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=temas>
- http://www.sener.gob.mx/webSener/res/PE_y_DT/pub/Prospectiva%20SE%202008-2017.pdf

- <http://www.ine.gob.mx/publicaciones/libros/437/arriaga.html>
- <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/queescfe/Estad%C3%ADsticas/>
- **CICA Centro de Información y Control de la Contaminación del Aire. “Manual de costos del control de la contaminación en el aire”;** EPA http://www.epa.gov/ttn/catc/cica/atech_s.html#666
- <http://www.endsaeduca.com/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/ix.-las-centrales-termicas-de-ciclo-combinado>
- http://www.cepis.ops-oms.org/bvsci/e/fulltext/orienta/lecc4/lecc4_2.html
- http://www.cepis.ops-oms.org/bvsci/e/fulltext/orienta/lecc4/lecc4_co.html
- <http://www.ine.gob.mx/calair-indicadores/523-calair-cont-criterio#4>
- <http://www.institucio.org/mestral/tecnotreball/centraterm.htm>
- <http://www.ingenieroambiental.com/?pagina=695>
- <http://www.sma.df.gob.mx/simat/pnparticulas.htm#constituyen>
- <http://bibliotecas.salud.gob.mx/gsd/collect/nomssa/index/assoc/HASHda46.dir/doc.pdf>
- **Instituto Nacional de Salud Pública, Centro Colaborador de Salud Ambiental.** Disponible en: www.insp.mx.
- http://www.swisscontact.org.pe/PRAL/INFORME_FINAL.pdf
- **Efectos en zonas urbanas;** <http://www.jmarcano.com/recursos/contamin/catmosf6.html>.
- <http://www.mailxmail.com/curso-fuentes-fijas/metodo-4-determinacion-contenido-humedad-gases-chimenea>
- http://app1.semarnat.gob.mx/dgeia/estadisticas_2000/compendio_2000/04dim_institucional/04_02_Normatividad/data_normatividad/RecuadroIV.2.3.htm

INDICE DE TABLAS, GRAFICOS E ILUSTRACIONES

Tabla 1. Principales contaminantes emitidos por el uso de distintos combustibles (Instituto Nacional de Ecología INE). ...	10
Tabla 2. Consumo energético por tipo de fuente para generación eléctrica.	14
Tabla 3. Emisiones de contaminantes criterio 2011 (SEMARNAT).....	15
Tabla 4. Capacidad instalada por tipo de tecnología 2014.	22
Tabla 5. Generación bruta de energía eléctrica por tipo de tecnología 2014.	23
Tabla 6. Consumo de energía para generación eléctrica por tipo de fuente (combustible) 2014.	25
Tabla 7. Emisiones anuales en 2011 por tipo de tecnología (Informe 2011-SEMARNAT).....	27
Tabla 8. Características de combustibles empleados en la generación de energía eléctrica en México.	39
Tabla 9. Eficiencias de control de NOx y CO para quemadores tangencial y de bajo NOx.....	41
Tabla 10. Composición del aire.....	45
Tabla 11. Tipos de contaminantes	46
Tabla 12. Normas de salud aplicables a las emisiones de Contaminantes Criterio.....	54
Tabla 13. Normas aplicables a los combustibles fósiles.....	55
Tabla 14. Normas aplicables a la medición de concentraciones.....	56
Tabla 15. Normas aplicables a los principales contaminantes criterio.	57
Tabla 16. Efectos en la salud causados por exposición a CO	60
Tabla 17. Efectos a la salud por exposición a SO ₂	61
Tabla 18. Efectos nocivos del Material Particulado	62
Tabla 19. Efectos a la salud por exposición a NOx.....	63
Tabla 20. Efectos a la salud por exposición a COV's	64
Tabla 21. Fuentes naturales emisoras de contaminantes.....	66
Tabla 22. Valoración Económica del Impacto en la Salud de los habitantes del Distrito Federal por un cambio de 1µg/m ³ de PM10 y PM2.5.	73
Tabla 23. Factores de emisión de partículas por combustión de combustóleo y diesel para unidades con capacidades caloríficas mayores a 105,900 MJ/h.	86

Tabla 24. Factores de emisión de gases de combustión para combustóleo y diesel, para unidades con capacidades caloríficas mayores a 105,900 MJ/h.	87
Tabla 25. Factores de emisión de gases de combustión para gas natural y LP.	89
Tabla 26. Factores de emisión de gases de combustión para carbón y coque.	91
Tabla 27. Requerimientos de información para cada técnica de estimación.	96
Tabla 28. Requerimientos de información en las técnicas de muestreo en fuente y factores de emisión y criterios para su validación.	97
Tabla 29. Centrales con mayor producción de energía eléctrica mediante combustibles fósiles durante 2014 (CFE).	102
Tabla 30. Factores empleados en la estimación de emisiones de la central "A".	106
Tabla 31. Información técnica y de operación de los equipos de combustión.	107
Tabla 32. Consumos de combustible por equipo.....	107
Tabla 33. Datos de operación de los equipos y cálculo de consumos teóricos anuales de combustible.	109
Tabla 34. Comparativa de los consumos anuales reportados con los teóricos obtenidos a través de cálculo.	109
Tabla 35. Emisiones por equipo y totales de contaminantes criterio de la central "A".	111
Tabla 36. Información de operación de los equipos de combustión de la central.....	114
Tabla 37. Características de chimeneas para la central "B".....	115
Tabla 38. Tabla comparativa de los gastos volumétricos reportado vs teórico.	116
Tabla 39. Parámetros necesarios en la corrección del gasto volumétrico.	117
Tabla 40. Gastos volumétricos corregidos a base seca y condiciones de referencia.	118
Tabla 41. Mediciones en fuente (chimenea) de SO ₂ , NOX, CO y PST de la central "B".	120
Tabla 42. Concentraciones en unidades de masa/volumen.	122
Tabla 43. Datos necesarios en el cálculo e estimación de emisiones mediante muestreo en fuente para equipo H-101..	123
Tabla 44. Emisiones totales anuales de partículas suspendidas totales (PST) generadas en el equipo H-101.....	124
Tabla 45. Datos necesarios en el cálculo de estimación de emisiones de SO ₂ mediante muestreo en fuente para equipo H-101.	125
Tabla 46. Emisiones anuales totales de PST, SO ₂ , NOX y CO estimados por la técnica de medición en fuente.	126
Tabla 47. Proporciones por factores de emisión para PM ₁₀ y PM _{2.5}	127

Tabla 48. Información de operación técnica de los equipos y consumos de combustible reportados por la fuente emisora.	128
Tabla 49. Propiedades de los combustibles empleados en esta central.	129
Tabla 50. Porcentaje de capacidad anual del equipo correspondiente a cada tipo de combustible.	129
Tabla 51. Consumos teóricos calculados vs consumos reportados.	131
Tabla 52. Factores de emisión correspondiente a los tipos de equipo y combustible de la Central "B".	132
Tabla 53. Emisiones de COV's estimadas mediante factor de emisión por la quema de gas natural.	134
Tabla 54. Emisiones de COV's estimadas mediante factor de emisión por la quema de combustóleo pesado.	134
Tabla 55. Emisiones totales anuales de contaminantes criterio estimadas mediante FE y MF para la Central "B".	135
Tabla 56. Información de operación de los equipos de combustión de la central.	138
Tabla 57. Características de chimenea para la central "C".	138
Tabla 58. Tabla comparativa de los gastos volumétricos reportado, calculado y corregido a base seca y condiciones de referencia.	139
Tabla 59. Mediciones en fuente (chimenea) de SO ₂ , NO _X , CO y PST de la central "C".	140
Tabla 60. Concentraciones en unidades de masa/volumen.	142
Tabla 61. Datos necesarios en el cálculo e estimación de emisiones mediante muestreo en fuente para equipo H-101.	143
Tabla 62. Datos necesarios en el cálculo de estimación de emisiones de SO ₂ mediante muestreo en fuente para equipo H-101.	145
Tabla 63. Emisiones de contaminantes criterio gases: SO ₂ , NO _X y CO por chimenea/equipo.	146
Tabla 64. Emisiones totales anuales de SO ₂ , NO _X y CO estimadas mediante la técnica de muestreo en la fuente.	147
Tabla 65. Emisiones de PM ₁₀ y PM _{2.5} estimadas mediante proporción por factor de emisión.	147
Tabla 66. Consumos teóricos y consumos reportados por la fuente.	149
Tabla 67 Factores empleados en la estimación de emisiones de COV's en la central carboeléctrica "C"	150
Tabla 68. Emisiones totales de COV's mediante factores de emisión de la central carboeléctrica.	152
Tabla 69. Emisiones anuales totales de contaminantes criterio de la central carboeléctrica "C".	152
Tabla 70. Emisiones de contaminantes criterio por tecnología (Estudios de caso A, B y C).....	153
Tabla 71. Información histórica de operación y emisiones de contaminantes criterio central "A".	160

Tabla 72. Información histórica de operación y emisiones de contaminantes criterio central "B"	162
Tabla 73. Información histórica de operación y emisiones de contaminantes criterio central "C"	164
Gráfico 1. Emisiones a la atmósfera procedentes de centrales de generación eléctrica 2055	6
Gráfico 2. Equivalencias en PJ de los combustibles usados para generación eléctrica (Fuente: SENER, Balance Nacional de Energía)	14
Gráfico 3. Emisiones en Toneladas anuales reportadas en el INEM 2011.	15
Gráfico 4. Capacidad instalada de generación eléctrica por tipo de tecnología 2014.	22
Gráfico 5. Generación de energía eléctrica por tipo de tecnología 2014.	24
Gráfico 6. Generación de electricidad por tipo de fuente combustible 2014.	26
Gráfico 7. Emisiones anuales de contaminantes criterio por tipo de tecnología 2011.	28
Gráfico 8. Emisiones de contaminantes criterio 2013.	153
Gráfico 9. Emisiones anuales de contaminantes criterio de la central "A" de ciclo combinado.	155
Gráfico 10. Emisiones anuales de la central "B" de vapor convencional.	156
Gráfico 11. Emisiones anuales de la central "C" carboeléctrica.	157
Gráfico 12. Comportamiento histórico de la central "A" ciclo combinado 2005-2013.	161
Gráfico 13. Comportamiento histórico de la central "B" vapor convencional 2005-2013.	163
Gráfico 14. Comportamiento histórico de la central "C" vapor convencional 2005-2013.	165
Ilustración 1. Esquema de funcionamiento de una central de generación eléctrica de vapor convencional.	31
Ilustración 2. Esquema de funcionamiento de una central de generación eléctrica de ciclo combinado.	33
Ilustración 3. Esquema de funcionamiento de una central de generación eléctrica de tipo carboeléctrica.	34
Ilustración 4. Esquema de funcionamiento de una central de generación eléctrica tipo dual.	35
Ilustración 5. Esquema de funcionamiento de una central de generación eléctrica turbogas.	36
Ilustración 6. Esquema de funcionamiento de una central de combustión interna para generación eléctrica.	37
Ilustración 7. Capas de la atmósfera terrestre	43

Ilustración 8. Esquema de los efectos de la emisión descontrolada de GEI.....	50
Ilustración 9. Sistema de muestreo para partículas (Tren de muestreo método 5 de la EPA).....	76
Ilustración 10. Árbol de decisión para aplicar la metodología de estimación de emisiones.....	101
Ilustración 11. Representación gráfica de la relación costo-confiabilidad/tiempo de las técnicas de estimación de emisiones.	158

+

ANEXO

LISTA de combustibles que se considerarán para identificar a los usuarios con un patrón de alto consumo, así como sus factores para determinar las equivalencias en términos de barriles equivalentes de petróleo.

SECRETARIA DE ENERGIA

LISTA de combustibles que se considerarán para identificar a los usuarios con un patrón de alto consumo, así como sus factores para determinar las equivalencias en términos de barriles equivalentes de petróleo.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Energía.

LISTA DE COMBUSTIBLES QUE SE CONSIDERARAN PARA IDENTIFICAR A LOS USUARIOS CON UN PATRON DE ALTO CONSUMO, ASI COMO SUS FACTORES PARA DETERMINAR LAS EQUIVALENCIAS EN TERMINOS DE BARRILES EQUIVALENTES DE PETROLEO.

EMILIANO PEDRAZA HINOJOSA, Director General de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, con fundamento en lo dispuesto en los artículos 12 y 21 de la Ley para el Aprovechamiento

Sustentable de la Energía; y 23 de su Reglamento, ordena la publicación de la siguiente Lista de Combustibles que se considerarán para identificar a los Usuarios con un Patrón de Alto Consumo, así como sus factores para determinar las equivalencias en términos de barriles equivalentes de petróleo que se aplicarán en el año siguiente, de conformidad con los preceptos antes invocados, a efecto de que los usuarios con un patrón de alto consumo puedan identificar los niveles de consumo del año inmediato anterior.

COSIDERADO

Que uno de los ejes centrales de política pública del Gobierno Federal es la economía competitiva y generadora de empleos, como se establece en el Eje 2 del Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012.

Que en el objetivo 15 del Eje 2 del Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012, se establece el asegurar un suministro confiable, de calidad y a precios competitivos de los insumos energéticos que demandan los consumidores; asimismo, en la estrategia 15.13 se contempla promover el uso eficiente de la energía para que el país se desarrolle de manera sustentable, a través de la adopción de tecnologías que ofrezcan mayor eficiencia energética y ahorros a los consumidores.

Que es compromiso del Gobierno Federal combatir el deterioro ambiental y, especialmente, mitigar los factores que elevan el cambio climático global, sobre la base del reconocimiento de ese fenómeno como uno de los mayores desafíos ambientales para la humanidad y que para contribuir a dicho fin, se propone impulsar el uso eficiente de la energía, así como la utilización de tecnologías que permitan disminuir el impacto ambiental generado por los combustibles fósiles tradicionales.

Que la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, publicada el 28 de noviembre de 2008, establece en su Artículo 11, que es una facultad de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía propiciar el uso óptimo de la energía, desde su explotación hasta su consumo; así como implementar el Subsistema Nacional para el Aprovechamiento de la Energía y asegurar su disponibilidad y actualización.

Que el Artículo 20 de la misma Ley, establece que para la integración y actualización del Subsistema, los usuarios con un patrón de alto consumo de energía deberán proporcionar a la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía información sobre la utilización energética obtenida en el año inmediato anterior respecto a la producción, exportación, importación y consumo de energía, por tipo de energético, la eficiencia energética en el consumo, las

medidas implementadas de conservación de energía, y los resultados de esas medidas de conservación de energía implementadas.

Que el Artículo 22 del Reglamento de la citada Ley, señala los criterios para determinar que un usuario cuenta con un patrón de alto consumo de energía, y que para su determinación se requiere de una lista de combustibles así como de sus factores para establecer las equivalencias en términos de barriles equivalentes de petróleo que se aplicarán en el año siguiente, que otorgue certidumbre en los niveles de consumo de los usuarios de energía en el país.

24 (Primera Sección) Martes 30 de noviembre de 2010

Que en México el aprovechamiento sustentable de la energía requiere de la caracterización de la demanda al mayor detalle posible, por lo que la identificación de los usuarios con un patrón de alto consumo es una pieza fundamental para lograr dicha caracterización, por lo que se expide la siguiente:

LISTA DE COMBUSTIBLES QUE SE CONSIDERARA PARA IDENTIFICAR A LOS USUARIOS CON PATRON DE ALTO COSUMO, ASI COMO SUS FACTORES PARA DETERMINAR LAS EQUIVALECIAS EN TERMINOS DE BARRILES EQUIVALENTES DE PETROLEO

CONTENIDO

1. Lista de Combustibles.
2. Factores de conversión en términos de Barriles Equivalentes de Petróleo.
3. Glosario.
4. Referencias.

1. Lista de Combustibles

Combustible	Unidades de medida	Poder calorífico
Asfaltos	(MJ/bl)	6,444
Azufre	(MJ/t)	9,269
Bagazo de caña	(MJ/t)	7,055
Carbón siderúrgico de importación	(MJ/t)	29,559
Carbón siderúrgico nacional	(MJ/t)	19,987
Carbón térmico de importación	(MJ/t)	25,284
Carbón térmico nacional	(MJ/t)	19,405

Combustóleo	(MJ/bl)	6,429
Condensados	(MJ/bl)	4,845
Coque de carbón	(MJ/t)	26,521
Coque de petróleo	(MJ/t)	31,424
Diesel	(MJ/bl)	5,952
Equivalente de electricidad en términos secundarios	(MJ/MWh)	3,600
Equivalente primario de energía eléctrica	(MJ/MWh)	10,381
Etano	(MJ/bl)	2,854
Gas licuado	(MJ/bl)	4,251
Gas natural asociado ¹	(kJ/m ³)	40,053
Gas natural no asociado ²	(kJ/m ³)	37,296
Gas seco ³	(kJ/m ³)	33,913
Gas seco de exportación	(kJ/m ³)	35,812
Gas seco de importación	(kJ/m ³)	34,614
Gasolinas naturales	(MJ/bl)	4,781
Combustible	Unidades de medida	Poder calorífico
Gasolinas y naftas	(MJ/bl)	5,542
Leña	(MJ/t)	14,486
Lubricantes	(MJ/bl)	5,970
Materia prima para negro de humo	(MJ/bl)	6,194
Metil-terbutil-éter (MTBE)	(MJ/bl)	5,149
Petróleo crudo (promedio de la producción)	(MJ/bl)	6,382
Petróleo crudo istmo	(MJ/bl)	5,826
Petróleo crudo maya	(MJ/bl)	6,040
Petróleo crudo olmeca	(MJ/bl)	5,727

Querosenos	(MJ/bl)	5,450
Biogás ⁴	(kcal/m ³)	4,500
Residuos sólidos**	*	
Residuos líquidos**	*	
Llantas ⁵	(kcal/kg)	6,000
Licor negro ⁷	(kcal/kg)	3,600
Gas de coque ⁶	(kcal/kg)	31,400
Gas de alto horno ⁷	(kcal/lit)	800/m ³

1 El gas natural asociado se mide a la salida de las baterías de separación, estandarizado a 20 °C y a 100 kPa. El gas natural a la salida del pozo tiene un poder calorífico de 45,225 kJ/m³.

2 El gas natural no asociado es medido en condiciones estándares, el poder calorífico a boca de pozo es de 38,073 kJ/m³.

3 Corresponde a volúmenes medidos a 20 °C y a 100 kPa de presión; el poder calorífico del gas residual facturado es de 35,420 kJ/m³.

4 Poder calorífico promedio extraído de "Estimación del Recurso y Prospectiva Energética de la Basura en México", SENER. http://www.sener.gob.mx/webSener/res/168/A1_Basura.pdf. Depende del contenido de metano, bióxido de carbono, nitrógeno, hidrógeno y otros.

5 Estimación promedio la industria cementera según permisos de SEMARNAT.

6 Poder calorífico inferior

7 Poder Calorífico Inferior

* El poder calorífico de éstos y otros combustibles podrá ser calculado por los usuarios si cuentan con la información y/o pruebas que demuestren la calidad del combustible o mezcla de ellos que utilicen en sus procesos.

** Se anexa una tabla con los poderes caloríficos de residuos sólidos y líquidos más comunes en la industria

Esta lista de combustibles deberá apegarse a las Normas Oficiales Mexicanas vigentes de uso y utilización de residuos y combustibles emitidas por la SEMARNAT.

26 (Primera Sección) Martes 30 de noviembre de 2010

Tabla 1.1. Poderes Caloríficos de Residuos Industriales Sólidos Propuestos

Tipo de Residuos	Presentación	Poder calorífico kcal/kg
Productos de madera	Paneles, fibras, y partículas pedacería	4,500-4,600
Cartón	Ordinario, empaques, envases	3,400-3,500
Papeles	Ordinario, kraft, papel	3,900-4, 100
Textiles	Algodón	4,000
	Lana y seda	4,600-4,900
	Fieltro e linóleo	5,000-6,100
Caucho	Hule viejo	3,200
	Llantas	6,000-7,000
Plásticos	PVC	4,500-5,300
	Neopreno	6,000
	ABS	8,300
	Poliestireno	10,000
Madera		1,200-3,700
Bagazo		2,000-4,800
Legumbres verdes		800
Caña de maíz		3,500

Tabla 1.2. Poderes Caloríficos de Residuos Industriales Líquidos Propuestos

Tipo de Residuos	Presentación	Poder calorífico kcal/kg
Solventes	Acetona	6,900
	Benceno	9,000
Otros	Licor negro	2,400
	Pintura y barniz	4,500
	Asfaltos	9,500
Lodos orgánicos		2, 100-3,600

2. Factores de conversión en términos de Barriles Equivalentes de Petróleo

Equivalentes a BEP's	
Unidad	Equivalente BEP
CFG	0.000184703
MJ	0.000175074
TCE	5.131
cubm	0.006522729
btu	1.84703E-07
tep	7.33
bep	1
kWh	0.000630267
kWa	5.521134996
kcal	0.000000733
TJ	175.0740422
Gcal	0.733
Mtep	7330000
Mbtu	0.184703115
GWh	630.266552
GWa	5521134.996
PJ	175074.0422

Equivalentes		
Unidad	Equivalente BEP	
1 BEP	5414.09387	CFG
1 BEP	5711.86903	MJ
1 BEP	0.19489378	TCE
1 BEP	153.310066	cubm
1 BEP	5414093.87	btu
1 BEP	0.13642565	tep
1 BEP	1586.63029	kWh
1 BEP	0.18112218	kWa
1 BEP	1364256.48	kcal
1 BEP	0.00571187	TJ
1 BEP	1.36425648	Gcal
1 BEP	1.36426E-07	Mtep
1 BEP	5.41409387	Mbtu
1 BEP	0.00158663	GWh
1 BEP	1.81122E-07	GWa
1 BEP	5.71187E-06	PJ

3. Glosario

BEP	Barril equivalente de petróleo.
bl	Barril
btu	Unidad térmica británica (por sus siglas en inglés)
CFG	Gas comprimido de combustible (por sus siglas en inglés)
GWa	Giga Watt año
Gcal	Giga calorías
GWh	Giga Watt hora
kcal	Kilocaloría

kWa	Kilo Watt año
KJ	Kilo Joule
kWh	Kilo Watt hora
l	Litros
m ₃	Metro cúbico
Mbtu	Mega unidades térmicas británicas (por sus siglas en inglés)
MJ	Mega Joule
Mtep	Mega toneladas equivalentes de petróleo
MWh	Mega Watt hora
PJ	Peta Joule
t	Toneladas métricas
TCE	Tonelada equivalente de carbón
tep	Tonelada equivalente de petróleo
TJ	Tera Joule

4. Referencias

- Balance Nacional de Energía 2008.
- “Criterios Ecológicos para la Valorización Económica de los Residuos Generados por Actividades Industriales”, elaborado por el Instituto Nacional de Ecología (INE) 1994.

TRASITORIOS

UNICO.- La presente lista entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Sufragio Efectivo. No Reelección.

México, D.F., a 24 de noviembre de 2010.- El Director General de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, **Emiliano Pedraza Hinojosa**.- Rúbrica.



BRENDA OLIVARES OSORNO
TESIS DE GRADO