



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN
INGENIERÍA**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“DETERMINACIÓN DE FACTORES DE EMISIÓN
APLICABLES A MÉXICO PARA CENTRALES
TERMOELÉCTRICAS QUE CONSUMEN
COMBUSTÓLEO COMO COMBUSTIBLE”**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRA EN INGENIERÍA

AMBIENTAL - AIRE

P R E S E N T A

I.Q. IRIS VIOLETA CUREÑO GONZÁLEZ

TUTOR:

DR. HUMBERTO BRAVO ALVAREZ

2010



JURADO ASIGNADO:

Presidente: M.C. VICENTE FUENTES GEA
Secretario: DR. RODOLFO SOSA ECHEVERRÍA
Vocal: DR. HUMBERTO BRAVO ALVAREZ
1er Suplente: DR. ARTURO GUILLERMO REINKING CEJUDO
2do Suplente: DR. ARMANDO AGUILAR MARQUEZ

Lugares donde se realizó la Tesis:

SECCIÓN DE CONTAMINACIÓN AMBIENTAL-CENTRO DE CIENCIAS DE LA
ATMÓSFERA-UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

ZACHRY DEPARTMENT OF CIVIL ENGINEERING-TEXAS A&M UNIVERSITY

TUTOR DE TESIS
DR. HUMBERTO BRAVO ALVAREZ

FIRMA

*“El secreto de la felicidad no es hacer siempre lo que se quiere,
sino querer siempre lo que se hace.” León Tolstoi*

**A mis Padres:
Martha y Fernando**

**A mis Hermanos:
Edgar y Luis**

*“¿Hasta dónde quieres llegar?
Hasta donde la imaginación me lo permita.”*

Agradecimientos

A la Universidad Nacional Autónoma de México por abrirme sus puertas y formarme como la profesionalista que hoy en día soy.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología por haberme apoyado económicamente en la realización de mis estudios de Maestría.

Al Posgrado de Ingeniería Ambiental por haberme brindado profesores de excelencia académica.

A la Sección de Contaminación Ambiental del Centro de Ciencias de la Atmósfera y a Texas A&M University, lugares donde se realizó el trabajo de Tesis.

Mi mayor agradecimiento al Dr. Juan Humberto Bravo Álvarez no sólo por el gran apoyo otorgado para la realización de esta Tesis, sino también por haberme dado la oportunidad de desarrollarme profesionalmente en compañía de sus conocimientos y valores transmitidos.

Agradezco de igual manera al Dr. Rodolfo Sosa Echeverría por el apoyo brindado en la realización de esta Tesis mediante su valioso conocimiento y consejos que me ayudaron a enriquecer este trabajo, aunado a su amistad brindada durante todo este tiempo.

Se agradece a la Comisión Federal de Electricidad por las facilidades brindadas para obtener la información necesaria para la realización de este trabajo, en particular al Dr. Sergio Rosas de Alva y la Ing. Patricia González Hernández del Departamento de Control Ambiental de la Gerencia de Generación Termoeléctrica de la CFE y a los Ingenieros Luis Javier Lara Campos y Miguel Ángel Márquez Domínguez del Departamento Ambiental.

Agradezco a mi miembro del jurado, al Dr. Armando Aguilar, al M.C. Vicente Fuentes y al Dr. Arturo Reinking, por sus observaciones hechas a este trabajo.

Reconozco al Dr. Qi Ying de Texas A&M University por las enseñanzas otorgadas que sirvieron a mi formación dentro del programa de Posgrado de Ingeniería Ambiental.

A Víctor por todo el apoyo y amor que me ha brindado durante estos años.

A Merle y Bertha por su amistad y cariño a largo de veinte años.

A mis amigos: Magaly Miss, Adrián Marín, Pedro Arcelus, Elías Martínez, Oscar Rosales, Eloína Félix, Marcos Martínez, Nicolás Cordero, Alin Acuña y Celta Gómez.

ÍNDICE

i. Abreviaturas, acrónimos y siglas.....	5
ii. Índice de tablas.....	8
iii. Índice de figuras.....	12
RESUMEN.....	20
ABSTRACT.....	22
1. INTRODUCCIÓN.....	24
Meta.....	27
Objetivos.....	27
2. ANTECEDENTES.....	28
2.1. Centrales Termoeléctricas en México.....	29
2.1.1. Operación de una central termoeléctrica.....	30
2.1.2. Tipo de quemadores en las centrales termoeléctricas.....	33
2.1.3. Centrales termoeléctricas que consumen combustóleo en México.....	34
2.2. Emisiones a la Atmósfera Derivadas de la Operación de las Centrales Termoeléctricas que Consumen Combustóleo en México.....	36
2.3. Normatividad Ambiental Vigente Referente a Centrales Termoeléctricas.....	40
2.3.1. Normas de calidad del aire en México.....	40
2.3.2. Normas de emisión en México.....	40
2.3.3. Normas mexicanas.....	46

2.4. Factores de Emisión.....	48
2.4.1. Definición de factor de emisión.....	48
2.4.2. Aplicaciones y limitaciones de los factores de emisión.....	49
2.4.3. Factores de emisión de las diferentes Agencias Ambientales.....	52
2.4.4. Evaluación de la calidad de los factores de emisión.....	53
3. METODOLOGÍA.....	59
3.1. Muestreo.....	62
3.2. Análisis de los Datos.....	64
3.3. Correlación de los Datos de Emisiones con Respecto a la Carga, Contenido de Azufre, Densidad y Poder Calorífico del Combustóleo.....	66
3.4. Comparación de las Emisiones Calculadas con los Factores de Emisión Existentes con las Emisiones Obtenidas en Fuente.....	66
3.5. Desarrollo de los Factores de Emisión.....	66
3.5.1. Desarrollo del factor de emisión de SO ₂	67
3.5.2. Desarrollo del factor de emisión de NO _x para quemadores frontales y tangenciales.....	68
3.5.3. Desarrollo del factor de emisión para partículas.....	68
3.6. Validación del Factor de Emisión Obtenido.....	69

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	71
4.1. Correlaciones Obtenidas de los Datos de Emisión con Respecto a la Carga, Contenido de Azufre, Densidad y Poder Calorífico del Combustóleo.....	72
4.1.1. <i>Correlación para la emisión de SO₂</i>	73
4.1.2. <i>Correlación para la emisión de NO_x</i>	75
4.1.3. <i>Correlación para la emisión de partículas</i>	76
4.2. Comparación de las Emisiones Calculadas con los Factores de Emisión de la US-EPA, IPCC y NAEI-UK con las Emisiones Obtenidas en Fuente.....	78
4.2.1. <i>Comparación de los datos de emisión de SO₂</i>	79
4.2.2. <i>Comparación de los datos de emisión de NO_x para el caso de los quemadores frontales</i>	82
4.2.3. <i>Comparación de los datos de emisión de NO_x para el caso de los quemadores tangenciales</i>	85
4.2.4. <i>Comparación de los datos de emisión de partículas</i>	88
4.3. Desarrollo de los Factores de Emisión y Establecimiento de su Calidad.....	90
4.3.1. <i>Factor de emisión para SO₂</i>	90
4.3.2. <i>Factor de emisión para NO_x</i>	92
4.3.3. <i>Factor de emisión para partículas</i>	93
4.4. Validación de los Factores de Emisión Obtenidos.....	96
4.4.1. <i>Comparación de los datos de emisión de SO₂</i>	97
4.4.2. <i>Comparación de los datos de emisión de NO_x para el caso de los quemadores frontales</i>	98
4.4.3. <i>Comparación de los datos de emisión de NO_x para el caso de los quemadores tangenciales</i>	100
4.4.4. <i>Comparación de los datos de emisión de partículas</i>	101

5. CONCLUSIONES	104
Recomendaciones y Áreas de Oportunidad.....	108
ANEXOS	110
ANEXO I. Algoritmo General de Cálculo para la Obtención de los Factores de Emisión.....	111
ANEXO II. Prueba de Normalidad de los Datos de Emisiones.....	113
ANEXO III. Correlación de los Datos de Emisiones con Respecto a la Carga, Contenido de Azufre, Densidad y Poder Calorífico del Combustóleo.....	136
ANEXO IV. Comparación de las Emisiones Calculadas con los Factores de Emisión Existentes con las Emisiones Obtenidas en Fuente.....	139
ANEXO V. Desarrollo del Factor de Emisión.....	150
ANEXO VI. Comparación de las Emisiones Calculadas con los Factores de Emisión Propuestos y las Emisiones Obtenidas en Fuente.....	161
BIBLIOGRAFÍA	167

i. Abreviaturas, acrónimos y siglas

CCA	Centro de Ciencias de la Atmósfera
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CORINAIR	CORe INventory of AIR emissions
cm²	Centímetros cuadrados
CO	Monóxido de carbono
CO₂	Dióxido de carbono
COA	Cédula de Operación Anual
COV	Compuestos Orgánicos Volátiles
CT	Centrales Termoeléctricas
°C	Grados Celsius
EMA	Entidad Mexicana de Acreditación
FE	Factores de Emisión
INEM	Inventario Nacional de Emisiones de México, 1999
IPCC	Panel Intergubernamental de Cambio Climático
JMP	John's Macintosh Project
g	Gramos
GJ	Gigajoule
GWh	Gigawatt-hora
kg	Kilogramos
LAPEM	Laboratorio de pruebas de equipos y materiales
Mg	Megagramo
Mt	Megatonelada corta
MW	Megawatt

m³	Metro cúbico
N₂O	Óxido nitroso
N₂O₃	Trióxido de dinitrógeno
N₂O₄	Tetraóxido de dinitrógeno
N₂O₅	Pentóxido de dinitrógeno
NAEI-UK	Inventario Nacional de Emisiones Atmosféricas del Reino Unido
NH₃	Amoniaco
NMPE	Niveles Máximos Permisible de Emisión
NMX	Normas Mexicanas
NO	Monóxido de nitrógeno
NO₂	Dióxido de nitrógeno
NOM	Normas Oficiales Mexicanas
NO_x	Óxidos de nitrógeno
Mg	Megagramo
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
p	valor p
PM₁₀	Partículas Menores a 10 µm
PM_{2.5}	Partículas Menores a 2.5 µm
ppm	Partes por millón
r.p.m.	Revoluciones por minuto
RP	Resto del país
SAS	Statistical Analysis System
SCA	Sección de Contaminación Ambiental

SCFI	Secretaría de Comercio y Fuente Industrial
SEMARNAT	Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales
SENER	Secretaria de Energía
SMCE	Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones
SO₂	Dióxido de azufre
SO_x	Óxidos de azufre
US-EPA	Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos
ton	Tonelada métrica
TWh	Terawatt-hora
UNAM	Universidad Nacional Autónoma de México
ZC	Zonas Críticas
ZMVM	Zona Metropolitana del Valle de México

ii. Índice de tablas

Tabla 2.1. Lista de las centrales termoeléctricas que consumen combustóleo en México.....	35
Tabla 2.2. Emisiones de las diferentes plantas de generación de electricidad por entidad federativa en México reportadas en el INEM, 1999.....	37
Tabla 2.3. Emisiones e índice de emisiones de SO ₂ , NO _x y CO ₂ para las CT que consumen combustóleo en México.....	39
Tabla 2.4. Normas de calidad del aire vigentes para México.....	41
Tabla 2.5. Propiedades de combustibles convencionales.....	42
Tabla 2.6. Niveles máximos permisibles de emisión 1º de enero de 1998.....	44
Tabla 2.7. Frecuencia de medición para la verificación del cumplimiento.....	44
Tabla 2.8. Especificaciones del combustóleo industrial en procesos de combustión fuego directo.....	46
Tabla 2.9. Normas mexicanas y métodos de prueba de la EPA que se aplican para llevar a cabo los muestreos en fuente de emisiones a la atmósfera.....	47
Tabla 2.10. Factores de emisión de la combustión del combustóleo por diferentes Agencias Ambientales.....	52
Tabla 3.1. Configuración del calentador, carga y características del combustóleo presentados por la Central Termoeléctrica estudiada.....	63

Tabla 3.2. Rangos y sus características de como se calificaron los factores de emisión obtenidos en este estudio.....	70
Tabla 4.1. Prueba de hipótesis de normalidad de los datos de emisión, carga, contenido de azufre, densidad y poder calorífico del combustóleo.....	73
Tabla 4.2. Correlación de los datos de emisión de SO ₂ con las variables carga, poder calorífico, contenido de azufre y densidad del combustóleo.....	74
Tabla 4.3. Correlación de los datos de emisión de NO _x con las variables carga, poder calorífico, contenido de azufre y densidad del combustóleo.....	75
Tabla 4.4. Correlación de los datos de emisión de partículas con las variables carga, poder calorífico, contenido de azufre y densidad del combustóleo.....	77
Tabla 4.5. Correlación de los datos de emisión con las variables que presentaron una mejor correlación con la emisión correspondiente.....	77
Tabla 4.6. Prueba de hipótesis de normalidad de los datos de emisión medidos y los calculados con los factores de emisión existentes por diferentes Agencias.....	78
Tabla 4.7. Resultado de la comparación entre las emisiones medidas en la Central Termoeléctrica y las emisiones calculadas con los factores de emisión de las diferentes Agencias Ambientales para el SO ₂	79
Tabla 4.8. Resultado de la comparación entre las emisiones de NO _x medidas en la Central Termoeléctrica y las emisiones calculadas con los factores de emisión de las diferentes Agencias Ambientales para quemadores con configuración frontal.....	82

Tabla 4.9. Resultado de la comparación entre las emisiones de NO _x medidas en la Central Termoeléctrica y las emisiones calculadas con los factores de emisión de las diferentes Agencias Ambientales para quemadores con configuración tangencial.....	85
Tabla 4.10. Resultado de la comparación entre las emisiones medidas en la Central Termoeléctrica y las emisiones calculadas con los factores de emisión de las diferentes Agencias Ambientales para partículas.....	88
Tabla 4.11. Factores de emisión para la Central Termoeléctrica que consume combustóleo y que trabaja a condiciones de operación de México.....	94
Tabla 4.12. Prueba de hipótesis de normalidad de los datos de emisión medidos y los calculados con los factores de emisión existentes por diferentes Agencias.....	97
Tabla 4.13. Comparación de los datos de emisión de SO ₂ medidos en la Central Termoeléctrica y el factor de emisión obtenido estequiométricamente.....	97
Tabla 4.14. Comparación de los datos de emisión de NO _x medidos en la Central Termoeléctrica y los calculados con el factor de emisión desarrollado con este trabajo para quemadores frontales.....	99
Tabla 4.15. Comparación de los datos de emisión de NO _x medidos en la Central Termoeléctrica y los calculados con el factor de emisión desarrollado con este trabajo para quemadores tangenciales.....	100
Tabla 4.16. Comparación de los datos de emisión de partículas medidos en la Central Termoeléctrica y los calculados con el factor de emisión desarrollado con este trabajo.....	102
Tabla V.1. Datos para el desarrollo del factor de emisión del dióxido de azufre.....	150

Tabla V.2. Datos para el desarrollo del factor de emisión de óxidos de nitrógeno expresado como NO ₂ para quemadores con configuración frontal.....	153
Tabla V.3. Datos para el desarrollo del factor de emisión de óxidos de nitrógeno expresado como NO ₂ para quemadores con configuración tangencial.....	155
Tabla V.4. Datos para el desarrollo del factor de emisión de partículas.....	157
Tabla V.5. Intervalos de contenido de azufre para desarrollar el factor de emisión final para partículas.....	159
Tabla V.6. Resumen de los intervalos del contenido de azufre con su respectivo factor de emisión para la obtención del factor de emisión final para partículas.....	160

iii. Índice de figuras

Figura 2.1. Esquema del proceso de las centrales termoeléctricas tipo vapor y secuencia de transformaciones de energía.....	32
Figura 2.2. (a) Vista exterior de un generador de vapor con quemadores frontales. (b) Vista exterior de los quemadores frontales. (c) Vista del interior del hogar donde se encuentran ubicados los quemadores frontales.....	33
Figura 2.3. (a) Vista exterior de un generador de vapor con quemadores tangenciales. (b) Vista exterior de los quemadores tangenciales. (c) Vista del interior del hogar donde se encuentran ubicados los quemadores tangenciales.....	34
Figura 2.4. Contribución porcentual de los diferentes tipos de combustible con respecto a las emisiones de SO ₂ , NO _x y CO ₂	38
Figura 2.5. Asignación de la calidad de los datos con los que se desarrolla los factores de emisión.....	55
Figura 2.6. Uso de los rangos de calidad de los datos para generar los factores de emisión.....	56
Figura 3.1. Metodología general utilizada para desarrollar los factores de emisión en el presente trabajo.....	61
Figura 3.2. Muestreo de partículas en la Central Termoeléctrica.....	63
Figura 3.3. Calibración de los equipos de muestreo de gases en la Central Termoeléctrica.....	64
Figura 3.4. Muestreo de gases en la Central Termoeléctrica.....	64

Figura 4.1. Comparación de las emisiones de SO ₂ medidas y calculadas con el factor de emisión de la US-EPA.....	80
Figura 4.2. Comparación de las emisiones de SO ₂ medidas y calculadas con el factor de emisión de la NAEI-UK.....	81
Figura 4.3. Comparación de las emisiones de SO ₂ medidas y calculadas con el factor de emisión de la IPCC.....	81
Figura 4.4. Comparación de las emisiones de NO _x medidas y calculadas con el factor de emisión de la US-EPA para los quemadores con configuración frontal.....	83
Figura 4.5. Comparación de las emisiones de NO _x medidas y calculadas con el factor de emisión del NAEI-UK para los quemadores con configuración frontal.....	84
Figura 4.6. Comparación de las emisiones de NO _x medidas y calculadas con el factor de emisión del IPCC para los quemadores con configuración frontal.....	84
Figura 4.7. Comparación de las emisiones de NO _x medidas y calculadas con el factor de emisión de la US-EPA para los quemadores con configuración tangencial.....	86
Figura 4.8. Comparación de las emisiones de NO _x medidas y calculadas con el factor de emisión del NAEI-UK para los quemadores con configuración tangencial.....	87
Figura 4.9. Comparación de las emisiones de NO _x medidas y calculadas con el factor de emisión del IPCC para los quemadores con configuración tangencial.....	87
Figura 4.10. Comparación de las emisiones de partículas medidas y calculadas con el factor de emisión de la US-EPA.....	89
Figura 4.11. Comparación de las emisiones de partículas medidas y calculadas con el factor de emisión del IPCC.....	89

Figura 4.12. Comparación de las emisiones de SO ₂ medidas y calculadas con el factor de emisión estequiométrico.....	98
Figura 4.13. Comparación de las emisiones de NO _x medidas y calculadas con el factor de emisión desarrollado en este trabajo para quemadores frontales.....	100
Figura 4.14. Comparación de las emisiones de NO _x medidas y calculadas con el factor de emisión desarrollado en este trabajo para quemadores tangenciales.....	101
Figura 4.15. Comparación de las emisiones de partículas medidas y calculadas con el factor de emisión desarrollado en este trabajo.....	103
Figura II.1. Prueba de normalidad de los datos de la carga y poder calorífico para la correlación con los datos de emisión de SO ₂	113
Figura II.2. Prueba de normalidad de los datos de azufre y densidad del combustóleo para la correlación con los datos de emisión del SO ₂	114
Figura II.3. Prueba de normalidad de los datos de emisión de SO ₂ para su correlación con la carga, contenido de azufre, densidad y poder calorífico del combustóleo utilizado en la operación de la Central Termoeléctrica.....	115
Figura II.4. Prueba de normalidad de los datos de la carga y poder calorífico para la correlación con los datos de emisión de NO _x	116
Figura II.5. Prueba de normalidad de los datos de azufre y densidad para la correlación con los datos de emisión de NO _x	117
Figura II.6. Prueba de normalidad de los datos de emisión de NO _x para su correlación con la carga, contenido de azufre, densidad y poder calorífico del combustóleo utilizado en la operación de la Central Termoeléctrica.....	118
Figura II.7. Prueba de normalidad de los datos de la carga y poder calorífico para la correlación con los datos de emisión de partículas.....	119

Figura II.8. Prueba de normalidad de los datos de azufre y densidad para la correlación con los datos de emisión de partículas.....	120
Figura II.9. Prueba de normalidad de los datos de emisión de partículas para su correlación con la carga, contenido de azufre, densidad y poder calorífico del combustóleo utilizado en la operación de la Central Termoeléctrica.....	121
Figura II.10. Prueba de normalidad para los datos de emisión de SO ₂ para las emisiones medidas en la Central Termoeléctrica y las emisiones calculadas con el factor de emisión de la US-EPA.....	122
Figura II.11. Prueba de normalidad para los datos de emisión de SO ₂ para las emisiones calculadas con el factor de emisión de NAEI-UK y el IPCC.....	123
Figura II.12. Prueba de normalidad a los datos de emisión de NO _x de las emisiones medidas en la Central Termoeléctrica y las calculadas con el factor de emisión de US-EPA para los quemadores con configuración frontal.....	124
Figura II.13. Prueba de normalidad a los datos de emisión de NO _x de las emisiones calculadas con el factor de emisión de NAEI-UK y el IPCC para los quemadores con configuración frontal.....	125
Figura II.14. Prueba de normalidad a los datos de emisión de NO _x de las emisiones medidas en la Central Termoeléctrica y las calculadas con el factor de emisión de US-EPA para los quemadores con configuración tangencial.....	126
Figura II.15. Prueba de normalidad a los datos de emisión de NO _x de las emisiones calculadas con el factor de emisión de NAEI-UK y el IPCC para los quemadores con configuración tangencial.....	127
Figura II.16. Prueba de normalidad para los datos de emisión de partículas para las emisiones medidas en la Central Termoeléctrica.....	128

Figura II.17. Prueba de normalidad para los datos de emisión de partículas para las emisiones calculadas con el factor de emisión de US-EPA y el IPCC.....	129
Figura II.18. Prueba de normalidad para los datos de emisión de SO ₂ para las emisiones medidas en la Central Termoeléctrica y las calculadas con el factor de emisión desarrollado en este trabajo.....	130
Figura II.19. Prueba de normalidad para los datos de emisión de SO ₂ para las emisiones medidas en la Central Termoeléctrica y las calculadas con el factor de emisión calculado estequiométricamente con una conversión del 98%.....	131
Figura II.20. Prueba de normalidad para los datos de emisión de SO ₂ para las emisiones medidas en la Central Termoeléctrica y las calculadas con el factor de emisión calculado estequiométricamente con una conversión del 94%.....	132
Figura II.21. Prueba de normalidad a los datos de emisión de NO _x de las emisiones medidas en la Central Termoeléctrica y las calculadas con el factor de emisión desarrollado en este trabajo para los quemadores con configuración frontal	133
Figura II.22. Prueba de normalidad a los datos de emisión de NO _x de las emisiones medidas en la Central Termoeléctrica y las calculadas con el factor de emisión desarrollado en este trabajo para los quemadores con configuración tangencial.....	134
Figura II.23. Prueba de normalidad para los datos de emisión de partículas para las emisiones medidas en la Central Termoeléctrica y las calculadas con el factor de emisión desarrollado en este trabajo.....	135
Figura III.1. Correlación de los datos de emisión de SO ₂ con las variables carga, poder calorífico, contenido de azufre y densidad del combustóleo.....	136
Figura III.2. Correlación de los datos de emisión de NO _x con las variables carga, poder calorífico, contenido de azufre y densidad del combustóleo.....	137

Figura III.3. Correlación de los datos de emisión de partículas con las variables carga, poder calorífico, contenido de azufre y densidad del combustóleo.....	138
Figura IV.1. Comparación de los datos de emisión de SO ₂ medidos en la Central Termoeléctrica y los calculados con los factores de emisión de la US-EPA.....	139
Figura IV.2. Comparación de los datos de emisión de SO ₂ medidos en la Central Termoeléctrica y los calculados con los factores de emisión del NAEI-UK.....	140
Figura IV.3. Comparación de los datos de emisión de SO ₂ medidos en la Central Termoeléctrica y los calculados con los factores de emisión del IPCC.....	141
Figura IV.4. Comparación de los datos de emisión de NO _x medidos en la Central Termoeléctrica y los calculados con los factores de emisión de la US-EPA para quemadores con configuración frontal.....	142
Figura IV.5. Comparación de los datos de emisión de NO _x medidos en la Central Termoeléctrica y los calculados con los factores de emisión de la NAEI-UK para quemadores con configuración frontal.....	143
Figura IV.6. Comparación de los datos de emisión de NO _x medidos en la Central Termoeléctrica y los calculados con los factores de emisión del IPCC para quemadores con configuración frontal.....	144
Figura IV.7. Comparación de los datos de emisión de NO _x medidos en la Central Termoeléctrica y los calculados con los factores de emisión de la US-EPA para quemadores con configuración tangencial.....	145
Figura IV.8. Comparación de los datos de emisión de NO _x medidos en la Central Termoeléctrica y los calculados con los factores de emisión del NAEI-UK para quemadores con configuración tangencial.....	146

Figura IV.9. Comparación de los datos de emisión de NO_x medidos en la Central Termoeléctrica y los calculados con los factores de emisión del IPCC para quemadores con configuración tangencial..... 147

Figura IV.10. Comparación de los datos de emisión de partículas medidos en la Central Termoeléctrica y los calculados con los factores de emisión de la US-EPA..... 148

Figura IV.11. Comparación de los datos de emisión de partículas medidos en la Central Termoeléctrica y los calculados con los factores de emisión del IPCC..... 149

Figura V.1. Gráfica y ecuación para el factor de emisión para partículas..... 160

Figura VI.1. Comparación de los datos de emisión de SO₂ medidos en la Central Termoeléctrica y los calculados con el factor de emisión obtenidos a partir de las emisiones en fuente..... 161

Figura VI.2. Comparación de los datos de emisión de SO₂ medidos en la Central Termoeléctrica y los calculados con el factor de emisión calculado estequiométricamente con una conversión del 98%..... 162

Figura VI.3. Comparación de los datos de emisión de SO₂ medidos en la Central Termoeléctrica y los calculados con el factor de emisión calculado estequiométricamente con una conversión del 94%..... 163

Figura VI.4. Comparación de los datos de emisión de NO_x medidos en la Central Termoeléctrica y los calculados con el factor de emisión desarrollado con este trabajo para quemadores con configuración frontal..... 164

Figura VI.5. Comparación de los datos de emisión de NO_x medidos en la Central Termoeléctrica y los calculados con el factor de emisión desarrollado con este trabajo para quemadores con configuración tangencial..... 165

Figura VI.6. Comparación de los datos de emisión de partículas medidos en la Central
Termoeléctrica y los calculados con el factor de emisión desarrollado
con este trabajo..... 166

RESUMEN

Los factores de emisión para centrales termoeléctricas en México presentan dos deficiencias importantes:

- Actualmente no se cuenta con factores de emisión propios para centrales termoeléctricas, por lo cual existe la necesidad de desarrollar algunos que sean aplicados para las condiciones de operación en nuestro País.
- Se están aplicando factores de emisión desarrollados por diferentes Agencias Ambientales en forma arbitraria ya que al momento de usarlos no se cuenta con la información necesaria por parte de nuestra industria. Estas Agencias son la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (US-EPA), el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC) y el Inventario Nacional de Emisiones Atmosféricas del Reino Unido (NAEI-UK).

Este estudio propone factores de emisión específicos para: dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x) y partículas para centrales termoeléctricas que consumen combustóleo como combustible. Esto se requiere debido a las diferencias encontradas entre las emisiones medidas (de acuerdo con el Protocolo de la Entidad de Acreditación Mexicana) y las emisiones calculadas usando factores de emisión por la US-EPA, IPCC y NAEI-UK.

Los factores de emisión de SO₂, NO_x y partículas fueron desarrollados dividiendo las emisiones medidas en una de las más importantes centrales termoeléctricas en México (SO₂: 35 muestras, NO_x (configuración tangencial): 20 muestras, NO_x (configuración frontal): 22 muestras y partículas: 15 muestras) entre el consumo de combustóleo de cada muestra, posteriormente cada factor de emisión obtenido fue promediado obteniendo de esta manera el nuevo factor de emisión para cada contaminante.

El nuevo factor de emisión obtenido en este estudio para SO₂ es 18.52S (Kg/m³ de combustóleo) y para partículas es 1.19S+0.27 (Kg/m³ de combustóleo) ambos con un contenido de azufre, S (2.25%-4.38%). El factor de emisión de NO_x para quemadores con configuración tangencial es de 5.14 (Kg/m³ combustóleo) y el factor de emisión de NO_x para quemadores con configuración frontal es de 8.37 (Kg/m³ combustóleo).

El nuevo factor de emisión fue probado en la misma central termoeléctrica en México. Como resultado de esta comparación entre las emisiones medidas y las emisiones calculadas con el nuevo factor de emisión para SO₂, NO_x configuración tangencial, NO_x configuración normal y partículas se encontró que las emisiones calculadas no fueron significativamente diferentes a las emisiones medidas.

ABSTRACT

The use of emission factors for power plants in Mexico presents two important aspects to take into consideration:

- Mexico lacks own emission factors for thermoelectric power plants and has the necessity to develop some that can be applied for operating conditions in Mexico.
- Even though there are emission factors developed by different Agencies such as the US-EPA, the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) and the National Atmospheric Emissions Inventory of the U.K. (NAEI-UK), these emission factors are being applied arbitrarily in developing countries because at the time of applying them, developing countries do not have the correct information by the industry.

This study proposes Mexico's specific emission factors for: sulfur dioxide (SO₂), nitrogen oxides (NO_x) and particles for thermoelectric power plants which use fuel oil. This is necessary given the differences found between measured emissions (according with Mexican Accreditation Entity Protocol) and calculated emissions using US-EPA, IPCC and NAEI-UK emission factors.

The emission factors for SO₂, NO_x and particles were developed by dividing measured emissions (SO₂: 35 samples, NO_x (tangential firing): 20 samples, NO_x (normal firing): 22 samples and particles: 15 samples) by their fuel oil consumption for each sample, subsequently each individual emission factor was averaged obtaining a new emission factor to each pollutant. The information to develop the emission factors was obtained from one of the most important thermoelectric power plant in Mexico.

The new emission factor obtained for SO₂ is 18.52**S** (Kg/m³ fuel oil) and for particles is 1.19**S**+0.27 (Kg/m³ fuel oil) both with a sulfur content, **S** (2.25%-4.38%). For NO_x tangential firing configuration is 5.14 (Kg/m³ fuel oil) and for NO_x normal firing configuration is 8.37 (Kg/m³ fuel oil).

The new emission factor was done in a Mexican thermoelectric power plant, as a result of the comparison between measured emissions and calculated emissions with the new emission factor for SO₂, NO_x tangential firing, NO_x normal firing and particles were not significantly different.

CAPÍTULO 1
INTRODUCCIÓN

1 INTRODUCCIÓN

Durante el año 2008 el sector de electricidad en México reportó una capacidad efectiva instalada de 38, 474 MW produciendo 157.2 TWh de electricidad. Aproximadamente el 27% de la electricidad en México fue generada por centrales termoeléctricas que consumen combustóleo (SENER, 2010), cuyo consumo se ha venido reduciendo y siendo reemplazado por el gas natural (CFE, 2009). Se prevé que para el año 2014 la electricidad generada en México por medio del combustóleo sea sólo del 14% (SENER, 2006).

Sin embargo el producir esta cantidad de electricidad trae como consecuencia la emisión de contaminantes atmosféricos. En el año 2002 la contribución porcentual, del sector de generación de electricidad, al total de emisiones nacionales en México fue del 55% para las emisiones de dióxido de azufre (SO_2), 27% para las emisiones de óxidos de nitrógeno (NO_x) y el 30% para las emisiones de dióxido de carbono (CO_2), además el 79% de las emisiones de SO_2 , el 35% de las emisiones de NO_x y el 60% de las emisiones de CO_2 correspondieron a las emisiones generadas por la combustión del combustóleo (Miller et al., 2004).

Para controlar, minimizar e incluso prevenir las emisiones de contaminantes producidas por las centrales termoeléctricas es necesario cuantificarlas para que de esta manera se pueda conocer el impacto ambiental potencial.

Existen varios métodos para cuantificar las emisiones de contaminantes atmosféricos producidas por la fuente. Estos son: factores de emisión; datos históricos de muestreo en fuente; balances de materia; cálculos de ingeniería y modelos matemáticos. De estos, el más común y fácil de usar es el método de factores de emisión (valor representativo que relaciona la cantidad emitida de un contaminante con una actividad o parámetro asociado al proceso), ya que es aplicable a cualquier tipo de emisión, a todas las escalas y su uso es de bajo costo (SEMARNAT, 2001).

Aunque existan factores de emisión desarrollados por diferentes Agencias Ambientales como son la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (US-EPA), el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC) y el Inventario Nacional de Emisiones a la Atmósfera del Reino Unido (NAEI-UK), estos factores de emisión están siendo aplicados arbitrariamente ya que al momento de usarlos no se cuenta con la información necesaria, como es la configuración de los quemadores, el tipo de combustible y sus características, sistemas de control, entre otros. Además es necesario para poder aplicar correctamente los factores de emisión conocer cómo fueron creados y sus limitaciones.

El uso de factores de emisión es muy utilizado en México para calcular las emisiones de contaminantes; un ejemplo de esto es el Inventario Nacional de Emisiones de México, 1999 (INEM) elaborado por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), que aplicó factores de emisión reportados por la US-EPA para el cálculo de las emisiones que se presentan en dicho inventario, el cual sirve como base para el mejoramiento de la calidad del aire en México (SEMARNAT et al., 2006).

Actualmente en nuestro país no existen factores de emisión para los procesos de generación de electricidad por termoeléctricas, por lo que es necesario desarrollar nuevos factores de emisión que sean aplicables a las condiciones de operación en México, con el fin de obtener un mejor control y/o prevención de las emisiones de contaminantes atmosféricos.

Meta

Determinar con base en la información disponible sobre emisiones a la atmósfera en este caso de estudio, los factores de emisión aplicables en México para las centrales termoeléctricas que consumen combustóleo.

Objetivos

En tanto que los objetivos, derivado de lo anterior son los siguientes:

- Revisar la información disponible con relación a emisiones de centrales termoeléctricas en México.
- Revisar la normatividad ambiental vigente en México en relación a centrales termoeléctricas.
- Investigar las distintas metodologías para la determinación de emisiones y factores de emisión en centrales termoeléctricas, tanto a nivel nacional como internacional.
- Evaluar la información proporcionada por la Comisión Federal de Electricidad para las centrales termoeléctricas consideradas en este estudio.
- Establecer los factores de emisión propios para México con base en la información disponible y proporcionada por la Comisión Federal de Electricidad.
- Dar recomendaciones para el uso de los factores de emisión obtenidos y recomendar futuras áreas de oportunidad de acuerdo a los resultados de los primeros objetivos.

CAPÍTULO 2
ANTECEDENTES

2 ANTECEDENTES

2.1 Centrales Termoelectricas en México

Existen varios tipos de centrales termoelectricas (CT) dependiendo del tipo de tecnología utilizada para hacer girar los generadores eléctricos. La Comisión Federal de Electricidad en México (CFE) clasifica a las CT de la siguiente manera:

- *De Vapor o Termoelectrica Convencional:* Con vapor de agua se produce el movimiento de una turbina acoplada al generador eléctrico.
- *De Turbogas:* Con los gases de combustión se produce el movimiento de una turbina acoplada al generador eléctrico.
- *De Combustión Interna:* Están equipadas con motores de combustión interna en la que aprovechan la expansión del gas de combustión para obtener energía mecánica, que luego se transforma en energía eléctrica en el generador.
- *De Ciclo Combinado:* Combinación de tecnologías; primero la de turbogas y posteriormente la de vapor. La alta temperatura de los gases de combustión que se utilizaron en las unidades de turbogas se aprovecha para calentar agua que pasa a vapor y de esta manera generar energía eléctrica adicional.

La clasificación de las CT también va a depender del combustible primario utilizado para la producción de vapor:

- *Vapor:* Las que utilicen combustóleo, gas natural y diesel.
- *Carboeléctrica:* Las que utilicen solo carbón.
- *Dual:* Las que utilicen combustóleo-carbón o combustóleo-gas.
- *Geotermoelectrica:* Las que utilicen vapor extraído del subsuelo.
- *Nucleoeléctrica:* Las que utilicen uranio enriquecido.

Por lo tanto siguiendo la clasificación descrita anteriormente, este estudio está enfocado a centrales termoeléctricas de tipo vapor que consumen combustóleo como combustible primario.

2.1.1 Operación de una central termoeléctrica.

Una central termoeléctrica de tipo vapor como se muestra en la *figura 2.1* es una instalación industrial en la que la energía química del combustible se transforma en energía calorífica para producir vapor de agua; éste se conduce a la turbina donde su energía cinética se convierte en energía mecánica, la que se transmite al generador para producir energía eléctrica (CFE, 2009).

Estas centrales utilizan el poder calorífico de combustibles fósiles para calentar agua y producir vapor con temperaturas del orden de los 520°C y presiones entre 120 y 170 kg/cm², para impulsar las turbinas que giran a 3600 r.p.m (CFE, 2009).

El proceso de la generación de electricidad por centrales termoeléctricas de tipo vapor que consumen combustóleo empieza con la transportación del combustible por medio de oleoductos (*figura 2.1 (1)*) para hacerlo llegar a los tanques de almacenamiento de mayor capacidad (*figura 2.1 (2)*) y después hacer la distribución a los tanques de almacenamiento diario de menor capacidad (*figura 2.1 (5)*) dependiendo de la demanda de generación de electricidad.

El combustóleo pasa por un proceso de precalentamiento (*figura 2.1 (7)*) para que de esta manera se fluidifique y posteriormente sea bombeado hacia los quemadores ubicados en el generador de vapor (*figura 2.1 (9)*).

El combustóleo es quemado para que los gases producto de la combustión calienten el agua desmineralizada proveniente de dos fuentes: la primera fuente es agua de pozo, agua tratada o agua de mar (*figura 2.1 (16)*); la otra fuente es agua recuperada en el condensador (*figura 2.1 (17)*) después de haber pasado como vapor de agua en la

turbina de baja presión mostrado en la *figura 2.1 (28)*. Todo lo anterior tiene como propósito generar el vapor utilizado por los álabes de las turbinas de alta, intermedia y baja presión (*figura 2.1 (27), (28)*) que se encuentran acopladas a un generador eléctrico (*figura 2.1 (29)*) para que de esta manera se genere la energía eléctrica (*figura 2.1 (32)*).

El ventilador de tiro forzado (*figura 2.1 (8)*) es el que sirve para alimentar el oxígeno necesario para llevar a cabo la combustión. Por otro lado, el ventilador de recirculación de gases (*figura 2.1 (10)*) sirve como su nombre lo indica para recircular aquellos gases producto de la combustión que aún presentan alto poder calorífico y puedan ser utilizados para seguir generando vapor de agua. Una vez que estos gases ya no son capaces de calentar el agua para generar vapor son pasados a través del ventilador de tiro inducido (*figura 2.1 (11)*), conduciendo así los gases de combustión por la chimenea (*figura 2.1 (12)*) en donde se lleva a cabo el muestreo de emisiones a la atmósfera.

Algunas CT pueden tener equipos de control antes de llegar al ventilador de tiro inducido y de esta manera reduzcan sus emisiones a la atmósfera; además pueden contar con equipo de monitoreo continuo instalado entre el ventilador de tiro inducido y la chimenea.

Determinación de factores de emisión aplicables a México para Centrales Termoelectricas que consumen combustóleo como combustible.

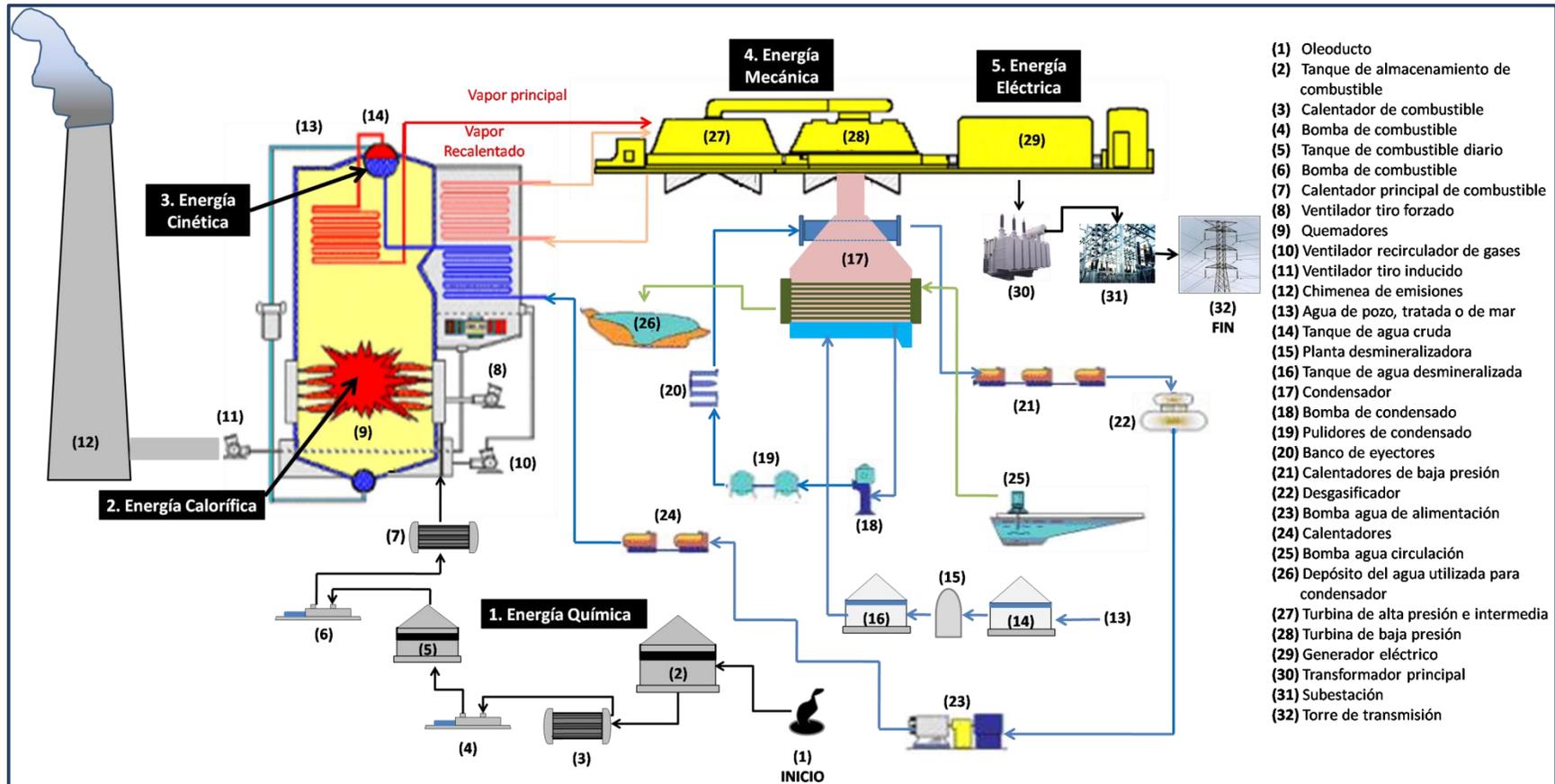


Figura 2.1. Esquema del proceso de las centrales termoeléctricas tipo vapor y secuencia de transformaciones de energía. (Adaptado de CFE, 2009)

2.1.2 Tipo de quemadores en las centrales termoeléctricas.

Conocer el tipo de configuración de los quemadores es muy importante para el caso de las emisiones de NO_x .

Hay dos tipos de quemadores utilizados en las centrales termoeléctricas:

- *Quemadores con configuración frontal* (Ver figura 2.2): Los quemadores se encuentran situados en hileras en la pared frontal y/o trasera del hogar¹. Esta configuración se caracteriza por la presencia de llamas múltiples lo que no permite tener una flama homogénea para quemar el combustible (MAVDT, 2009).

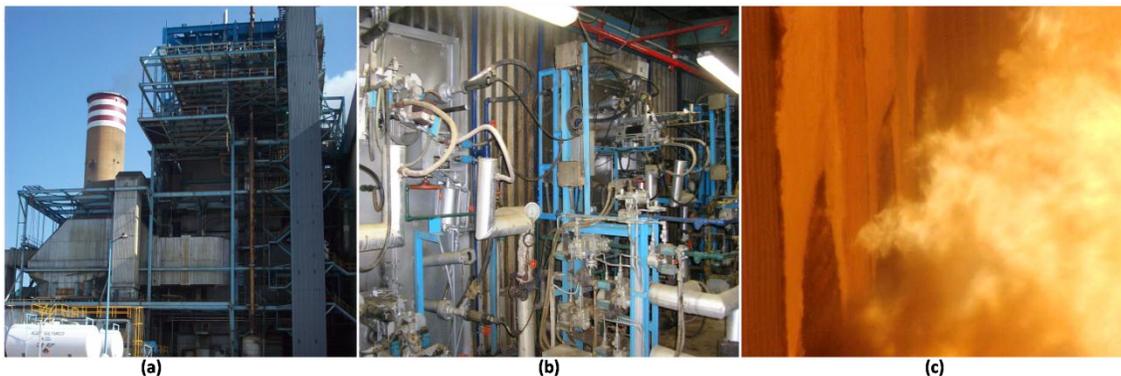


Figura 2.2. (a) Vista exterior de un generador de vapor con quemadores frontales. (b) Vista exterior de los quemadores frontales. (c) Vista del interior del hogar donde se encuentran ubicados los quemadores frontales.

- *Quemadores con configuración tangencial* (Ver figura 2.3): En este tipo de configuración los quemadores se encuentran situados en las esquinas de cada pared y a diferentes niveles en el hogar. La flama dirigida tangencialmente forma un círculo imaginario en el centro del hogar, creando una zona de gran turbulencia y generando una flama más homogénea que da una mayor

¹ Lugar donde se encuentran ubicados todos los quemadores

estabilidad de combustión y previene altas temperaturas, disminuyendo la formación de NO_x (MAVDT, 2009).

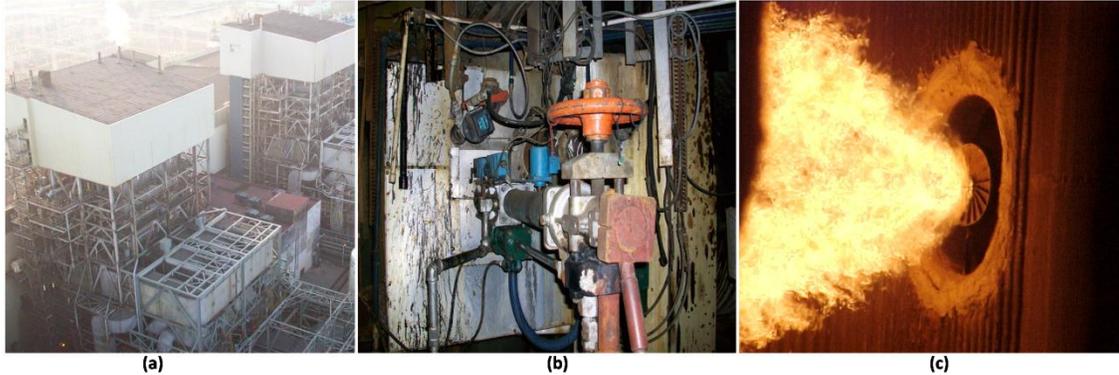


Figura 2.3. (a) Vista exterior de un generador de vapor con quemadores tangenciales. (b) Vista exterior de los quemadores tangenciales. (c) Vista del interior del hogar donde se encuentran ubicados los quemadores tangenciales.

2.1.3 Centrales termoeléctricas que consumen combustóleo en México.

La principal tecnología para generar energía eléctrica en México es la termoeléctrica convencional, la cual en el año 2008 tuvo en operación veinte CT que consumen combustóleo como combustible.

En la *tabla 2.1* se presentan algunas de las características de las CT que estuvieron en operación, como son: el tipo de tecnología utilizada, el número de unidades, su capacidad instalada, su generación de electricidad y su factor de planta².

² Indicador del grado de utilización de la capacidad de unidades generadoras en un periodo específico. Se calcula como el cociente entre la generación media de la unidad y su capacidad efectiva instalada (SENER, 2006).

Tabla 2.1. Lista de las centrales termoeléctricas que consumen combustóleo en México. (Adaptado de SENER, 2006; CFE, 2009; SENER, 2010)

Central Termoeléctrica	Entidad Federativa	Tecnología	No. de unidades	Capacidad efectiva (MW)	Generación Bruta (GWh)	Factor planta (%)	Combustible
1. Tuxpan (Adolfo López Mateos)	Veracruz	TC/TG	7	2,263	5,908	29.7	COM y GAS
2. Tula (Francisco Pérez Ríos)	Hidalgo	TC/CC	11	2,035	9,748	54.5	COM Y GAS
3. Manzanillo I	Colima	TC	4	1,200	4,730	44.9	COM
4. Pdte. Juárez	B.C.	TC/CC/TG	11	1,026	789	8.7	COM y GAS
5. Salamanca	Guanajuato	TC	4	866	2,228	29.3	COM y GAS
6. Altamira	Tamaulipas	TC	4	800	777	11.1	COM y GAS
7. Manzanillo II	Colima	TC	2	700	3,582	58.3	COM
8. Villa de Reyes	S.L.P.	TC	2	700	3,030	49.3	COM
9. Puerto Libertad	Sonora	TC	4	632	2,261	40.7	COM
10. Mazatlán II	Sinaloa	TC	3	616	2,315	42.8	COM
11. Río Bravo	Tamaulipas	TC/TG	4	511	268	6	COM y GAS
12. Guaymas II	Sonora	TC	4	484	1,448	34.1	COM
13. Francisco Villa	Chihuahua	TC	5	300	1,033	39.1	COM y GAS
14. Topolobampo II	Sinaloa	TC	3	320	1,449	51.6	COM
15. Lerdo	Durango	TC	2	320	1,289	45.9	COM
16. Samalayuca	Chihuahua	TC	2	316	897	32.3	COM y GAS
17. Valladolid	Yucatán	TC/CC	5	295	1,524	58.8	COM y GAS
18. Mérida II	Yucatán	TC	2	168	953	54.8	COM y GAS
19. Lerma	Campeche	TC	4	150	784	59.5	COM
20. Punta Prieta	B.C.S.	TC	3	113	623	63	COM

TC: Termoeléctrica Convencional, CC: Ciclo Combinado, TG: TurboGas, COM: Combustóleo, GAS: Gas natural

Como se puede observar en la *tabla 2.1* de las veinte CT, las más importantes en el país por su capacidad instalada³ y generación bruta⁴ de energía son las centrales termoeléctricas Pdte. Adolfo López Mateos en Tuxpan, Veracruz que presenta la mayor capacidad efectiva instalada de 2,263MW (2,100MW corresponden por consumo de combustóleo) con un factor de planta de 29.7% y una generación bruta en el año 2008 de 5,908 GWh y la central termoeléctrica Francisco Pérez Ríos ubicada en Tula, Hidalgo que presenta la mayor generación bruta para el mismo año con 9,748 GWh, y un factor de planta de 54.5%.

³ Capacidad de una unidad generadora que se determina tomando en cuenta las condiciones ambientales y el estado físico de las instalaciones y corresponde a la capacidad de placa corregida por efecto de degradaciones permanentes debidas al deterioro o desgaste de los equipos que forman parte de la unidad (SENER, 2006).

⁴ Energía que se produce en las centrales eléctricas, medida en las terminales de los generadores. Una parte pequeña de esta energía es utilizada para alimentar los equipos auxiliares de la propia central (usos propios) y el resto es entregado a la red de transmisión (generación neta) (SENER, 2006).

2.2 Emisiones a la Atmósfera Derivadas de la Operación de las Centrales Termoeléctricas que Consumen Combustóleo en México.

Los inventarios de emisiones son instrumentos indispensables en los procesos de gestión de calidad del aire y toma de decisiones; son el punto de partida para la implementación, evaluación y ajuste de programas y medidas de control tendientes a mejorar la calidad del aire (SEMARNAT et al., 2006).

En el Inventario Nacional de Emisiones de México, 1999, elaborado por la SEMARNAT *et al.* (2006) reporta las emisiones en las 32 entidades federativas que integran al país, siendo 1999 el año base para el cálculo de las emisiones de los contaminantes monóxido de carbono (CO), óxidos de azufre (SO_x)⁵, óxidos de nitrógeno (NO_x)⁶, compuestos orgánicos volátiles (COV), partículas (PM₁₀ y PM_{2.5}) y amoníaco (NH₃).

El INEM muestra la información sobre emisiones organizada por tipos de fuentes incluyendo las fijas, las de área, las móviles (carreteras y no carreteras) y las naturales. Asimismo, contiene los resultados de las estimaciones por entidad federativa y un mayor nivel de detalle en sus anexos, disgregando la información por municipio y por contaminante.

Por lo que respecta al cálculo de las emisiones por el INEM para las plantas generadoras de electricidad de la CFE, los datos fueron recibidos directamente de la Secretaría de Energía (SENER); donde casi el 70 por ciento de las emisiones de combustión se calcularon usando factores de emisión del AP-42 por la U.S. EPA, 1995 y las restantes se basaron en mediciones reportadas por las propias centrales.

⁵ Las emisiones de óxidos de azufre (SO_x) son la suma de las emisiones de dióxido de azufre (SO₂) y trióxido de azufre (SO₃). Las emisiones de SO₂ y SO₃ son formados al momento de ser quemado el combustible debido al contenido de azufre que presenta. A causa de las condiciones de equilibrio en la temperatura del calentador, el SO₃ se transforma a SO₂, y por lo tanto la cantidad de SO₂ que fluye por la chimenea es el 99% del SO_x total (CORINAIR, 2006).

⁶ Las emisiones de óxidos de nitrógeno (NO_x) son la suma de las emisiones del monóxido de nitrógeno (NO) y el dióxido de nitrógeno (NO₂). El principal compuesto es el NO el cual contribuye con más del 90% de las emisiones de NO_x. Otros óxidos de nitrógeno como el trióxido de dinitrógeno (N₂O₃), tetraóxido de dinitrógeno (N₂O₄) y el pentóxido de dinitrógeno (N₂O₅) están presentes pero en cantidades despreciables. El óxido nitroso (N₂O) se considera de manera separada (CORINAIR, 2006).

Como resultado de este inventario nacional de emisiones se tiene que las emisiones en México producidas por las plantas de generación de electricidad con un número de 73 establecimientos son: 259, 833.8 Mg/año de NO_x, las cuales representan el 57.89% de las emisiones totales a nivel nacional, las emisiones de SO_x son 1,604,849.2 Mg/año las cuales representan el 60.93% de las emisiones totales, las emisiones de COV son 11,394.4 Mg/año las cuales representan el 4.60% de las emisiones totales, las emisiones de CO son 25,310.8 Mg/año las cuales representan el 15.10% de las emisiones totales, las emisiones de PM₁₀ son 79,508.3 Mg/año las cuales representan el 26.74% de las emisiones totales y las emisiones de PM_{2.5} son 62,884.7 Mg/año las cuales representan el 31.59% de las emisiones totales.

En la *tabla 2.2* se presentan las emisiones por las diferentes plantas de generación de electricidad, incluyendo a las centrales termoeléctricas entre otras. También se presentan las emisiones por entidad federativa donde fueron localizadas las veinte CT que consumen combustóleo como combustible presentadas en la *tabla 2.1*.

Tabla 2.2. Emisiones de las diferentes plantas de generación de electricidad por entidad federativa en México reportadas en el INEM, 1999. (Adaptado de SEMARNAT et al., 2006)

Entidad federativa	No. de establecimientos	Emisiones anuales (Mg/año)					
		NO _x	SO _x	COV	CO	PM ₁₀	PM _{2.5}
B.C	4	4,294.5	24,195.9	68.0	448.0	1,633.3	1,604.7
B.C.S	7	4,750.3	18,782.9	511.2	865.2	1,070.9	831.8
Campeche	1	2,057.7	21,145.8	38.9	187.1	981.0	708.2
Chihuahua	6	10,144.7	59,725.8	454.0	2,042.3	3,822.0	3,755.0
Colima	1	14,776.6	187,530.6	2,619.4	1,572.5	8,657.6	6,252.6
Durango	4	3,640.7	19,672.4	358.3	567.9	1,080.3	828.0
Guanajuato	1	7,123.8	90,224.3	1,261.1	757.5	4,166.6	3,009.5
Hidalgo	2	16,361.6	150,700.7	456.6	2,702.3	7,115.0	5,170.5
S.L.P	1	5,374.2	68,175.1	953.8	572.3	3,147.3	2,272.9
Sinaloa	2	8,985.5	92,308.6	169.7	817.4	5,153.5	3,357.5
Sonora	7	8,636.4	123,358.0	159.6	1,113.8	7,635.2	7,501.4
Tamaulipas	3	8,138.7	103,724.2	169.7	1,239.4	1,102.3	1,083.0
Veracruz	3	7,254.2	5,924.1	3,905.1	3,127.8	5,680.6	5,372.6
Yucatán	2	2,579.7	26,089.9	56.3	240.6	1,131.8	874.1

Combinando la *tabla 2.1* con la *tabla 2.2* se tiene como resultado que las emisiones presentadas en la *tabla 2.2* para las entidades federativas de Colima, Guanajuato,

Sinaloa, Yucatán y Campeche son el resultado de la generación de electricidad por centrales termoelectricas que consumen combustóleo.

Miller *et al.* (2004) calcularon las emisiones producidas durante el año 2002 por las centrales eléctricas en América del Norte, obteniendo como resultado para México, que la contribución porcentual del sector de generación de electricidad al total de emisiones nacionales son: para el SO₂ el 55%, para el NO_x el 27% y para el CO₂ el 30%.

Asimismo haciendo un análisis de la información presentada por Miller *et al.*, (2004) se tiene la figura 2.4, la cual muestra la contribución porcentual de cada combustible utilizado para generar electricidad en México con respecto a las emisiones generadas.

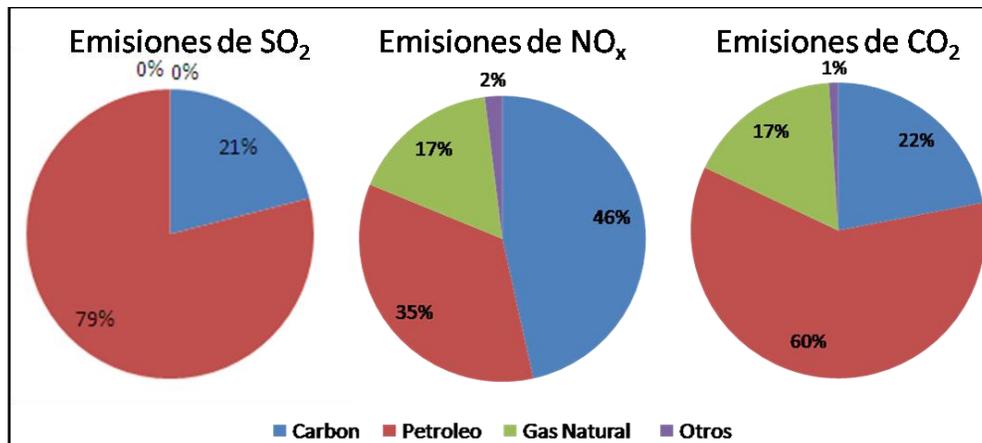


Figura 2.4. Contribución porcentual de los diferentes tipos de combustible con respecto a las emisiones de SO₂, NO_x y CO₂.

Como se muestra en la *tabla 2.3*, no necesariamente las CT que presenten la mayor generación de electricidad tendrán el mayor índice de emisiones (unidades de masa de contaminante por energía generada); ésto se cumple para los tres contaminantes SO₂, NO_x y CO₂, debido a que las centrales pueden contar con algún tipo de control o que unas son mejor operadas que otras.

La central termoeléctrica con el mayor índice de emisiones en el año 2002 fue Topolobampo II (Sinaloa) para el NO_x y Lerma (Campeche) para el caso de SO₂ y CO₂. Sin embargo la central termoeléctrica que presentó la mayor emisión de SO₂, NO_x y CO₂ en masa de contaminante por año fue la central termoeléctrica Pdte. Adolfo López Mateos, localizada en Tuxpan, Veracruz.

Tabla 2.3. Emisiones e índice de emisiones de SO₂, NO_x y CO₂ para las CT que consumen combustóleo en México. (Adaptado de Miller *et al.*, 2004)

Central Termoeléctrica	Generación (MWh)	Emisiones de SO ₂ (Mg)	Índice de emisiones de SO ₂ (Kg/MWh)	Emisiones de NO _x (Mg)	Índice de emisiones de NO _x (Kg/MWh)	Emisiones de CO ₂ (Mg)	Índice de emisiones de CO ₂ (Kg/MWh)
Tuxpan (Adolfo López Mateos)	15,030,690	253,430	16.86	15,899	1.06	10,603,037	705
Tula (Fco. Pérez Ríos)	9,734,170.0	158,326	16.26	10,949	1.12	7,270,331	747
Manzanillo I	6,449,140	107,032	16.60	6,146	0.95	4,802,602	745
Manzanillo II	5,034,400	75,416	14.98	4,555	0.90	3,582,059	712
Salamanca	4,841,380	83,019	17.15	5,393	1.11	3,762,227	777
Altamira	4,655,850	86,451	18.47	6,899	1.48	3,710,679	797
Puerto Libertad	3,349,740	61,159	18.26	3,289	0.98	2,604,163	777
Mazatlán II	3,284,120	61,155	18.62	4,056	1.23	2,601,296	792
Villa de Reyes	2,925,990	45,727	15.63	2,882	0.98	2,175,635	744
Guaymas II	2,259,290	41,972	18.58	2,958	1.31	1,784,843	790
Topolobampo II	1,996,550	36,131	18.10	2,775	1.39	1,496,539	750
Lerdo	1,980,460	36,173	18.27	1,892	0.96	1,498,768	757
Francisco Villa,	1,919,730	29,196	15.21	2,871	1.50	1,484,702	773
Río Bravo	1,745,990	24,388	13.97	1,634	0.94	1,262,872	723
Pdte. Juárez	1,488,840	7,019	4.71	2,392	1.61	1,161,186	780
Samalayuca	1,232,800	22,379	18.15	1,814	1.47	972,697	789
Mérida II	1,099,710	17,497	15.91	1,151	1.05	897,935	817
Lerma	812,720	17,742	21.83	1,005	1.24	796,032	979
Punta Prieta	621,830	6,004	9.66	833	1.34	570,497	917
Valladolid	414,970	8,409	20.27	709	1.71	381,132	918

2.3 Normatividad Ambiental Vigente Referente a Centrales Termoeléctricas.

2.3.1 Normas de calidad del aire en México.

La Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente y su Reglamento en materia de Prevención y Control de la Contaminación de la Atmósfera, señalan que la calidad del aire debe ser satisfactoria en todos los asentamientos humanos y regiones del país, y que la Secretaría de Desarrollo Social, expedirá, en coordinación con la Secretaría de Salud en lo referente a la salud humana, las normas oficiales mexicanas (NOMs) correspondientes, especificando los niveles permisibles de emisión e inmisión por contaminante y por fuente de contaminación, de acuerdo con el reglamento respectivo (SSA, 1993).

Con lo anterior se crean las normas de calidad del aire en México o de inmisión que son las NOMs que fijan la concentración a la cual un contaminante no debe excederse en un periodo de tiempo dado y con una frecuencia determinada. (Ver *tabla 2.4*)

2.3.1 Normas de emisión en México.

Las normas de emisión son las NOMs que establecen los límites máximos permisibles de descarga o emisión de contaminantes a la atmósfera. Están referidos al tipo de industria o proceso en particular y pueden estar relacionadas con la producción, unidad de alimentación, volumen de combustible consumido entre otros.

Tabla 2.4. Normas de calidad del aire vigentes para México.

Contaminante	Norma Oficial Mexicana	Límite máximo permisible		Frecuencia	Método de Prueba Norma de Referencia	Principio de Detección
		ppm	$\mu\text{g}/\text{m}^3$ ⁽¹⁾			
Ozono (O ₃)	NOM-020-SSA1 1993	0.11	216	Promedio horario, una vez al año	NOM-036-SEMARNAT 1993	Luminiscencia Química
Monóxido de Carbono (CO)	NOM-021-SSA1 1993	11.00	12,595	Promedio móvil de ocho horas una vez al año	NOM-034-SEMARNAT 1993	Absorción infrarroja por medio dispersivo
Bióxido de azufre (SO ₂)	NOM-022-SSA1 1993	0.13	341	En 24 horas una vez al año	NOM-038-SEMARNAT 1993	Método pararrosanilina. Método equivalente fluorescencia
		0.03	79	Media aritmética anual		
Bióxido de Nitrógeno (NO ₂)	NOM-023-SSA1 1993	0.21	395	Una hora una vez al año	NOM-037-SEMARNAT 1993	Quimioluminiscencia en fase gaseosa
Partículas Suspendidas Totales (PST)	NOM-025-SSA1 1993		210	Promedio de 24 horas	NOM-035-SEMARNAT 1993	Gravimétrico (Hi-Vol)
Partículas menores a 10 micrómetros (PM ₁₀)	NOM-025-SSA1 1993		120	Promedio de 24 horas	Lo que determine la Secretaria de Desarrollo Social	Gravimétrico
			50	Promedio anual		
Partículas menores a 2.5 micrómetros (PM _{2.5})	NOM-025-SSA1 1993		65	Promedio de 24 horas	Lo que determine la Secretaria de Desarrollo Social	Gravimétrico
			15	Promedio anual		
Plomo (Pb)	NOM-026-SSA1 1993		1.5	En un periodo de tres meses promedio aritmético	Lo que determine la Secretaria de Desarrollo Social	Espectroscopia de absorción atómica.

(1) Concentración a condiciones estándar, es decir 25°C y 1 atm.

En relación a centrales termoeléctricas actualmente solo aplican dos Normas Oficiales Mexicanas descritas a continuación:

NOM-085-SEMARNAT-1994: Esta norma es aplicable para fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles sólidos, líquidos o gaseosos o cualquiera de sus combinaciones. Establece los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales, bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno y los requisitos y condiciones para la operación de los equipos de calentamiento indirecto por combustión, así como los niveles máximos permisibles de emisión de bióxido de azufre

en los equipos de calentamiento directo por combustión (SEMARNAT, 2003). Sin embargo esta Norma Oficial tiene como sucesor el Proyecto de Modificación de la NOM-085 publicada en el año 2008 (SEMARNAT, 2008).

A continuación se presentan algunos puntos importantes sobre el Proyecto de Modificación de la NOM-085. En la *tabla 2.5* se muestra las propiedades de los combustibles convencionales en México. Cabe destacar que el factor de emisión presentado para SO₂ se calculó de manera estequiométrica⁷ considerando el porcentaje de azufre en el combustible.

Tabla 2.5. Propiedades de combustibles convencionales. (SEMARNAT, 2008)

Combustible	Poder calorífico (MJ/Kg)	Peso Específico (Kg/l)	Componentes principales			FE _{SO2} (g/Kg)	F _d (m ³ /GJ)
			Azufre (%)	Nitrógeno (%)	Agua (%)		
Gas Natural	52	-	-	-	-	≈ 0	238
Gas L.P.	48+	0.504 ⁽²⁾ 0.580 ⁽²⁾	0.014 ⁽²⁾	-	-	≈ 0	238
Diesel Industrial	48	-	0.05 0.5 ⁽¹⁾	- ⁽¹⁾	0.05 ⁽¹⁾	1	251
Gasóleo Doméstico	42	0.905 ⁽²⁾ 0.911 ⁽²⁾	0.05 ⁽¹⁾	- ⁽¹⁾	0.5 ⁽²⁾	-	251
Combustóleo pesado	42	1.000 ⁽²⁾	4.0 ⁽¹⁾	Informar ⁽¹⁾	1.0 ⁽¹⁾	80	251
Combustóleo ligero	43	0.966 ⁽²⁾	2.0 4.0 ⁽¹⁾	-	1.0 ⁽¹⁾	40	251
Carbón mineral	Varía	-	-	-	-	-	270
Coque de petróleo	31	-	7.0 6.5 ⁽²⁾	-	15 ⁽²⁾	140	270

F_d: volumen de productos de la combustión por GJ de energía en el combustible, m³/GJ, en condiciones de referencia: base seca, 25°C, 1 atm.

FE_{SO2}: factor de emisión de SO₂ del combustible, g/Kg.

⁽¹⁾NOM-086-SEMARNAT

⁽²⁾Hoja Técnica de Especificaciones de PEMEX-Refinación.

La NOM-085 de igual manera presenta los niveles máximos permisibles de emisión (NMPE). Éstos van a depender de la capacidad del equipo y la región donde se aplique.

⁷El término estequiometría viene del griego *Stoicheion* (elemento) y *metron* (medida), es decir, estequiometría significa forma de medir y/o calcular la cantidad de materia en su forma de elemento o compuesto, que intervienen en un proceso químico de transformación. La estequiometría es parte de la química encargada del estudio de las relaciones cuantitativas entre las sustancias que intervienen en una reacción química. (Correa, 2004)

Esta norma establece tres regiones (SEMARNAT, 2003; SEMARNAT-SENER-SCFI, 2005):

- *Zona Metropolitana del Valle de México (ZMVM)*: Para efectos de esta norma es el área integrada por las 16 Delegaciones Políticas del Distrito Federal y los siguientes 17 municipios del Estado de México.
- *Zonas Críticas (ZC)*: Aquellas en las que por sus condiciones topográficas y meteorológicas se dificulte la dispersión o se registren altas concentraciones de contaminantes a la atmósfera; se considera a la Zona Metropolitana de Guadalajara, Zona Metropolitana de Monterrey, corredor industrial Coahuila-Coahuila, corredor industrial Irapuato-Celaya-Salamanca, corredor industrial Tula-Vito-Aspasco, corredor industrial de Tampico-Madero-Altamira, el municipio de Ciudad Juárez en el estado de Chihuahua y el área integrada por los municipios de Tijuana y Rosarito en el estado de Baja California.
- *Resto del país (RP)*: Para efectos de esta norma oficial mexicana, es toda la extensión territorial nacional excluyendo las Zonas Críticas.

La *tabla 2.6* presenta los niveles máximos permisibles de emisión de los equipos existentes a la entrada en vigor de la NOM-085 para calderas, generadores de vapor, quemadores de aceite térmico u otro tipo de fluidos, hornos y secadores de calentamiento indirecto. Solamente se presentan los NMPE para equipos con una capacidad entre 29-147 MW y mayores a 147MW.

Tabla 2.6. Niveles máximos permisibles de emisión 1º de enero de 1998.
(Adaptado de SEMARNAT, 2008)

Capacidad del equipo (GJ/h)	Tipo de combustible	Humo, # de mancha	Partículas ⁽¹⁾ (mg/m ³)			SO ₂ ⁽²⁾ (ppm)			NO _x (ppm)			CO (ppm)		
			ZMVM	ZC	RP	ZMVM	ZC	RP	ZMVM	ZC ⁽³⁾	RP	ZMVM	ZC	RP
Mayor de 106 a 530	Sólido y Líquido	NA	60	250	350	550	1,100	2,200	110	110	375	400	400	500
	Gaseoso	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	110	110	375	400	450	500
Mayor de 530	Sólido y Líquido	NA	60	250	350	550	1,100	2,200	110	110	375	400	400	500
	Gaseoso	NA	NA	NA	NA	NA	NA	550 ⁽⁴⁾	110	110	375	400	450	500

NA: No Aplica

⁽¹⁾Concentraciones en volumen y base seca, en condiciones de referencia de 25°C, 1 atm y 5% de O₂

⁽²⁾Concentración correspondiente al empleo de combustible de 0.5, 2 y 4% de S en peso, respectivamente en ZMVM, ZC y RP.

⁽³⁾Para NO_x, los corredores industriales considerados como ZC, en este caso se consideran como Resto del País.

⁽⁴⁾A partir del 1 de enero de 2011, el nivel máximo permisible de emisión de SO₂ de equipos mayores de 530 GJ/h en las Zonas Críticas será 550 ppm_v.

La *tabla 2.7* presenta la frecuencia con la que se deben realizar los muestreos en la fuente de emisión para el caso de partículas, SO₂, NO_x y CO para cumplir con la normatividad vigente.

Tabla 2.7. Frecuencia de medición para la verificación del cumplimiento.
(Adaptado de SEMARNAT, 2008)

Capacidad del equipo GJ/h	Tipo de combustible	Humo (Como indicador de partículas)	Partículas mg/m ³	SO ₂ ppm _v	NO _x ppm _v	CO ppm _v
Mayor de 106 a 530	Sólidos y líquidos	NA	Semestral	Semestral	Semestral	Semestral o determinación de O ₂
	Gaseoso	NA	NA	NA	Semestral	
Mayor de 530	Sólidos y Líquidos	Opacidad ⁽¹⁾	Semestral	Semestral ⁽¹⁾	Semestral ⁽²⁾	Semestral
	Gaseoso	NA	NA	NA		

NA: No Aplica

⁽¹⁾Equipos nuevos >1000 GJ/h que usen combustibles con más de 1% S: Sistemas de monitoreo continuo de emisiones (SMCE) para O₂, opacidad y O₂

⁽²⁾Equipos mayores de 1000 GJ/h deberán medir con SMCE en ZMVM, ZMG y ZMM

NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005: Esta Norma Oficial Mexicana establece las especificaciones sobre la protección ambiental que deben cumplir los combustibles fósiles líquidos y gaseosos que se comercializan en el país (SEMARNAT-SENER-SCFI, 2005).

Establece que los combustibles industriales líquidos en las ZC, se dispondrá de al menos un combustible líquido cuyo contenido de azufre no rebase el 2% en peso. Además todos los combustibles de uso industrial que surta el responsable para la ZMVM, a partir de la entrada en vigor de esta Norma, tendrán un contenido máximo de 0.05% en peso de azufre. El responsable indicará en las facturas de embarque del combustible el contenido de azufre expresado en peso.

En la *tabla 2.8* se presenta las especificaciones que debe cumplir el combustóleo como combustible industrial líquido.

Tabla 2.8. Especificaciones del combustóleo industrial en procesos de combustión a fuego directo. (SEMARNAT-SENER-SCFI, 2005)

Combustible Propiedad	Unidad	Método de prueba ⁽¹⁾	Combustóleo
Peso específico 20°C	-	Densidad, densidad relativa (gravedad específica) o gravedad de petróleo crudo y productos líquidos de petróleo por Método de hidrómetro. (ASTM D 1298-99e2)	-
Temperatura de inflamación	°C	Temperatura de inflamabilidad: Prueba Pensky-Martens, de copa cerrada. (ASTM 093-02)	66 mínimo
Temperatura de escurrimiento	°C	Punto de fluidez de productos. (ASTM 097 -05a)	15 máximo
Destilación (90% destilada)	°C	Destilación de productos de petróleo. (ASTM 086-05)	
Viscosidad cinemática	cST	Viscosidad cinemática de líquidos transparentes y opacos (Cálculo de viscosidad dinámica). (ASTM 0445-04e2)	1008 a 1166 a 50 °C
Azufre	% peso (ppm _p)	Azufre en productos de petróleo por espectroscopía de fluorescencia de rayos X por dispersión de energía. (ASTM D 4294-03)	4 máximo
Nitrógeno	ppm _p	Nitrógeno total en aceites lubricantes y en combustibles líquidos. (ASTM D 3228-03)	Informar
Vanadio, níquel, hierro, cromo	ppm _p	Determinación de níquel, vanadio, hierro y sodio en petróleos crudos y combustibles residuales por espectrometría de absorción atómica con detector de flama. (ASTM D 5863-00a (2005))	Informar
Poder Calorífico	MJ/Kg	Estimación de calor neto y bruto de combustión de combustibles diesel y para quemadores	40 mínimo
Asfáltenos (insolubles en nC ₇)	% peso	Determinación de insolubles en n-heptano. (ASTM D 3279-97)	Informar
Color	-	Color de productos de petróleo (ASTM D 1500-04a)	
Agua y Sedimento	% volumen	Agua y sedimentos en combustibles de destilación media por centrifugado. (ASTM D 2709-06 (2001)e1)	1 máximo

(1) Para los métodos ASTM D y ASTM consultar la parte de la bibliografía de la NOM-086.

2.3.2 Normas mexicanas.

Son procedimientos de carácter no obligatorio pero que sirven de guía para llevar a cabo los muestreos en fuente. En esta sección se mencionan las normas mexicanas (NMX) que fueron necesarias para realizar este estudio (Ver tabla 2.9).

Tabla 2.9 Normas mexicanas y métodos de prueba de la EPA que se aplican para llevar a cabo los muestreos en fuente de emisiones a la atmósfera. (Adaptado de SEMARNAT, 2008)

Parámetro	Norma y/o método de prueba	Observaciones
Partículas	NMX-AA-10-SCFI-2001. Contaminación atmosférica-Fuentes fijas-Determinación de la emisión de partículas contenidas en los gases que fluyen por un conducto-Método isocinético. Método 5 de la EPA	Método isocinético: Promedio de 2 corridas con determinación de O ₂
SO ₂	NMX-AA-055-1979. Contaminación atmosférica-fuentes fijas.-Determinación de SO ₂ en gases que fluyen por un conducto. Determinación de SO ₂ por métodos instrumentales. Método 6 y 6c de la EPA. Especificaciones de funcionamiento de SMNCE para SO ₂ y NO _x consultar http://epa.gov/ttn/emc/specs/prompspec2.html	Vía húmeda (Torino) UV o infrarrojo no dispersivo o fluorescente. Equipo mayor de 1000 GJ/h
NO _x	Determinación de emisiones de NO _x de fuentes fijas. Método 7 y 7e de la EPA. NOM-098-SEMARNAT-2002 Protección ambiental-Incineración de residuos, especificaciones de operación y límites de emisión de contaminante. Anexo 2 Determinación de emisiones de óxidos de nitrógeno en fuentes fijas.	Vía húmeda y colorimetría. Quimioluminiscencia Infrarrojo no dispersivo o UV: Muestreos de por lo menos 1h en condiciones normales de operación, con determinación de O ₂ .
CO, O ₂	NMX-AA-035-SCFI-1976. Determinación de CO ₂ , CO y O ₂ en los gases de combustión. Método 3a, 3b y 10 de la EPA NOM-098-SEMARNAT-2002. Anexo 1 Especificaciones y procedimientos de prueba para SMCE de CO.	Fyrite o equivalente: Promedio de 3 lecturas en 1 hora de CO y O ₂ Infrarrojo no dispersivo o celda electroquímica.
Oxígeno	En equipos mayores de 1000 GJ/h, la medición con propósitos de control de la operación debe realizarse de manera continua, con registro gráfico o electrónico como mínimo.	Método magnetodinámico o celda paramagnética o de Zr
Flujo de gases en chimenea	NMX-AA-009-SCFI-1993. Contaminación atmosférica-fuentes fijas-determinación de flujo de gases en un conducto por medio del Tubo Pitot. Método 1, 2 y 3 de la EPA	Método de tubo de Pitot
Humedad de gases	NMX-AA-054-SCFI-1993. Contaminación atmosférica-Determinación del contenido de humedad en los gases que fluyen por un conducto-Método gravimétrico. Método 4 de la EPA	Método gravimétrico

2.4 Factores de Emisión

Existen varios métodos para cuantificar las emisiones de contaminantes atmosféricos en la fuente, éstos son: factores de emisión; datos históricos de muestreo en fuente; balances de materia; cálculos de ingeniería y modelos matemáticos. De éstos el método de factores de emisión (FE) es el más común y fácil de usar ya que es aplicable a cualquier tipo de emisión, a todas las escalas y su uso es de bajo costo (SEMARNAT, 2001).

La ecuación general para estimar las emisiones con factores de emisión es la siguiente (*Ecuación 1*):

$$E = FE * NA * \left(1 - \frac{ER}{100}\right) \quad \text{Ec. (1)}$$

Donde:

E = emisión del contaminante;

FE = factor de emisión;

NA = nivel de actividad;

ER = eficiencia de reducción de emisiones de un equipo de control.

2.4.1 Definición de factor de emisión

El factor de emisión es un valor promedio que relaciona la cantidad de masa de contaminante emitido a la atmósfera con la actividad asociada a la emisión de ese contaminante. Por lo tanto los FE se pueden expresar en unidades de masa del contaminante dividido entre la cantidad de masa, volumen, distancia o duración de la actividad que emite dicho contaminante (por ejemplo, kg de SO₂ emitido/m³ de combustible) (US-EPA, 1993).

Los FE son el resultado de promediar todos los datos disponibles de calidad aceptable y generalmente son valores representativos de todas las instalaciones presentes para determinado tipo de contaminante y fuente de emisión.

Los datos utilizados para desarrollar los FE pueden ser obtenidos a través de muestreos en fuente. Cabe mencionar que los FE son valores representativos de toda la población ya sea para un tipo de fuente o para una instalación en específico.

Al momento de desarrollar un factor de emisión es necesario especificar bajo que circunstancias es aplicable y la calidad que presenta, así como también sus limitaciones.

2.4.2 Aplicaciones y limitaciones de los factores de emisión

Los FE ayudan a estimar de manera aceptable las emisiones emitidas por un tipo de fuente en particular, además son de gran utilidad al momento de generar los inventarios para estimar algunas de las emisiones que se reportan en ellos. Los inventarios a su vez tienen diferentes propósitos ya que se utilizan como datos de entrada en los modelos de dispersión de calidad del aire, en el desarrollo de estrategias de control y en la identificación de posibles fuentes potenciales de emisión de contaminantes.

El Inventario Nacional de Emisiones de México, 1999, los inventarios de Emisiones de Contaminantes Criterio de la Zona Metropolitana del Valle de México así como también otros inventarios, la mayor parte de las emisiones reportadas fueron obtenidas utilizando factores de emisión del AP-42 por la US-EPA.

Cuando se siguen los procedimientos adecuados para calcular las emisiones con FE y teniendo en cuenta como éstos fueron desarrollados, los inventarios resultantes llegan a ser muy aproximados a la realidad.

Los FE son también utilizados por las personas encargadas del control de las emisiones a la atmósfera, debido a que pueden calcular éstas y que sirvan como base para conocer la cantidad de emisiones por diferentes contaminantes y tipo de fuentes.

El documento titulado *Introduction of the Compilation of Air Pollutant Emission Factors, Volume I: Stationary and Area Sources. AP-42, Fifth Edition* elaborado por la US-EPA, 1995 menciona que en caso de que una o pocas instalaciones dentro de una misma industria produzcan una gran cantidad de emisiones, es recomendable que sea desarrollado un factor de emisión en base a las emisiones específicas producidas por cada tipo de instalación. Un ejemplo de lo anterior son los FE aplicables a las industrias de generación de electricidad por centrales termoeléctricas, debido a que los FE dependerán de la información específica de cada uno de los quemadores así como también del tipo de combustible utilizado.

Para el caso de regulación y cumplimiento los FE no son utilizados para establecer los límites máximos permisibles de emisión, ya que como se dijo anteriormente el factor de emisión es sólo el promedio de un rango de emisiones. Sin embargo los promedios siguen siendo útiles para llevar a cabo alguna toma de decisiones cuando no se cuenta con la información disponible.

Los FE desarrollados para los equipos que cuentan con algún tipo de control suelen tener algunos sesgos debido a la información utilizada para calcular dichos factores, por ejemplo los muestreos en fuente; ya que dichos muestreos suelen hacerse más frecuentemente cuando algún equipo es nuevo o cuando se tiene la creencia de que están operando correctamente. Además no necesariamente se debe de aplicar un factor de emisión para equipos de control si en realidad no tenemos la certeza de que al equipo que le queremos aplicar el factor de emisión está funcionando correctamente.

Los FE no deben ser considerados para calcular emisiones si se pueden llevar a cabo monitoreos en fuente o contar con un sistema de monitoreo continuo de emisiones que nos proporcione información confiable y representativa. No obstante, estos FE son de

gran utilidad en caso de que se requiera conocer el efecto que se tendrá de ciertos contaminantes para una instalación antes de ser construida.

En las evaluaciones de impacto ambiental, las cuales previamente a que una instalación industrial se establezca, se estima cual sería el impacto potencial en la calidad del aire por una o varias fuentes de contaminación. En este caso, en donde las fuentes de contaminación ni siquiera existen, obviamente no es posible realizar muestreos en fuente alguno, por lo que el uso de factores de emisión es una herramienta excelente.

Se recurrirá al uso de FE si no se pueden obtener los datos representativos de las emisiones en la fuente o también si no se cuenta con la posibilidad de obtener la información a través de la documentación y garantías de los equipos que proporcionan los proveedores, en las que se especifiquen la reducción en las emisiones o datos de pruebas reales en equipos similares.

Los balances de materia para algunas fuentes pueden proporcionar una mejor estimación de las emisiones que los FE, inclusive que hasta los monitoreos en fuente. Los balances de materia son apropiados en situaciones en las que se pierde un alto porcentaje de materia a la atmósfera (por ejemplo, el azufre en el combustible, o pérdida de solvente en un proceso de revestimiento no controlado). En cambio los balances de materia son inapropiados cuando el material es consumido o químicamente combinado en el proceso o cuando las pérdidas a la atmósfera son una pequeña parte del rendimiento total del proceso. Como el término lo dice, para llevar a cabo correctamente el balance de materia se necesita conocer muy bien la cantidad de material que entra y sale del proceso.

Cuando se utilizan factores de emisión es necesario considerar las limitaciones e imprecisiones que esto conlleva. Por lo tanto es necesario evaluar si es mejor hacer un muestreo en fuente, pese a los gastos que se incurren para llevarlo a cabo, pero las

emisiones obtenidas son de mayor precisión que si se utilizara un método de bajo costo como es el uso de factores de emisión.

2.4.3 Factores de emisión de las diferentes Agencias Ambientales.

Los factores de emisión existentes hasta el momento son los reportados en el AP-42 por la EPA (US-EPA, 1998), por el IPCC (IPCC-CORINAIR, 1994) y el NAEI del Reino Unido (NAEI-UK, 2008).

La *tabla 2.10* muestra cada uno de los factores de emisión por las diferentes Agencias; sólo se presentan para los contaminantes SO₂, NO_x y partículas ya que son los contaminantes analizados para este trabajo.

Tabla 2.10. Factores de emisión de la combustión del combustóleo por diferentes Agencias Ambientales. (Adaptado de US-EPA, 1998; IPCC-CORINAIR, 1994; NAEI-UK, 2008)

Factores de Emisión				
Agencia	SO ₂	NO _x <small>(quemadores frontales)</small>	NO _x <small>(quemadores tangenciales)</small>	Partículas
US-EPA ^(c)	157S ^(a) lb/10 ³ gal	47 ^(b) lb/10 ³ gal	32 ^(b) lb/10 ³ gal	9.19S+3.22 ^{(a),(f)} lb/10 ³ gal
IPCC ^(d)	872.8 g/GJ	232 ^(e) g/GJ		64 g/GJ
NAEI-UK	13 kt/Mt combustible	13 ^{(b),(e)} kt/Mt combustible		NA

NA: No Aplica

- (a) **S** indica el % en peso del azufre en el combustóleo. Por ejemplo, si el peso del combustóleo es 1% de azufre, entonces S = 1.
- (b) Expresado como NO₂.
- (c) Quemadores > 100 millones Btu/hr
- (d) Generadores ≥ 300MW
- (e) No hace diferencia entre quemadores tangenciales y frontales.
- (f) La ecuación del factor de emisión de partículas presenta una R= 0.97

El factor de emisión de SO₂ tanto de la US-EPA como del IPCC está basado en la relación estequiométrica entre el azufre contenido en el combustible y el SO₂ formado como producto de la combustión. La diferencia entre estas dos agencias es que el factor de emisión de la US-EPA considera constante el promedio de la densidad y el

porcentaje de azufre variable (US-EPA, 1993), mientras que el factor de emisión del IPCC toma en cuenta el contenido de azufre, la retención de azufre en las cenizas⁸, el poder calorífico inferior del combustible y si se cuenta con algún equipo de control (CORINAIR, 2006). Sin embargo cuando es reportado el factor de emisión del IPCC solamente es presentado un valor constante como se muestra en la *tabla 2.10* a diferencia del factor de emisión de la US-EPA.

En el caso del factor de emisión del NO_x, el IPCC encuentra una dependencia entre la carga⁹ y las emisiones de NO_x cuando se trata de quemadores que han estado operando por mucho tiempo y que no han recibido mantenimiento (CORINAIR, 2006). Para calcular este factor de emisión, el IPCC toma en cuenta el nitrógeno contenido en el combustóleo y la formación térmica del NO debido a las elevadas temperaturas de combustión. En caso contrario la US-EPA solamente toma en cuenta la configuración del quemador como se muestra en la *tabla 2.10*.

2.4.4 Evaluación de la calidad de los factores de emisión.

El siguiente apartado presenta la manera en como la US-EPA evalúa los factores de emisión presentados en el AP-42 (US-EPA, 1995), sirviendo esto de base para llevar a cabo la evaluación de los factores de emisión resultantes en el presente trabajo.

Para poder evaluar los FE es necesario conocer cómo fueron obtenidos los datos con los cuales se va a trabajar para desarrollar el factor de emisión. Estos datos pueden ser obtenidos a través de: muestreos en fuente, reportes, información histórica de emisiones en la fuente y por comunicación personal.

⁸ Es la diferencia entre la concentración del SO₂ calculada con el contenido de azufre en el combustible (w_c) y la concentración de azufre medida en el flujo de gas de combustión (w_i), dividido entre la concentración de SO₂ calculada con el contenido de azufre en el combustible (w_c), es decir $(w_c - w_i)/w_c$ siendo este valor más importante cuando se utiliza carbón como combustible. (CORINAIR, 2006)

⁹ Se refiere al porcentaje de producción a la cual se encuentra operando la planta con respecto a su capacidad total de producción.

La evaluación de los FE es un tanto subjetiva; sin embargo, es necesario realizar la evaluación del factor de emisión, para que de esta forma se provean las bases para excluir datos que no posean calidad cuando se tengan datos suficientes de calidad. Esta evaluación va a depender de la persona: como ésta lo evalúa, qué tanto conocimiento tiene sobre los datos y qué validez le quiera dar. Además es muy importante la formación profesional de las personas que desarrollen y apliquen factores de emisión.

Otro aspecto importante para evaluar la calidad de los datos es conocer la manera como se realiza el muestreo. Una vez hecho el muestreo es necesario que toda la información esté documentada para su posterior validación y que los reportes de los muestreos contengan la hoja de datos crudos para así analizarlos y llevar a cabo los cálculos respectivos.

Por lo general el autor del factor de emisión se debe de basar en los siguientes puntos para poder calificarlo correctamente, lo cual va a depender de la cantidad y calidad de los datos disponibles:

- Que se tenga bien identificado y descrito el proceso del cual se obtuvo la información.
- Que los datos estén reportados en unidades congruentes o en su defecto que puedan ser convertidas a unidades congruentes.
- Que los métodos de prueba para cada factor de emisión se hayan hecho con el mismo procedimiento.
- Conocer si los datos de emisiones fueron obtenidos funcionando algún equipo de control o no. En caso de que se tengan algún equipo de control, es necesario que se reporten las especificaciones de éste.

Una vez que se hayan identificado estos puntos y descartado la información que no cumpla con los requisitos, entonces se prosigue a dar un valor a los datos recolectados para generar los FE, que va de la “A” a la “D” (Ver figura 2.5).

A Pruebas en el mismo punto de emisión con una metodología autorizada y cuentan con suficiente información detallada para su adecuada validación.	B Pruebas con una metodología aceptada pero no se cuenta con resultados suficientemente detallados para una validación adecuada.
C Pruebas con una metodología nueva o no autorizada según la normatividad vigente y/o no se cuenta con suficiente información para su validación.	D Pruebas con una metodología no aceptada pero que puede ser usada para establecer el orden de magnitud de la emisión.

Figura 2.5 Asignación de la calidad de los datos con los que se desarrolla los factores de emisión (US-EPA, 1995).

Una “A” pueden ser los muestreos en fuente, los balances de materia, cálculos ingenieriles o alguna otra metodología aceptada de medición en la fuente de emisión (US-EPA, 1995). Algunas veces puede ser que un balance de materia sea calificado como de mejor calidad que un muestreo en fuente como se mencionó en la *sección 2.4.2*.

Cuando se utilizan datos calificados menores que “B”, entonces se deberá especificar las limitaciones que el factor de emisión tendrá.

La manera en que se toman los datos para desarrollar los FE es como se muestra en la *figura 2.6*. Cabe mencionar que cuando no se tengan suficientes pruebas A de la fuente entonces las pruebas B se utilizan, pero como se vaya teniendo más pruebas A, las pruebas B son desplazadas.

Cuando datos C y D son utilizados, las limitaciones del factor de emisión tienen que ser necesariamente especificadas. Las pruebas C y D son utilizadas como última instancia y sólo para proveer el orden de magnitud de la emisión.

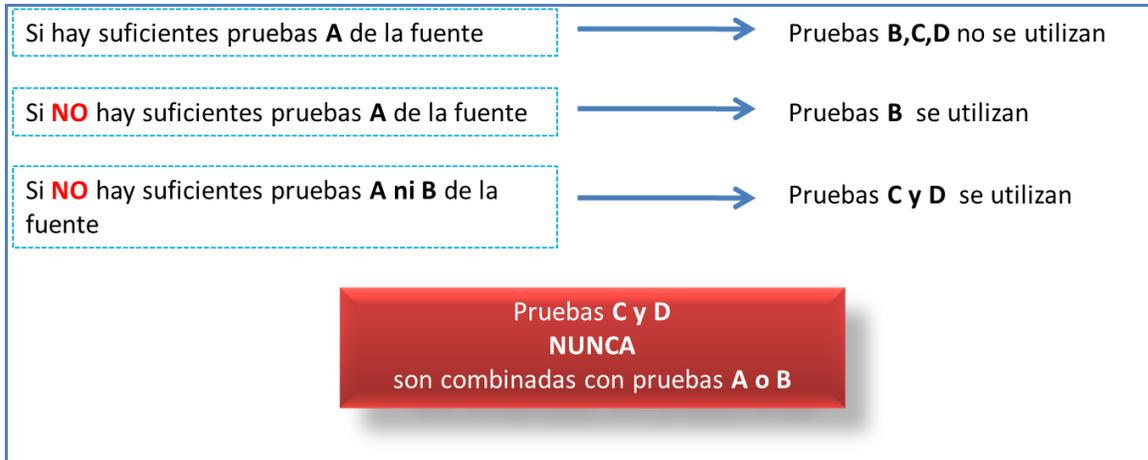


Figura 2.6. Uso de los rangos de calidad de los datos para generar los factores de emisión.

Generalmente los resultados de las pruebas se reducen a un solo valor que es la media aritmética, sin embargo para algunos giros industriales se toma en cuenta la mediana. En caso de que el factor de emisión no provenga de la media aritmética se tiene que especificar por medio de una nota.

El autor también puede presentar varios factores de emisión que estén basados en las características de la instalación, como son: edad, eficiencia, combustible, etc.

Una vez especificada la calidad de los datos obtenidos se prosigue a desarrollar el factor de emisión para posteriormente calificarlo y validarlo.

Debido a que la calificación que se le da a un factor de emisión es subjetiva, es necesario que el criterio para poder calificar la información disponible para desarrollar los FE esté bien documentado. Por lo tanto la información que se debe de especificar en estos criterios es:

- Número de instalaciones muestreadas;
- Número total de instalaciones en el País.
- Intervalo de emisiones en el País (máximo y mínimo);

- Intervalo de emisiones para cada instalación muestreada (máximo, mínimo, y número de muestreos);
- Una descripción de cómo la muestra fue seleccionada y si esto puede causar un sesgo en los datos.

Los FE de cada uno de los diferentes contaminantes emitidos para cada uno de los puntos de emisión asociados a un proceso industrial tienen que ser agrupados en una tabla con su respectivo grado de confiabilidad.

El uso de intervalos de confianza puede ser más conveniente como una medida cuantitativa de la confiabilidad de un factor de emisión que utilizar letras para calificarlo. Sin embargo debido a la forma en la que el factor de emisión es generado, no se pueden utilizar los intervalos de confianza a menos que se cumplan las siguientes condiciones:

- Cuando la muestra de la fuente con la cual se obtuvo el factor de emisión sea representativa de la población total de este tipo de fuentes.
- Cuando los datos que se obtuvieron en una de las fuentes sean representativos dentro de la fuente seleccionada.
- Cuando el método de medición se aplique correctamente en cada prueba.

Los intervalos de confianza son poco prácticos para un factor de emisión debido a la difícil tarea de asignar un límite de confianza significativo a las variables antes mencionadas, así como en la determinación de las características del combustible.

Por lo tanto, algunas calificaciones subjetivas son necesarias; por lo que los factores de emisión se clasifican de la “A” a la “U” y esta evaluación es aplicada para cada factor de emisión dentro de la tabla de FE (US-EPA, 1995). Esta clasificación toma en cuenta la cantidad y la calidad de los datos con los cuales los factores de emisión son calculados.

- **A = Excelente.** El factor de emisión es desarrollado principalmente de pruebas A y B tomadas de varias instalaciones de manera aleatoria.
- **B = Arriba del promedio.** El factor de emisión es desarrollado principalmente de pruebas A o B tomadas de una moderada cantidad de instalaciones. Aunque no es evidente un sesgo, no está claro si las instalaciones muestreadas presentan muestras aleatorias de la industria.
- **C= Promedio.** El factor de emisión es desarrollado principalmente de pruebas A, B y C de un número razonable de instalaciones. Aunque no es evidente un sesgo, no está claro si las instalaciones muestreadas presentan muestras aleatorias de la industria.
- **D= Debajo del promedio.** El factor de emisión es desarrollado principalmente de pruebas A, B y C tomadas de un número pequeño de instalaciones y puede haber razón para suponer que estas instalaciones no presentan muestras aleatorias de la industria.
- **E= Pobre.** El factor de emisión es desarrollado de pruebas C y D de un número muy pequeño de instalaciones y puede haber razón para sospechar que las instalaciones muestreadas no presentan muestras aleatorias de la industria.
- **U= Sin especificar.** El factor de emisión es desarrollado a partir de pruebas en fuente deficientes (sin control en la medición, el método de medición no es confiable, solo una medición en la fuente), documentos de investigación, datos de modelación, juicio ingenieril y otras fuentes que carecen de sustento suficiente de información.

Aunque esta clasificación no representa un intervalo de confianza, son utilizados para tener una idea general de la calidad de los factores de emisión. Para poder asignar intervalos es necesario tener el conocimiento, experiencia y trabajar junto con la industria para poder aplicar un buen juicio ingenieril y saber si un intervalo de confianza tendría algún sentido al momento de evaluar los factores de emisión.

CAPÍTULO 3
METODOLOGÍA

3 METODOLOGÍA

En el presente capítulo se expone la metodología que se llevó a cabo para obtener los factores de emisión de SO₂, NO_x y partículas.

Los datos utilizados para desarrollar los factores de emisión se obtuvieron de una de las más importantes centrales termoeléctricas en México que consumen combustóleo, debido a su capacidad efectiva instalada (2,100 MW) y su generación de energía eléctrica en el año 2008 (5,908 GWh).

La Central Termoeléctrica estudiada presenta lo siguiente:

- Seis generadores eléctricos con una capacidad efectiva instalada de 350 MW cada uno.
- Dos generadores de vapor con quemador de configuración frontal y cuatro generadores de vapor con quemador de configuración tangencial.
- Seis chimeneas.

Sin embargo, esta Central termoeléctrica no cuenta con ningún equipo de control.

Para el desarrollo de los factores de emisión se tomó en cuenta parte del procedimiento que se encuentra en el documento titulado “*Emission Factor Documentation for AP-42 Section 1.3, Fuel Oil Combustion*” por la US-EPA publicado en abril de 1993, el cual explica como fueron desarrollados los factores de emisión de la US-EPA publicados en el AP-42. Se consideró el tomar este procedimiento debido a que es el más conocido y utilizado en México.

La metodología general que se siguió para desarrollar los nuevos factores de emisión es presentada en la *figura 3.1*.

Determinación de factores de emisión aplicables a México para Centrales Termoelectricas que consumen combustóleo como combustible.

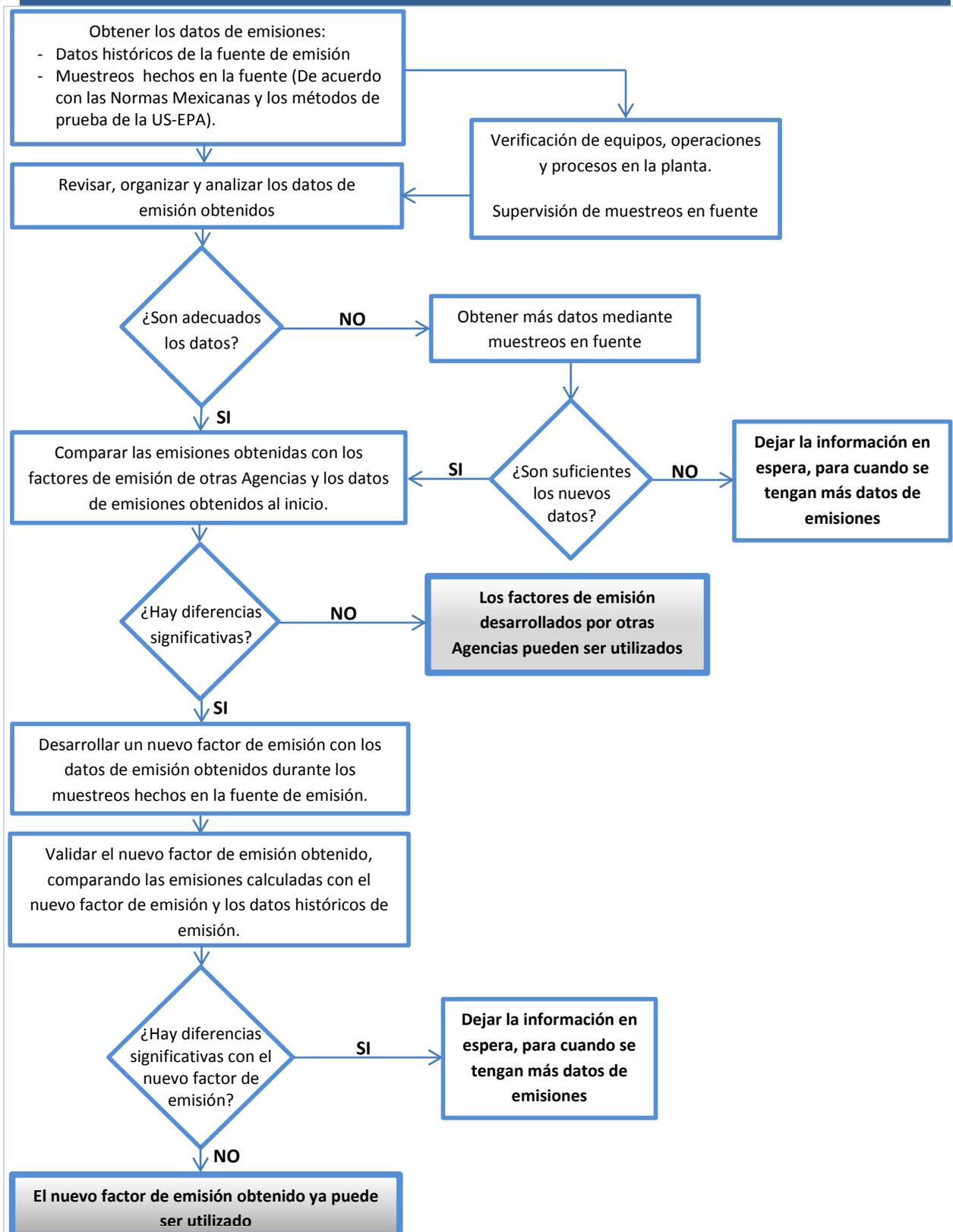


Figura 3.1. Metodología general utilizada para desarrollar los factores de emisión en el presente trabajo.

3.1 Muestreo

Se llevaron a cabo tres períodos de muestreo, los cuales fueron realizados de acuerdo con las normas mexicanas y métodos de prueba de la US-EPA presentadas en la *tabla 2.9*. (LAPEM, 2008; LAPEM, 2009; Bravo *et al.* 2008)

Las mediciones de las emisiones fueron realizadas por personal del Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM) de la Comisión Federal de Electricidad, quienes actualmente se encuentran acreditados por parte de la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA) y fueron supervisados por el personal especializado dependiente de la Sección de Contaminación Ambiental del Centro de Ciencias de la Atmósfera de la Universidad Nacional Autónoma de México (SCA-CCA-UNAM).

Adicional a la información que se obtuvo en los tres períodos de muestreo realizados, también se contó con los datos históricos de los muestreos de emisiones a la atmósfera que realizó la Central Termoeléctrica en el periodo de los años 2004 al 2008. (CFE, 2004; CFE, 2005; CFE, 2006; CFE, 2007; CFE, 2008)

Para desarrollar los factores de emisión se tomó en cuenta las variaciones en las condiciones de operación en la Central Termoeléctrica, como son: la carga, el consumo y la calidad del combustóleo; así como, el tipo de configuración del quemador. La *tabla 3.1* presenta de manera resumida estas características.

En las *figuras 3.2, 3.3 y 3.4* se presenta como fueron realizados los muestreos en la Central Termoeléctrica estudiada.

Tabla 3.1. Configuración del calentador, carga y características del combustóleo presentados por la Central Termoelectrica estudiada.

Configuración del quemador	Componente	Intervalo	Promedio
Normal No. total de datos: 80	Carga (%)	44 - 99	81
	Poder calorífico (MJ/kg)	41.56 – 45.07	43.47
	Azufre (%)	2.71 – 4.38	3.69
	Densidad (ton/m ³)	0.9761 – 0.9995	0.9854
Tangencial No. total de datos: 104	Carga (%)	50 - 99	89
	Poder calorífico (MJ/kg)	41.33 – 46.37	43.23
	Azufre (%)	2.25 – 4.32	3.51
	Densidad (ton/m ³)	0.9676 – 0.9979	0.9850



Figura 3.2. Muestreo de partículas en la Central Termoelectrica

Cabe destacar que antes de empezar cualquier medición, es importante que los equipos se encuentren calibrados, utilizando para ello, los tanques de gases de calibración¹. Dicha calibración debe llevarse a cabo en el laboratorio y posteriormente in situ antes de iniciar el muestreo.

¹ Se les conoce de esta manera debido a que dichos tanques presentan una concentración conocida de cierto contaminante que ayuda a calibrar el equipo.



Figura 3.3. Calibración de los equipos de muestreo de gases en la Central Termoelectrica.



Figura 3.4. Muestreo de gases en la Central Termoelectrica.

3.2 Análisis de los Datos

Una vez obtenida la información necesaria se prosiguió a revisarla, organizarla y analizarla.

Posterior al análisis, se descartaron aquellos datos que no tenían información suficiente para el cálculo de factores de emisión. Principalmente esta exclusión, se debió a la falta de información en el consumo de combustóleo y la velocidad de salida de los gases.

Como resultado de la exclusión se obtuvo lo siguiente:

- 66 datos de emisiones para el SO₂,
- 38 datos de emisiones de NO_x para los generadores de vapor con quemadores frontales,
- 34 datos de emisiones de NO_x para los generadores de vapor con quemadores tangenciales y,
- 45 datos de emisiones de partículas.

Otro factor que se tomó en cuenta para esta metodología fue realizar la estadística de los datos con el programa JMP7 (John's Macintosh Project versión 7) desarrollado por el instituto SAS (Statistical Analysis System). Las pruebas estadísticas realizadas son las que se mencionan a continuación:

- 1) *Prueba de normalidad de los datos de emisión.* Se realizó mediante la prueba de bondad de ajuste utilizando la prueba de Shapiro-Wilk (Schlotzhauer, 2007), esto fue con el objetivo de conocer si los datos presentaban una distribución normal. En caso de que los datos no presentaran una distribución normal se utilizaron las pruebas estadísticas para datos no paramétricos.
- 2) *Correlación de los datos de emisiones con respecto a la carga, contenido de azufre, densidad y poder calorífico del combustóleo.* Las correlaciones de los datos cuando presentaron una distribución normal se hizo con el coeficiente de correlación de Pearson; mientras que cuando presentaron una distribución no-normal se hizo con el coeficiente de correlación de Spearman.
- 3) *Comparación de los datos de emisión.* Para el caso de los datos de emisiones que presentaron una distribución normal, la comparación se realizó utilizando

pruebas t; para los datos de emisiones que presentaron una distribución no-normal la comparación fue hecha con la prueba de Wilcoxon de los rangos con signo (Montgomery, 2003).

3.3 Correlación de los Datos de Emisiones con Respecto a la Carga, Contenido de Azufre, Densidad y Poder Calorífico del Combustóleo.

Una vez analizada la información se llevó a cabo la correlación del total de los datos obtenidos de las emisiones de SO₂, NO_x y partículas de la siguiente manera: emisión-carga, emisión-contenido de azufre, emisión-densidad y emisión-poder calorífico.

3.4 Comparación de las Emisiones Calculadas con los Factores de Emisión Existentes con las Emisiones Obtenidas en Fuente.

Se compararon las emisiones calculadas de SO₂, NO_x y partículas con los factores de emisión de la US-EPA, IPCC y NAEI-UK (ver *tabla 2.10*) con las emisiones históricas y las emisiones obtenidas durante los periodos de muestreo.

Para el caso de partículas sólo fue posible comparar las obtenidas con los factores de emisión de la US-EPA y el IPCC, debido a que no se cuenta con un factor de emisión de partículas desarrollado por el NAEI-UK.

3.5 Desarrollo de los Factores de Emisión

En el *Anexo I* se presenta el algoritmo general de cálculo que se siguió en este trabajo para desarrollar los factores de emisión.

Los factores de emisión se desarrollaron tomando en cuenta los datos de emisiones obtenidos durante los períodos de muestreo, obteniendo lo siguiente:

- 35 datos de emisiones de SO₂,
- 22 datos de emisiones de NO_x para los generadores de vapor con quemadores frontales,
- 20 datos de emisiones de NO_x para los generadores de vapor con quemadores tangenciales y,
- 15 datos de emisiones de partículas.

Con el propósito de agilizar los cálculos y para desarrollar los factores de emisión para los diferentes contaminantes, se organizó la información de los datos por el número de quemador (del 1 al 6 que corresponde a cada generador de vapor) y su configuración (frontales o tangenciales).

3.5.1 Desarrollo del factor de emisión de SO₂

El procedimiento para el cálculo del factor de emisión para SO₂ fue el siguiente:

- a) Calcular el factor de emisión para cada uno de los datos siguiendo la ecuación (1.5) del Anexo I y dividir el resultado por el contenido de azufre en el combustóleo.
- b) Promediar los factores de emisión obtenidos en el inciso a) para cada uno de los quemadores y de esta manera se obtenga el factor de emisión promedio para cada quemador.
- c) El factor de emisión final se obtendrá al promediar los factores de emisión obtenidos para cada uno de los quemadores en el inciso b).

3.5.2 Desarrollo del factor de emisión de NO_x para quemadores frontales y tangenciales

Se obtuvo un factor de emisión para los quemadores frontales y otro factor de emisión para los quemadores tangenciales.

El procedimiento para el cálculo del factor de emisión para NO_x fue:

- a) Calcular el factor de emisión para cada uno de los datos siguiendo la ecuación (1.5) del Anexo I.
- b) Promediar los factores de emisión obtenidos en el inciso a) para cada uno de los quemadores con el fin de obtener el factor de emisión promedio por cada quemador.
- c) Multiplicar el número total de datos para cada uno de los quemadores por el factor de emisión promedio obtenido en el inciso b).
- d) Sumar el valor obtenido en el inciso c) de cada uno de los quemadores con la misma configuración.
- e) El factor de emisión final para NO_x se calcula al dividir el valor obtenido en el inciso d) entre el número total de datos de los quemadores con la misma configuración.

3.5.3 Desarrollo del factor de emisión para partículas

El procedimiento para el cálculo del factor de emisión para partículas fue:

- a) Calcular el factor de emisión para cada uno de los datos siguiendo la ecuación (1.5) del Anexo I.
- b) Hacer intervalos del contenido de azufre en el combustible independientemente del número y configuración del calentador.
- c) Promediar los valores de cada intervalo, tanto el promedio del factor de emisión obtenido en el inciso a) como del contenido de azufre.

- d) Graficar los valores del contenido de azufre promedio y el factor de emisión promedio obtenidos en el inciso c) (Abscisas: contenido de azufre; Ordenadas: factor de emisión)
- e) Hacer la regresión lineal de los datos para obtener la ecuación lineal (ecuación 2) que ayudará a calcular el factor de emisión final para partículas.

$$FE_{particulas} = m * S + b \quad \text{Ec. (2)}$$

Donde:

$FE_{particulas}$ = factor de emisión final para partículas, $\frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}$

S = contenido de azufre en el combustible, %

m = pendiente de la recta, $\frac{\text{Kg}}{\text{m}^3 * \%S}$

b = ordenada al origen, es la emisión de partículas de otras especies, excepto el sulfato, $\frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}$

3.6 Validación del Factor de Emisión Obtenido

Una vez obtenido el factor de emisión, se prosiguió a utilizarlo para hacer la comparación de las emisiones medidas con las calculadas con el factor de emisión propuesto en este trabajo. Los datos que se utilizaron para esta comparación fueron los reportes de emisiones históricas otorgados por la Central Termoeléctrica, teniendo lo siguiente:

- 31 datos de emisiones de SO_2 ,
- 16 datos de emisiones de NO_x para los generadores de vapor con quemadores frontales,
- 14 datos de emisiones de NO_x para los generadores de vapor con quemadores tangenciales y,
- 30 datos de emisiones de partículas.

Aunado a la obtención y validación del factor de emisión, también fue necesario conocer la calidad de éste, recurriendo al documento titulado *Introduction of the Compilation of Air Pollutant Emission Factors, Volume I: Stationary and Area Sources*,

del AP-42 por la US-EPA, 1995 (Ver apartado 2.4.4 de este documento). Sin embargo, esta clasificación sólo sirvió como base y tuvo que ser modificada, debido a que en este estudio se obtendrán los factores de emisión para la Central Termoeléctrica estudiada y no para el total de las instalaciones existentes en todo el País, por lo tanto los factores de emisión tuvieron que ser calificados como se muestra en la *tabla 3.2*.

Tabla 3.2. Rangos y sus características como se calificaron los factores de emisión obtenidos en este estudio.

Rango	Características
A (excelente)	<ul style="list-style-type: none"> - Pruebas A o B - Número significativo de pruebas ($n \geq 30$) - Muestra aleatoria
B (arriba del promedio)	<ul style="list-style-type: none"> - Pruebas A o B - Número razonable de pruebas ($15 \leq n \leq 29$) - No está tan claro que sea una muestra aleatoria
C (promedio)	<ul style="list-style-type: none"> - Pruebas A, B y/o C - Número pequeño de pruebas ($5 \leq n \leq 14$) - No está tan claro que sea una muestra aleatoria
D (debajo del promedio)	<ul style="list-style-type: none"> - Pruebas A, B y/o C - Número muy pequeño de pruebas ($1 \leq n \leq 4$) - No es muestra aleatoria
E (pobre)	<ul style="list-style-type: none"> - Pruebas C o D - Número muy pequeño de pruebas ($1 \leq n \leq 4$) - No es muestra aleatoria

CAPÍTULO 4
RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Este capítulo está dividido en cuatro partes:

- 1) Correlación de los datos de emisiones con respecto a la carga, contenido de azufre, densidad y poder calorífico del combustóleo.
- 2) Comparación de las emisiones calculadas con los factores de emisión existentes (US-EPA, NAEI-UK e IPCC) con las emisiones medidas en la Central Termoeléctrica.
- 3) Desarrollo de los factores de emisión y establecimiento de la calidad de los mismos.
- 4) Validación del factor de emisión obtenido.

4.1 Correlaciones Obtenidas de los Datos de Emisiones con Respecto a la Carga, Contenido de Azufre, Densidad y Poder Calorífico del Combustóleo.

La finalidad de realizar las correlaciones de las emisiones respecto a la carga, contenido de azufre, densidad y poder calorífico del combustóleo, es para conocer cual de estas variables son las que influyen más en las emisiones de cada contaminante y de esta manera calcular el factor de emisión correctamente considerando dichas variables.

Para conocer que pruebas estadísticas (paramétricas o no paramétricas) eran las más adecuadas para analizar los datos, primero se realizó la prueba de normalidad a los datos de emisión (ver *Anexo II*), obteniendo como resultado la *tabla 4.1*.

Tabla 4.1. Prueba de hipótesis de normalidad de los datos de emisión, carga, contenido de azufre, densidad y poder calorífico del combustóleo.

Emisión ⁽¹⁾	Variable	Se rechaza la hipótesis ⁽²⁾ (H ₀ : Distribución normal)
SO₂ n = 66	Carga	Si
	Contenido de azufre	Si
	Densidad	No
	Poder calorífico	Si
	Emisión	No
NO_x n = 73	Carga	Si
	Contenido de azufre	Si
	Densidad	Si
	Poder calorífico	Si
	Emisión	Si
Partículas n = 45	Carga	Si
	Contenido de azufre	Si
	Densidad	No
	Poder calorífico	Si
	Emisión	No

⁽¹⁾ n representa el número de datos analizados.

⁽²⁾ Todas las pruebas fueron con un nivel de significancia del 5% ($p < 0.05$)

4.1.1 Correlación para la emisión de SO₂

Para realizar la correlación emisión-densidad se utilizó la R de Pearson ya que los datos de ambas variables presentaron una distribución normal. Para la correlación de los datos de las demás variables con respecto a la emisión se utilizó la Rho de Spearman (ver Anexo III) debido a que los datos presentaron una distribución no-normal.

Como resultado se obtuvo la *tabla 4.2* donde se muestra el valor de la correlación y el *valor p* correspondiente.

Tabla 4.2. Correlación de los datos de emisión de SO₂ con las variables carga, poder calorífico, contenido de azufre y densidad del combustóleo.

Emisión SO ₂ -Variable	Correlación	valor p
Emisión-Carga	0.38	<0.0001
Emisión-Poder calorífico	- 0.46	<0.0001
Emisión-Contenido de azufre	0.67	<0.0001
Emisión-Densidad	0.15	0.2302

Como se observa en la *tabla 4.2* para las variables carga, poder calorífico y contenido de azufre se rechazó la hipótesis (H_0 : Correlación = 0) con un nivel de significancia del 5%; lo que significa que estas variables presentaron cierta correlación con la emisión del SO₂. Caso contrario para la densidad la cual no presenta correlación alguna con la emisión de SO₂.

Las variables carga y contenido de azufre se correlacionaron directamente con la emisión; es decir, a mayor carga y a mayor contenido de azufre, mayor será la emisión de SO₂.

El poder calorífico por su parte se correlacionó inversamente con la emisión; es decir, a menor poder calorífico mayor será la emisión de SO₂. Lo anterior tiene sentido debido a que el poder calorífico es la cantidad de energía que se puede producir por la combustión completa de una cantidad de masa del combustible; si el combustóleo presenta un poder calorífico pequeño, esto implica que sea menor la energía producida por éste al ser quemado y, por lo tanto, se necesitará de mayor consumo de combustóleo para obtener la energía necesaria por los generadores de vapor. Por consecuencia a mayor consumo de combustóleo mayores serán las emisiones emitidas a la atmósfera.

Según la escala de correlación descrita en el *Anexo III* tenemos que:

- La correlación emisión-contenido de azufre con 0.67 es considerada como buena,
- La correlación emisión-poder calorífico como moderada con -0.46 y,
- La correlación emisión-carga es considerada como baja con 0.38.

Por lo tanto la cantidad emitida de SO₂ va a depender en primer lugar del contenido de azufre en el combustóleo y posteriormente del poder calorífico y la carga con la que se esté operando.

4.1.2 Correlación para la emisión de NO_x

Para realizar las correlaciones de la emisión de NO_x con todas las variables, se utilizó la Rho de Spearman (ver *Anexo III*). El resultado obtenido se observa en la *tabla 4.3* donde se muestra el valor de la correlación y el *valor p* correspondiente para las emisiones de NO_x.

Tabla 4.3. Correlación de los datos de emisión de NO_x con las variables carga, poder calorífico, contenido de azufre y densidad del combustóleo.

Emisión NO _x -Variable	Correlación	valor p
Emisión-Carga	0.68	<0.0001
Emisión-Poder calorífico	-0.56	<0.0001
Emisión-Contenido de azufre	0.19	0.1136
Emisión-Densidad	0.29	0.0134

Para las variables carga, poder calorífico y densidad se rechazó la hipótesis (H₀: Correlación = 0) con un nivel de significancia del 5%; lo que conlleva a que estas variables presentaron cierta correlación con la emisión de NO_x. El contenido de azufre en el combustóleo y las emisiones de NO_x no se encontraron correlacionados.

Las variables carga y densidad se correlacionaron directamente con la emisión; es decir, a mayor carga y a mayor densidad del combustóleo, mayor será la emisión de NO_x .

El poder calorífico por su parte tuvo el mismo comportamiento de correlación inversa que se presentó para el caso de SO_2

En base con la escala de correlación descrita en el *Anexo III* para el caso de las emisiones de NO_x se obtuvo lo siguiente:

- La correlación emisión-carga que se tuvo es considerada como buena con 0.68,
- La correlación emisión-poder calorífico como moderada con -0.56 y,
- La correlación emisión-densidad como baja con 0.29.

Por lo tanto la cantidad emitida de NO_x va a depender más de la carga con la que se esté operando, de la configuración del quemador como se mencionó en los capítulos anteriores y por último del poder calorífico y densidad del combustóleo.

4.1.3 Correlación para la emisión de partículas

Para determinar si existía correlación entre las emisiones de las partículas y las variables estudiadas se utilizó la correlación R de Pearson para la emisión-densidad. Para las demás variables se utilizó la Rho de Spearman (ver *Anexo III*).

Como resultado se obtuvo la *tabla 4.4* donde se muestra el valor obtenido de la correlación de la emisión de partículas con las diferentes variables y el *valor p* correspondiente.

Tabla 4.4. Correlación de los datos de emisión de partículas con las variables carga, poder calorífico, contenido de azufre y densidad del combustóleo.

Emisión Partículas-Variable	Correlación	valor p
Emisión-Carga	0.16	0.3044
Emisión-Poder calorífico	-0.30	0.0440
Emisión-Contenido de azufre	0.70	<0.0001
Emisión-Densidad	0.08	0.5859

Para las variables de poder calorífico y contenido de azufre se rechazó la hipótesis (H_0 : Correlación = 0) con un nivel de significancia del 5%. La carga y la densidad del combustóleo no se correlacionaron con la emisión de partículas. La variable contenido de azufre se correlacionó directamente con la emisión de partículas; mientras que el poder calorífico tuvo una correlación inversa.

Tomando en cuenta la escala de correlación descrita en el *Anexo III* tendremos:

- La correlación emisión-contenido de azufre es considerada como buena con 0.70,
- La correlación emisión-poder calorífico como moderada con -0.30.

Por lo tanto la cantidad emitida de partículas prácticamente dependió del contenido de azufre en el combustóleo.

En resumen, la *tabla 4.5* muestra las variables que presentaron una mejor correlación con la emisión correspondiente.

Tabla 4.5 Correlación de los datos de emisión con las variables que presentaron una mejor correlación con la emisión correspondiente

Emisión	Variable	Correlación
SO ₂	Contenido de azufre	0.67 (buena)
	Poder calorífico	-0.46 (moderada)
NO _x	Carga	0.68 (buena)
	Poder calorífico	-0.56 (moderada)
Partículas	Contenido de azufre	0.70 (buena)

4.2 Comparación de las Emisiones Calculadas con los Factores de Emisión de la US-EPA, IPCC y NAEI-UK con las Emisiones Obtenidas en Fuente.

Esta sección tiene como finalidad conocer si los factores de emisión de la US-EPA, del NAEI-UK y del IPCC pueden ser utilizados para calcular correctamente las emisiones emitidas por la Central Termoelectrica.

Realizando las pruebas de normalidad para los datos de emisiones de SO₂, NO_x y partículas calculados utilizando los factores de emisión de las diferentes Agencias y las emisiones medidas para los mismos compuestos (ver Anexo II), se obtuvieron los siguientes resultados mostrados en la tabla 4.6.

Tabla 4.6. Prueba de hipótesis de normalidad de los datos de emisión medidos y los calculados con los factores de emisión existentes por diferentes Agencias.

Emisión ⁽¹⁾	Variable	Se rechaza la hipótesis ⁽²⁾ (H ₀ : Distribución normal)
SO ₂ n = 66	US-EPA	Si
	NAEI-UK	Si
	IPCC	Si
	Medidos	No
NO _x quemador frontal n = 38	US-EPA	Si
	NAEI-UK	Si
	IPCC	Si
	Medidos	Si
NO _x quemador tangencial n = 35	US-EPA	Si
	NAEI-UK	Si
	IPCC	Si
	Medidos	Si
Partículas n = 45	US-EPA	No
	IPCC	Si
	Medidos	No

⁽¹⁾ n representa el número de datos analizados.

⁽²⁾ Todas las pruebas fueron con un nivel de significancia del 5% (p < 0.05)

4.2.1 Comparación de los datos de emisión de SO₂

Para realizar las comparaciones de los datos de emisión del SO₂ se utilizó la prueba de rangos con signo de Wilcoxon para datos con distribución no-normal cuya prueba de hipótesis en todos los casos, es que el promedio de las diferencias que existen entre la comparación de cada dato es igual a cero (ver Anexo IV).

Como resultado se obtuvo la *tabla 4.7* donde se muestra el *valor p* obtenido al hacer la comparación.

Tabla 4.7. Resultado de la comparación entre las emisiones medidas en la Central Termoelectrica y las emisiones calculadas con los factores de emisión de las diferentes Agencias Ambientales para el SO₂.

Emisión SO ₂	Resultado de la comparación <i>valor p</i>
Medidos-US-EPA	0.0008
Medidos-NAEI-UK	<0.0001
Medidos-IPCC	<0.0001

En todos los casos se rechaza la hipótesis con un nivel de significancia del 5%, lo que significa que las emisiones calculadas con los factores de emisión desarrollados por las diferentes Agencias Ambientales no se ajustan a las emisiones medidas en la fuente, lo que sería incorrecto utilizar el factor de emisión de SO₂ de estas Agencias para calcular las emisiones emitidas por la Central Termoelectrica.

Tomando en cuenta la recta de 45 grados que se muestra en la *figura 4.1*, la cual representa la relación entre las emisiones calculadas con el FE desarrollado por la US-EPA y las emisiones medidas (siendo el valor de *uno* una perfecta similitud entre los datos de comparación), las emisiones calculadas con este factor de emisión están un poco sobrestimadas con respecto a las medidas, caso contrario para cuando se utilizan los factores de emisión del NAEI-UK y el IPCC, ya que los valores de las

emisiones calculados con estos factores se encuentran subestimados con respecto a las emisiones medidas en la fuente (ver *figura 4.2 y 4.3*).

Sin embargo, las emisiones de SO₂ calculadas con los factores de emisión de la US-EPA se aproximan más a los valores de emisiones obtenidos en la fuente, que si se utilizaran los factores de emisión del IPCC y del NAEI-UK.

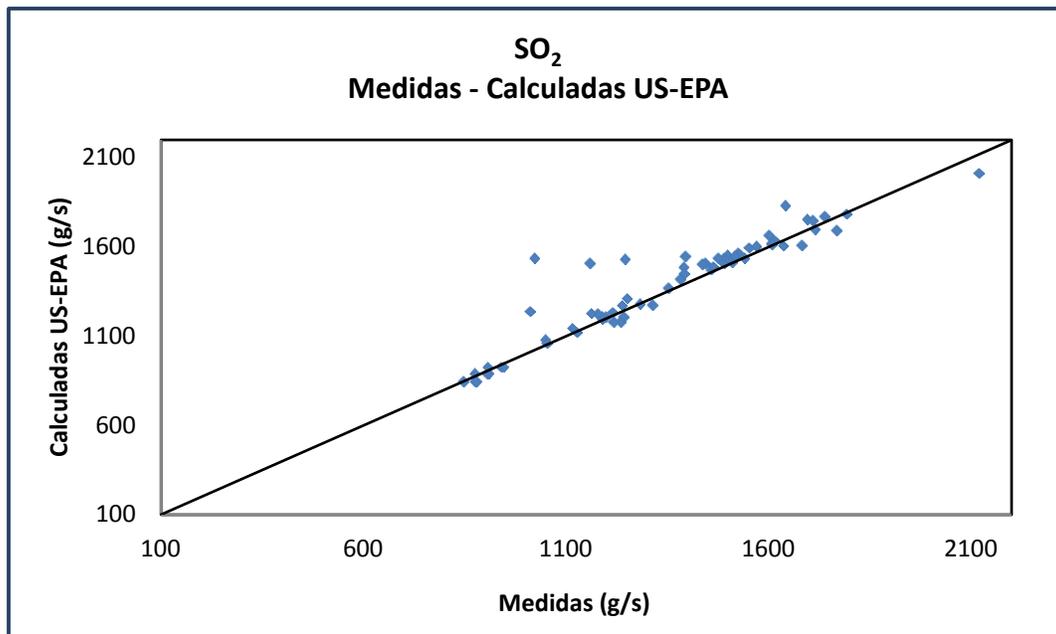


Figura 4.1. Comparación de las emisiones de SO₂ medidas y calculadas con el factor de emisión de la US-EPA.

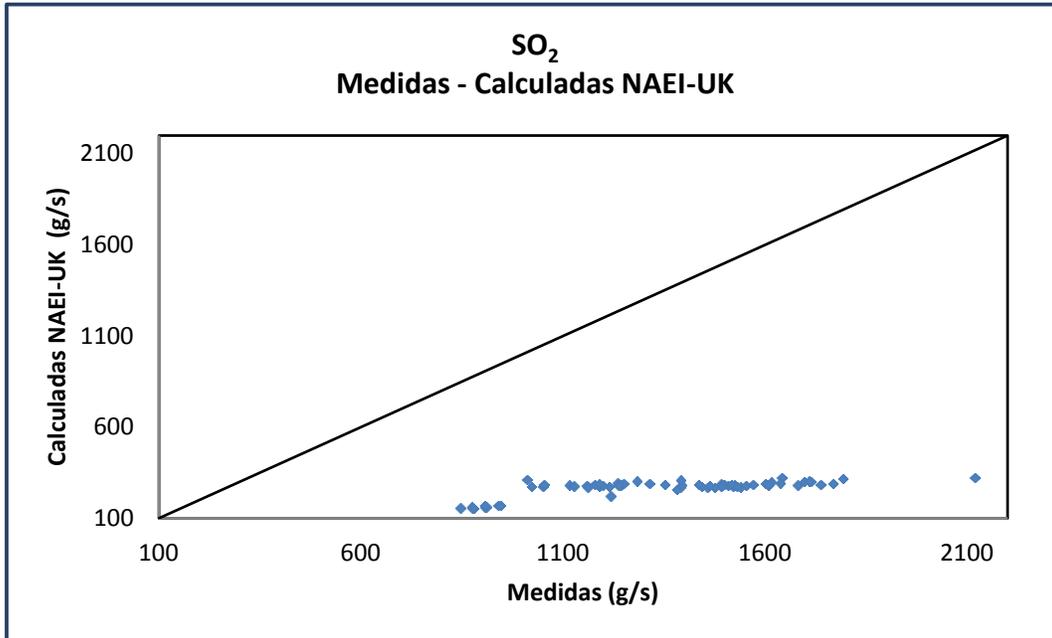


Figura 4.2. Comparación de las emisiones de SO₂ medidas y calculadas con el factor de emisión de la NAEI-UK.

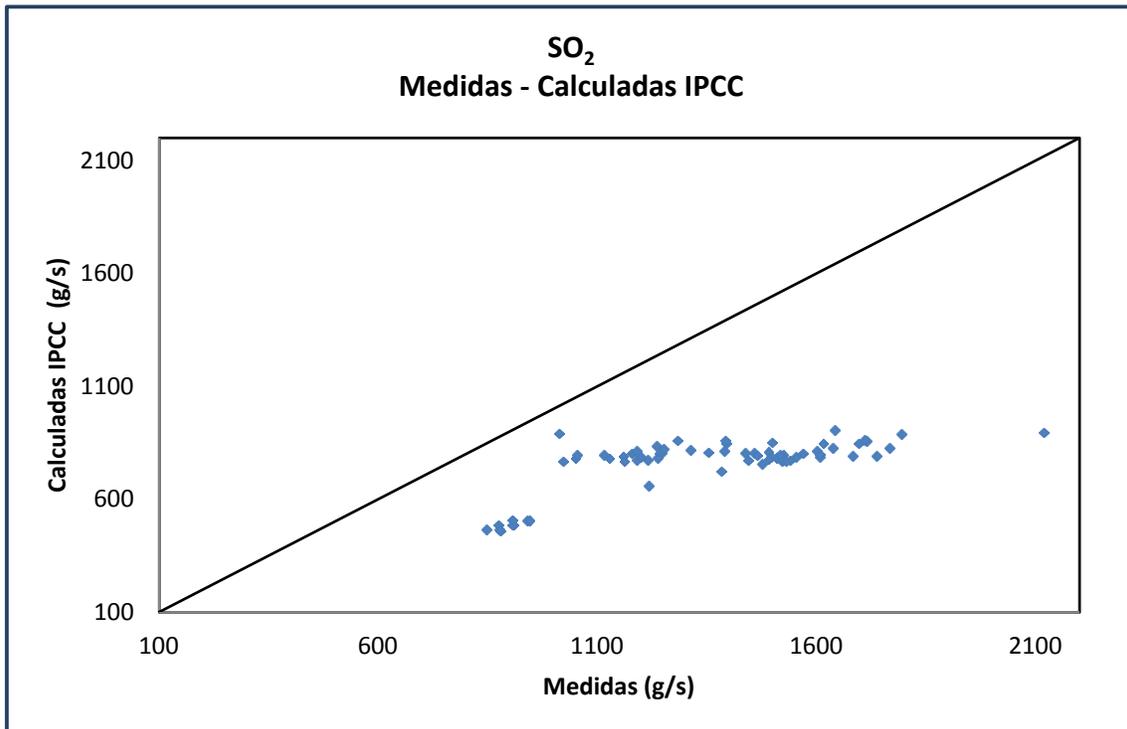


Figura 4.3. Comparación de las emisiones de SO₂ medidas y calculadas con el factor de emisión de la IPCC.

4.2.2 Comparación de los datos de emisión de NO_x para el caso de los quemadores frontales

Para realizar las comparaciones de los datos de emisión del NO_x en el caso de quemadores con configuración frontal se utilizó la prueba de rangos con signo de Wilcoxon (ver Anexo IV).

Como resultado se obtuvo la *tabla 4.8* donde se muestra el *valor p* obtenido al hacer la comparación.

Tabla 4.8. Resultado de la comparación entre las emisiones de NO_x medidas en la Central Termoeléctrica y las emisiones calculadas con los factores de emisión de las diferentes Agencias Ambientales para quemadores con configuración frontal.

Emisión NO _x Quemador frontal	resultado de la comparación <i>valor p</i>
Medidos-US-EPA	<0.0001
Medidos-NAEI-UK	<0.0001
Medidos-IPCC	<0.0001

Debido al *valor p* obtenido, en todos los casos se rechaza la hipótesis (H₀: el promedio de las diferencias que existen entre la comparación de cada dato es igual a cero) con un nivel de significancia del 5%, lo que significa que las emisiones calculadas con los factores de emisión desarrollados por las diferentes Agencias Ambientales no se ajustan a las emisiones medidas en la fuente, lo que sería incorrecto utilizar el factor de emisión de NO_x de estas Agencias para calcular las emisiones emitidas por la Central Termoeléctrica por la operación de los quemadores con configuración frontal.

Como se muestra en la *figura 4.4* las emisiones calculadas con el factor de emisión de la US-EPA están subestimadas con respecto a las medidas, caso contrario de cuando se utiliza los factores de emisión del NAEI-UK y del IPCC, ya que los valores de las emisiones calculados con estos factores se encuentran sobrestimados con respecto a las emisiones medidas en la fuente (ver *figura 4.5* y *4.6*).

Sin embargo las emisiones de NO_x calculadas con los factores de emisión del IPCC se aproximaron más a los valores de emisiones obtenidos en la fuente, que con los factores de emisión de la US-EPA y el NAEI-UK.

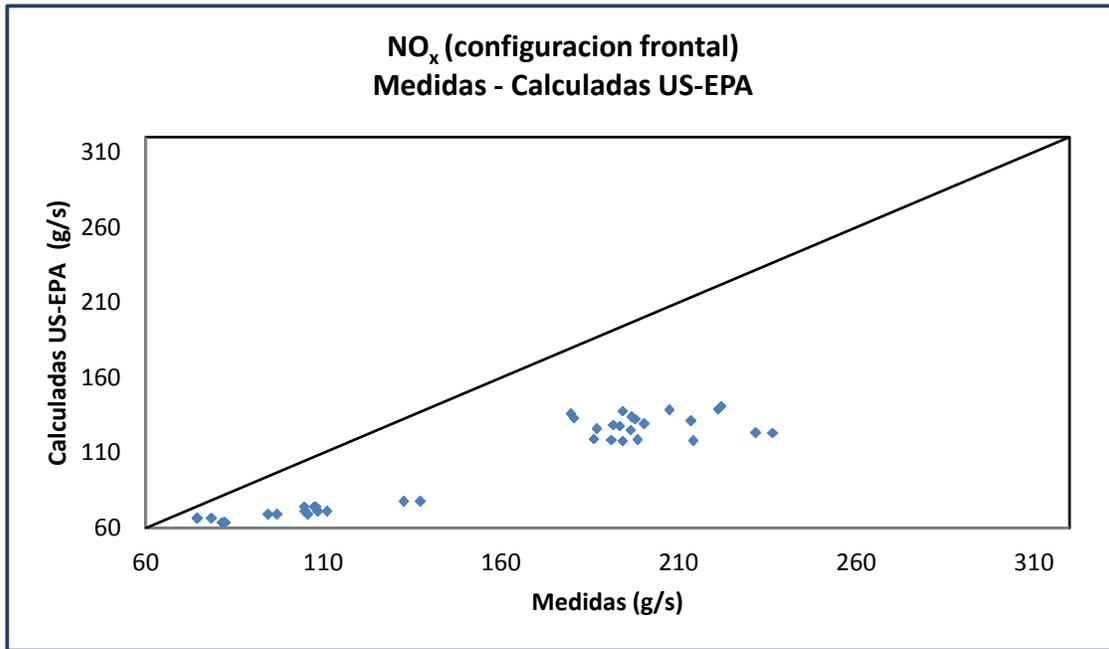


Figura 4.4. Comparación de las emisiones de NO_x medidas y calculadas con el factor de emisión de la US-EPA para los quemadores con configuración frontal.

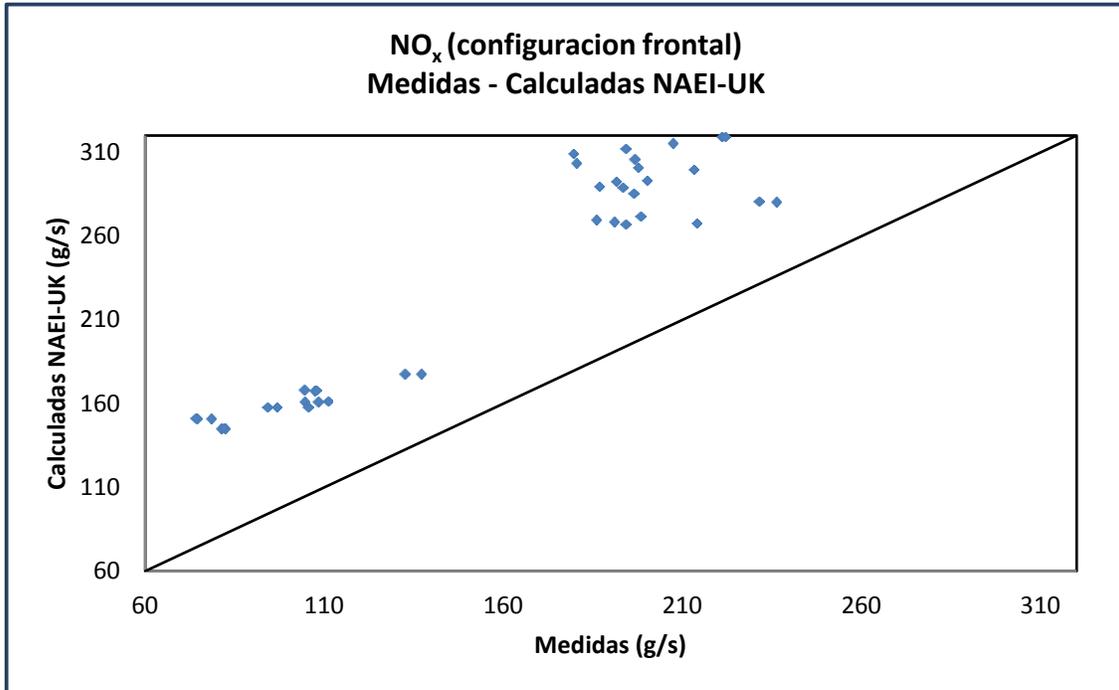


Figura 4.5. Comparación de las emisiones de NO_x medidas y calculadas con el factor de emisión del NAEI-UK para los quemadores con configuración frontal.

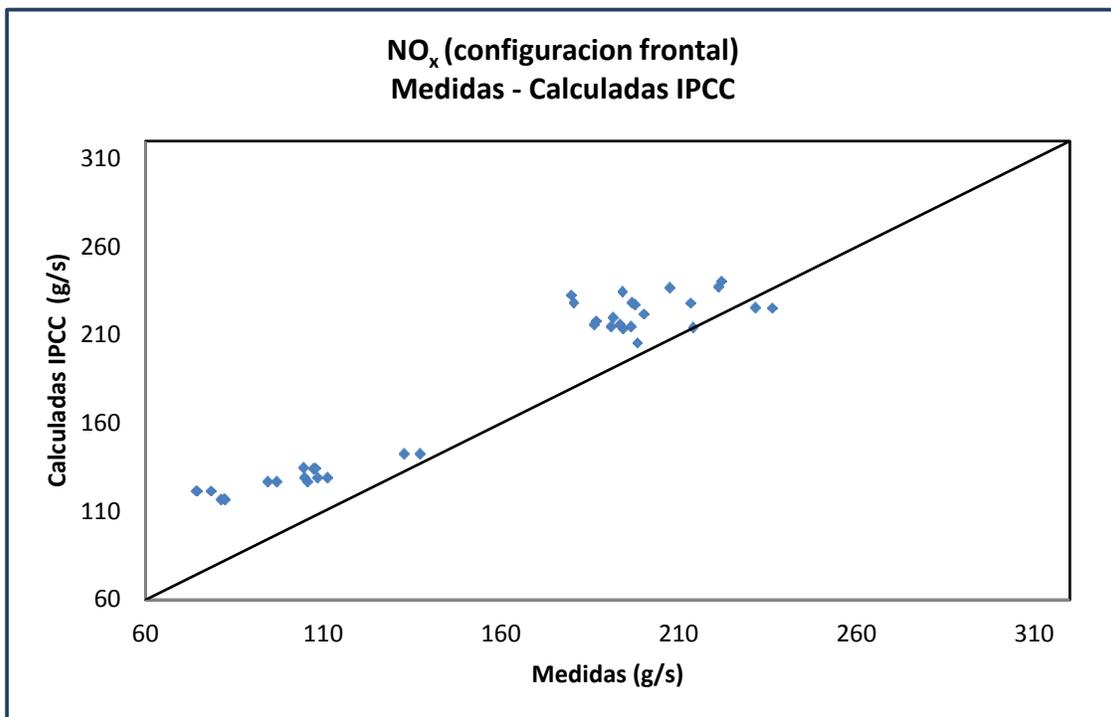


Figura 4.6 Comparación de las emisiones de NO_x medidas y calculadas con el factor de emisión del IPCC para los quemadores con configuración frontal.

4.2.3 Comparación de los datos de emisión de NO_x para el caso de los quemadores tangenciales

Para realizar las comparaciones de los datos de emisión del NO_x para quemadores con configuración tangencial, se utilizó la prueba de rangos con signo de Wilcoxon (ver Anexo IV).

Como resultado se obtuvo la *tabla 4.9* donde se muestra el *valor p* obtenido al hacer la comparación.

Tabla 4.9. Resultado de la comparación entre las emisiones de NO_x medidas en la Central Termoelectrica y las emisiones calculadas con los factores de emisión de las diferentes Agencias Ambientales para quemadores con configuración tangencial.

Emisión NO _x Quemador tangencial	resultado de la comparación <i>valor p</i>
Medidos-US-EPA	<0.0001
Medidos-NAEI-UK	<0.0001
Medidos-IPCC	<0.0001

Debido al *valor p* que se obtuvo, en todos los casos se rechaza la hipótesis (H₀: el promedio de las diferencias que existen entre la comparación de cada dato es igual a cero) con un nivel de significancia del 5%, lo que significa que las emisiones calculadas con los factores de emisión desarrollados por las diferentes Agencias Ambientales no se ajustan a las emisiones medidas en la fuente, lo que sería incorrecto utilizar el factor de emisión de NO_x de estas Agencias para calcular las emisiones emitidas por la Central Termoelectrica por la operación de los quemadores con configuración tangencial.

Como se muestra en la *figura 4.7* las emisiones calculadas con el factor de emisión de la US-EPA están subestimadas con respecto a las medidas, caso contrario para cuando se utilizan los factores de emisión del NAEI-UK y el IPCC, las cuales se

encuentran sobrestimadas con respecto a las emisiones medidas en la fuente (ver figura 4.8 y 4.9).

Sin embargo, las emisiones calculadas con los factores de emisión de la US-EPA para los quemadores con configuración tangencial se aproximan más a los valores de emisiones obtenidos en la fuente, que con los factores de emisión del IPCC y el NAEI-UK.

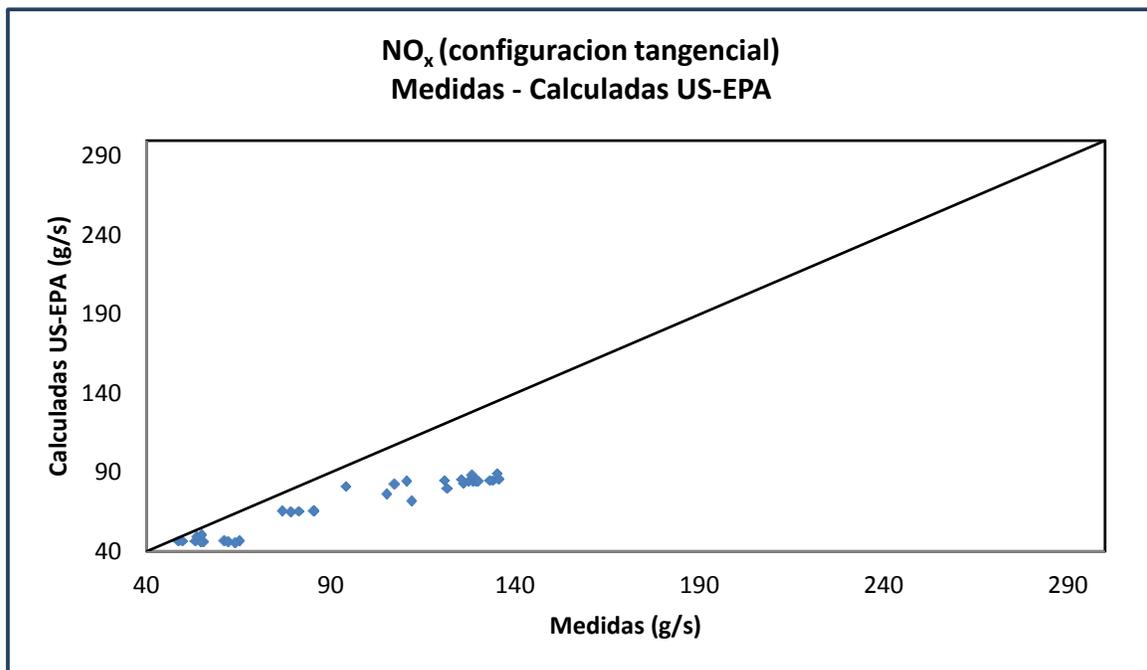


Figura 4.7 Comparación de las emisiones de NO_x medidas y calculadas con el factor de emisión de la US-EPA para los quemadores con configuración tangencial.

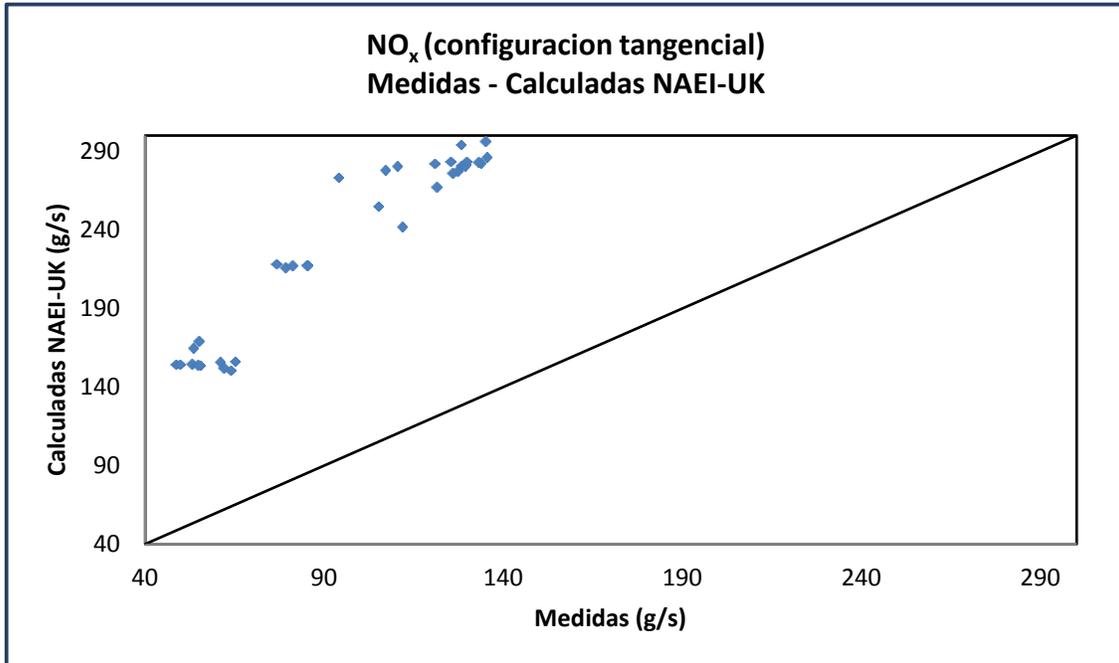


Figura 4.8 Comparación de las emisiones de NO_x medidas y calculadas con el factor de emisión del NAEI-UK para los quemadores con configuración tangencial.

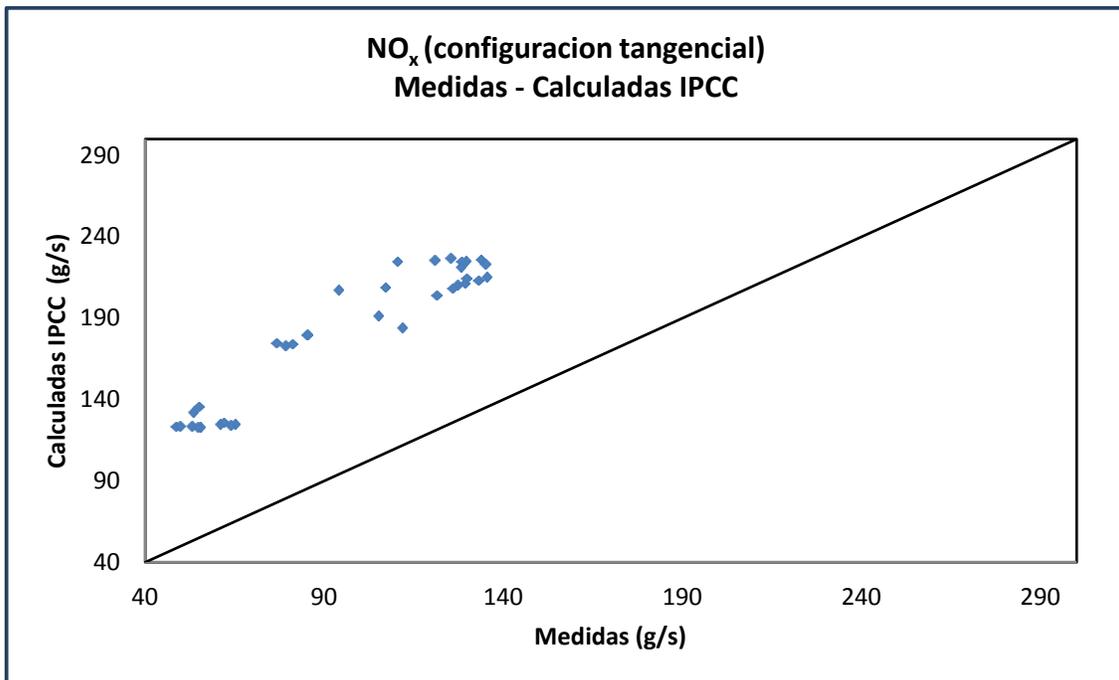


Figura 4.9 Comparación de las emisiones de NO_x medidas y calculadas con el factor de emisión del IPCC para los quemadores con configuración tangencial.

4.2.4 Comparación de los datos de emisión de partículas

Para comparar los datos de emisión medidos en la Central Termoelectrica con los calculados con el factor de emisión del IPCC se utilizó la prueba de rangos con signo de Wilcoxon (H_0 : el promedio de las diferencias que existen entre la comparación de cada dato es igual a cero) y para la comparación de los datos de emisión medidos con los calculados con el factor de emisión de la US-EPA se utilizó la prueba estadística *t-student* ($H_0: \bar{\mu}_{medidos} = \bar{\mu}_{calculados}$) (Ver Anexo IV).

Como resultado se obtuvo la *tabla 4.10* donde se muestra el *valor p* obtenido al hacer la comparación.

Tabla 4.10. Resultado de la comparación entre las emisiones medidas en la Central Termoelectrica y las emisiones calculadas con los factores de emisión de las diferentes Agencias Ambientales para partículas.

Emisión partículas	resultado de la comparación <i>valor p</i>
Medidos-US-EPA	0.0269
Medidos-IPCC	<0.0001

En ambos casos se rechazan las hipótesis H_0 con un nivel de significancia del 5%, lo que significa que las emisiones calculadas con los factores de emisión desarrollados por las diferentes Agencias Ambientales no se ajustan a las emisiones medidas en la fuente, lo que sería incorrecto utilizar el factor de emisión de partículas de estas Agencias para calcular las emisiones por la Central Termoelectrica.

Como se muestra en la *figura 4.10* las emisiones calculadas con el factor de emisión de la US-EPA la mayor parte están subestimadas pero también se llegaron a encontrar emisiones sobrestimadas con respecto a las medidas. Para las emisiones calculadas con el factor de emisión del IPCC se encuentra en todos los casos que las emisiones calculadas están subestimadas con respecto a las emisiones medidas en la fuente (ver *figura 4.11*)

Sin embargo las emisiones calculadas con los factores de emisión de la US-EPA para el caso de partículas se aproximan más a los valores de emisiones obtenidos en la fuente que con el factor de emisión del IPCC.

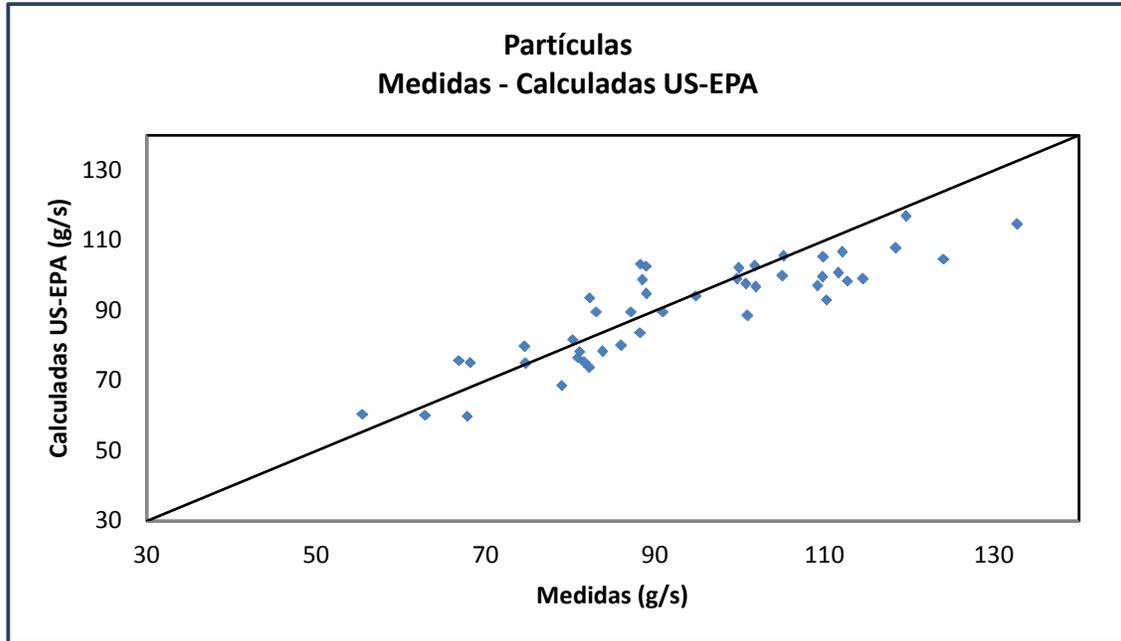


Figura 4.10 Comparación de las emisiones de partículas medidas y calculadas con el factor de emisión de la US-EPA.

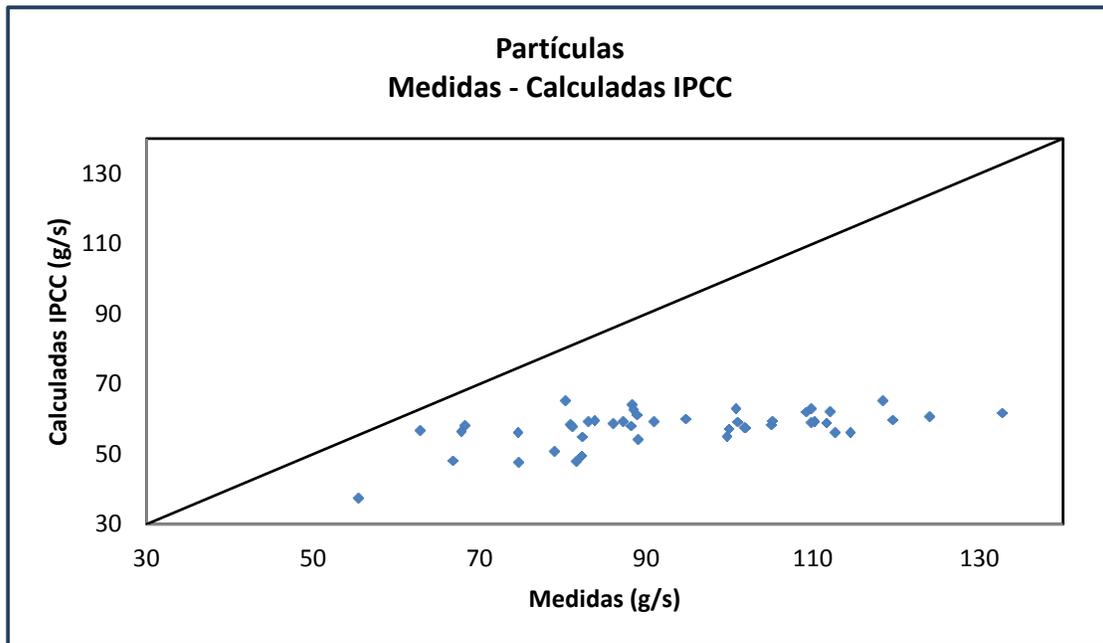


Figura 4.11 Comparación de las emisiones de partículas medidas y calculadas con el factor de emisión del IPCC.

4.3 Desarrollo de los Factores de Emisión y Establecimiento de su Calidad.

Dado a que no fue aplicable ningún factor de emisión de las diferentes Agencias Ambientales, se tuvo que desarrollar factores de emisión propios para las condiciones de operación de la Central Termoeléctrica.

Todo el procedimiento de los cálculos que se utilizó para desarrollar el factor de emisión para el SO₂, NO_x y partículas están presentes en el **Anexo V**. En esta sección sólo se muestran los resultados obtenidos una vez realizados dichos cálculos.

Los factores de emisión obtenidos en este estudio fueron desarrollados para la Central Termoeléctrica que consume combustóleo operando con una carga entre 52 y 99 por ciento.

4.3.1 Factor de emisión para SO₂

Para obtener el factor de emisión para el SO₂ se llevó a cabo dos procedimientos, los cuales posteriormente fueron comparados para conocer cual es el más adecuado para calcular de manera correcta las emisiones de SO₂. Estos dos procedimientos son los que se citan a continuación:

- 1) *Cálculo del factor de emisión como se planteó en el capítulo de la metodología (ver sección 3.5.1).* El factor de emisión que se obtuvo como resultado con este procedimiento fue 18.43S kg SO₂/m³ de combustóleo, siendo S el contenido de azufre en el combustóleo en un intervalo de 2.25%-4.38%. Este factor fue validado y resultó que las emisiones calculadas con dicho factor y las emisiones medidas en la Central Termoeléctrica no son significativamente diferentes con un valor *p* de 0.6264 (Ver figura 1 del Anexo VI).
- 2) *Cálculo del factor de emisión del SO₂ estequiométricamente.* Como se mencionó en la sección 2.4.2, los balances de materia son apropiados en situaciones en

las que se pierde un alto porcentaje de materia a la atmósfera (por ejemplo, el azufre en el combustible). Por lo tanto se calculó el factor de emisión para el SO₂ de manera estequiométrica; así lo calcula la US-EPA y el IPCC. La US-EPA toma una conversión de S a SO₂ del 98% mientras que el IPCC no considera este valor, sin embargo toma en cuenta otros parámetros.

Para obtener el factor de emisión de manera estequiométrica, primero se desarrolló el factor de emisión como muestra la *ecuación (3)* considerando una conversión del 98% y una densidad promedio del combustóleo de 0.9852 ton/m³, teniendo como resultado un factor de emisión de 19.30S kg SO₂/m³ combustóleo.

$$0.98 * \frac{64kgSO_2}{32kgS} * \frac{\%Skg}{100kgcombustoleo} * \frac{0.9852ton}{m^3combustoleo} * \frac{1000kg}{1ton} = 19.30S \frac{KgSO_2}{m^3combustoleo} \quad \text{Ec. (3)}$$

El factor de emisión obtenido con la *ecuación (3)* fue utilizado para calcular las emisiones; éstas fueron comparadas con las emisiones históricas obtenidas por la Central Termoeléctrica, resultando ser significativamente diferentes (p < 0.05). (Ver *figura VI.2 del Anexo VI*).

Por lo anterior se prosiguió a conocer cuál era la conversión adecuada de S a SO₂ utilizando los mismos datos de emisión con el que se desarrolló el factor de emisión con el procedimiento 1). Se calculó el factor de emisión del SO₂ estequioméricamente considerando un 100% de conversión de S a SO₂ y la densidad promedio que presentó el combustóleo, es decir:

$$\frac{64kgSO_2}{32kgS} * \frac{\%Skg}{100kgcombustoleo} * \frac{0.9852ton}{m^3combustoleo} * \frac{1000kg}{1ton} = 19.70S \frac{KgSO_2}{m^3combustoleo} \quad \text{Ec. (4)}$$

Posteriormente se calculó las emisiones con el factor de emisión obtenido con la *ecuación (4)*. Se dividió las emisiones medidas entre las calculadas con dicho factor de emisión. Se obtuvo como resultado un cociente de 0.94 lo que podría significar que 94% es la conversión que se tiene de S a SO₂.

Para comprobar la conversión del 94%, este valor se utilizó para desarrollar un nuevo factor de emisión tomando en cuenta este porcentaje de conversión como se muestra en la *ecuación (5)*. A su vez el factor de emisión obtenido, sirvió para calcular las emisiones que posteriormente fueron comparadas con las emisiones históricas obtenidas por la Central Termoeléctrica.

$$0.94 * \frac{64\text{kgSO}_2}{32\text{kgS}} * \frac{\%S\text{kg}}{100\text{kgcombustoleo}} * \frac{0.9852\text{ton}}{\text{m}^3\text{combustoleo}} * \frac{1000\text{kg}}{1\text{ton}} = 18.52\text{S} \frac{\text{KgSO}_2}{\text{m}^3\text{combustoleo}} \quad \text{Ec. (5)}$$

Como resultado de la comparación anterior resultaron no ser significativamente diferentes con un *valor p* de 0.1558 (ver *figura VI.3 del Anexo VI*); lo que quiere decir que se puede utilizar el factor de emisión de 18.52S ó el de 18.43S (ambos en unidades de kg SO₂/m³ combustóleo) para calcular las emisiones de SO₂.

El factor de emisión que se tomó para este estudio es el de **18.52S kg SO₂/m³ combustóleo**, es decir el factor de emisión obtenido estequiométricamente.

Las emisiones de SO₂ calculadas con el factor de emisión obtenido, dependerán directamente de la cantidad de azufre en el combustóleo; por lo tanto las emisiones de SO₂ calculadas con el factor de emisión serán 18.52 veces la cantidad de contenido de azufre en el combustóleo en unidades de kg SO₂/m³ combustóleo.

4.3.2 Factor de emisión para NO_x

Para desarrollar el factor de emisión para el NO_x es necesario considerar la configuración del quemador. Así que el factor de emisión para quemadores frontales es de **8.37 kg NO_x/m³ combustóleo** y el factor de emisión para quemadores tangenciales es de **5.14 kg NO_x/m³ combustóleo**.

El factor de emisión de NO_x está expresado como NO₂, lo que quiere decir que al momento de hacer la conversión de *ppm* a *g/m³* el peso molecular que se considera es el del NO₂ (46 g/mol).

Cabe mencionar que sólo para el caso de las emisiones del NO_x se toma en cuenta el tipo de configuración del quemador, ya que las emisiones de éste son más variantes considerando el tipo de quemador a diferencia de lo que sucede con las emisiones de SO₂ y partículas.

El factor de emisión para quemadores frontales es 0.6 veces mayor que el factor de emisión para quemadores tangenciales; lo que significa que si se utiliza un quemador con configuración tangencial en lugar de uno frontal se podría tener una reducción del 60% de las emisiones de NO_x.

Para aplicar correctamente el factor de emisión del NO_x para calcular las emisiones, es necesario conocer la configuración del quemador, ya que si se aplica el factor de emisión que no le corresponde al tipo de configuración, las emisiones resultantes van estar subestimadas o sobrestimadas según sea el caso.

4.3.3 Factor de emisión para partículas

El factor de emisión obtenido fue **1.19S + 0.27 kg partículas/m³ combustóleo**. Las emisiones de partículas que se obtengan con el factor de emisión dependerán de la cantidad de azufre en el combustóleo.

Las emisiones de partículas calculadas con el factor de emisión serán 1.19 veces el contenido de azufre más la parte que corresponde a las partículas diferentes a las de sulfato siendo este término de 0.27, ambos valores en unidades de kg partículas/m³ combustóleo. Dado que el factor de emisión es una recta, éste presentó una R² = 0.85, por lo que podría mejorar este valor obteniendo más datos medidos en la fuente como pasó en el caso del factor de emisión de la US-EPA el cual empezó con una R² de 0.65 y actualmente es de 0.97 (US-EPA, 1986; US-EPA, 1998).

Como resultado final se obtuvo la *tabla 4.11* que presenta los factores de emisión obtenidos en este estudio por la operación de la Central Termoeléctrica que consume

combustóleo a condiciones de operación de México. Es importante prestar atención al pie de tabla, ya que éste nos dirá la aplicación correcta del factor de emisión, así como también sus limitaciones.

Tabla 4.11. Factores de emisión para la Central Termoeléctrica que consume combustóleo y que trabaja a condiciones de operación de México.

Configuración del quemador	SO ₂ ^{(b), (c),(g),(h)}		NO _x ^{(f),(g),(h)}		Partículas ^{(b), (c), (d), (g),(h)}	
	Factor de emisión (Kg/m ³)	Calidad del factor de emisión	Factor de emisión (Kg/m ³)	Calidad del factor de emisión	Factor de emisión (Kg/m ³)	Calidad del factor de emisión
Quemador ^(a) 669-1260 GJ/h						
Combustóleo, quemador frontal (sin control)	18.52S	A	8.37	B	1.19S + 0.27	B
Combustóleo, quemador tangencial (sin control)	18.52S	A	5.14	B	1.19S + 0.27	B

(a) El factor de emisión fue desarrollado para esta capacidad de quemadores.

(b) Intervalo del contenido de azufre (2.25%-4.38%)

(c) *S* indica que el porciento en peso de azufre en el combustóleo debe ser multiplicado por el valor dado. Por ejemplo, si el contenido de azufre es 3%, entonces *S*=3.

(d) El coeficiente de correlación lineal al cuadrado de 1.19*S*+0.27 es $R^2 = 0.85$

(f) Expresado como NO₂

(g) Calidad del factor de emisión A (Excelente) y B (Arriba del promedio). La calidad presentada en esta tabla es sólo aplicable a la Central Termoeléctrica estudiada, en caso de que se quiera hacer extensivo el uso de estos factores de emisión para todo el País, éstos presentarían una calidad “D” de acuerdo con el documento titulado “*Introduction of the Compilation of Air Pollutant Emission Factors, Volume I: Stationary Point and Area Sources*” 5° Ed., Abril, 1995.

(h) kg/m³ se refiere a kg de contaminante por m³ de combustóleo

En cuanto a la calidad de los factores de emisión se tomó como referencia la *figura 2.5* y la *tabla 3.2* con las cuales primero se estableció la calidad de los datos de emisión y posteriormente se definió la calidad que le corresponde a cada factor de emisión obtenido.

En todos los casos siguiendo la *figura 2.5*, la calidad de los datos fueron clasificados como "A", debido a que los datos con los que se desarrollaron los factores de emisión fueron tomados de los muestreos hechos en la Central Termoeléctrica de acuerdo con el procedimiento presentado por la normatividad ambiental vigente en México en las normas mexicanas (ver *tabla 2.9*).

Tomando como referencia la *tabla 3.2*, la calidad de los factores de emisión obtenidos para la Central Termoeléctrica estudiada es la siguiente:

- Para el caso del SO₂ resultó ser "A", es decir *excelente*, ya que fue desarrollado con datos de calidad "A", teniendo un número significativo de pruebas (35 datos) y los datos con los que se desarrolló el factor de emisión fueron tomados aleatoriamente, además que es proveniente de un cálculo estequiométrico lo que es equivalente a un balance de materia.
- Para el factor de emisión de NO_x para ambas configuraciones resultó ser "B", es decir *arriba del promedio*, ya que fue desarrollado con datos de calidad "A", teniendo un número razonable de pruebas (22 datos para quemadores frontales y 20 datos para quemadores tangenciales), aunque los datos con los que se desarrolló el factor de emisión fueron tomados aleatoriamente.
- Para el factor de emisión de partículas resultó ser "B", es decir *arriba del promedio*, debido a que fue desarrollado con pruebas "A", pero con un número razonable de pruebas (15 datos), aunque los datos con los que se desarrolló el factor de emisión fueron tomados aleatoriamente.

En caso de que se requiera aplicar los factores de emisiones propuestos en la *tabla 4.11* para otras centrales termoeléctricas dentro de México, es necesario tomar en cuenta las limitaciones que estos tendrían, ya que estos factores de emisión sólo fueron obtenidos a partir de una central termoeléctrica; sin embargo en el País se cuenta con 20 centrales similares a este tipo. No obstante, debido a la capacidad y generación de electricidad que presenta la Central Termoeléctrica es considerada como una de las más importantes en México.

Por lo tanto si se quisiera utilizar los factores de emisión obtenidos en la *tabla 4.11* para aplicarlos a otras centrales termoeléctricas que consumen combustóleo en México, se tendría que cambiar su calidad y para hacerlo se tomaría de base el documento titulado “*Introduction of the Compilation of Air Pollutant Emission Factors, Volume I: Stationary Point and Area Sources*” 5° Ed., Abril, 1995; con el cual se establece la calidad de los factores de emisión desarrollados por la US-EPA.

Los factores de emisión obtenidos presentarían una calidad “**D**”, que significa por *debajo del promedio*, en caso de aplicarlos a otras centrales termoeléctricas en México. Esta calidad otorgada es debido a que los factores de emisión desarrollados en este trabajo provienen de pruebas de tipo “**A**”, pero por tratarse de una sola central termoeléctrica con seis instalaciones, esto conlleva a no ser un número significativo de instalaciones con respecto al total de instalaciones presentes en las 20 centrales termoeléctricas dentro de México.

4.4 Validación de los Factores de Emisión Obtenidos

Para validar los factores de emisión obtenidos con este trabajo, se realizaron comparaciones entre las emisiones medidas en la fuente y las calculadas con los factores de emisión desarrollados.

Realizando las pruebas de normalidad para las emisiones tanto calculadas como medidas (ver *Anexo II*), se obtuvieron los siguientes resultados mostrados en la *tabla 4.12*.

Tabla 4.12. Prueba de hipótesis de normalidad de los datos de emisión medidos y los calculados con los factores de emisión existentes por diferentes Agencias.

Emisión ⁽¹⁾	Variable	Se rechaza la hipótesis ⁽²⁾ (H ₀ : Distribución normal)
SO ₂ n = 31	FE propuesto	No
	Medidos	No
NO _x (quemador frontal) n = 16	FE propuesto	No
	Medidos	No
NO _x (quemador tangencial) n = 14	FE propuesto	Si
	Medidos	No
Partículas n = 30	FE propuesto	No
	Medidos	No

⁽¹⁾ n representa el número de datos analizados.

⁽²⁾ Todas las pruebas fueron con un nivel de significancia del 5% ($p < 0.05$)

4.4.1 Comparación de los datos de emisión de SO₂

Para realizar las comparaciones de los datos de emisión del SO₂ se utilizó la prueba estadística *t-student*, debido a que resultaron ser datos con una distribución normal y un número de datos mayor a 30.

Como resultado se obtuvo la *tabla 4.13* donde se muestra el *valor p* obtenido al hacer la comparación (ver *Anexo VI*).

Tabla 4.13. Comparación de los datos de emisión de SO₂ medidos en la Central Termoeléctrica y el factor de emisión obtenido estequiométricamente.

Emisión SO ₂	Resultado de la comparación <i>valor p</i>
Medidos-FEestequiométrico	0.1558

El *valor p* mostrado en la *tabla 4.13* nos indica que la hipótesis (H₀: $\bar{\mu}_{\text{medidos}} = \bar{\mu}_{\text{calculados}}$) no se rechaza con un nivel de significancia del 5%, lo que significa que las emisiones calculadas con el factor de emisión obtenido estequiométricamente para el SO₂, puede

ser utilizado para calcular de manera correcta las emisiones emitidas a la atmósfera por la Central Termoeléctrica.

Como se muestra en la *figura 4.12* para el caso de las emisiones de SO_2 calculadas con el factor de emisión obtenido estequiométricamente y las medidas en la fuente se ajustan a la recta de 45 grados; esta recta como se mencionó anteriormente representa la relación entre las emisiones calculadas con el FE estequiométrico y las emisiones medidas, siendo el valor de *uno* una perfecta similitud entre los datos de comparación.

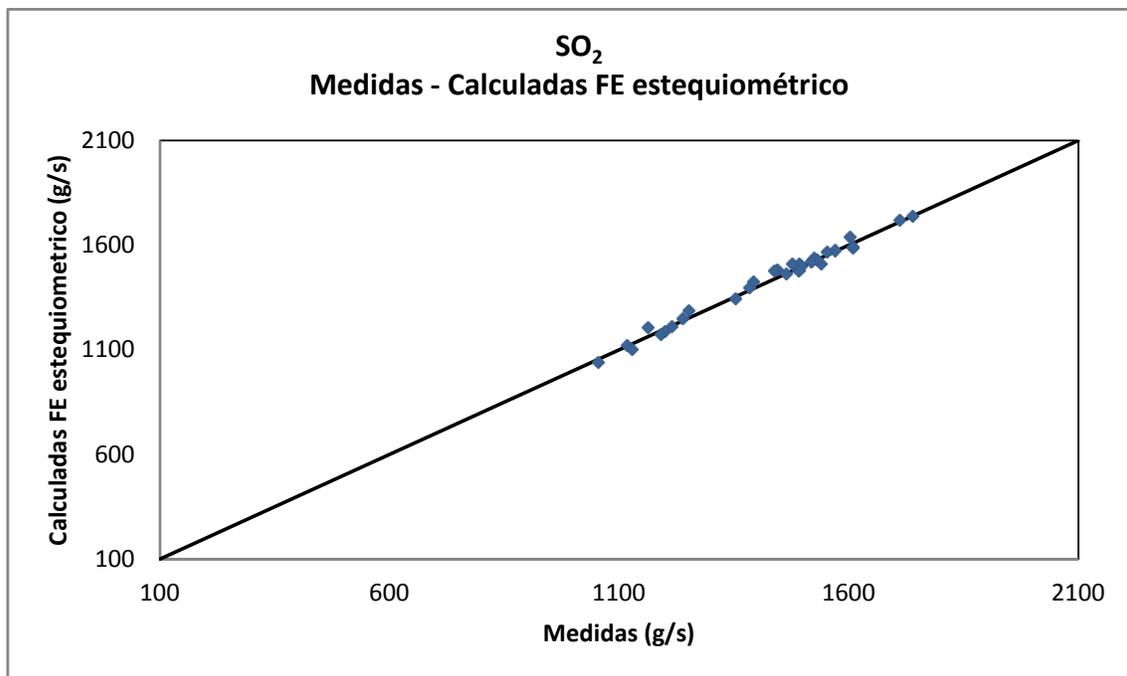


Figura 4.12 Comparación de las emisiones de SO_2 medidas y calculadas con el factor de emisión estequiométrico.

4.4.2 Comparación de los datos de emisión de NO_x para el caso de los quemadores frontales.

Para hacer las comparaciones de los datos de emisión del NO_x para quemadores frontales se utilizó la prueba de rangos con signo de Wilcoxon a pesar de que los datos presentaron una distribución normal, esto es debido a que el número de los datos

obtenidos para hacer la comparación no son suficientes para llevar a cabo una prueba estadística paramétrica.

Como resultado se obtuvo la *tabla 4.14* donde se muestra el *valor p* obtenido al hacer la comparación (ver *Anexo VI*).

Tabla 4.14. Comparación de los datos de emisión de NO_x medidos en la Central Termoeléctrica y los calculados con el factor de emisión desarrollado con este trabajo para quemadores frontales.

Emisión NO _x Quemador frontal	resultado de la comparación valor p
Medidos-FEpropuesto	0.2114

Dado el *valor p* obtenido, no se rechaza la hipótesis (H_0 : el promedio de las diferencias que existen entre la comparación de cada dato es igual a cero) con un nivel de significancia del 5%, lo que conlleva que las emisiones de NO_x para quemadores frontales calculadas con el factor de emisión propuesto en este trabajo puede ser utilizado para calcular las emisiones generadas por la Central Termoeléctrica.

Como se muestra en la *figura 4.13* las emisiones de NO_x calculadas con el factor de emisión propuesto y las medidas se ajustan más a la recta de 45 grados a comparación de las emisiones calculadas con los factores de emisión de otras Agencias (ver *figura 4.4, 4.5 y 4.6*).

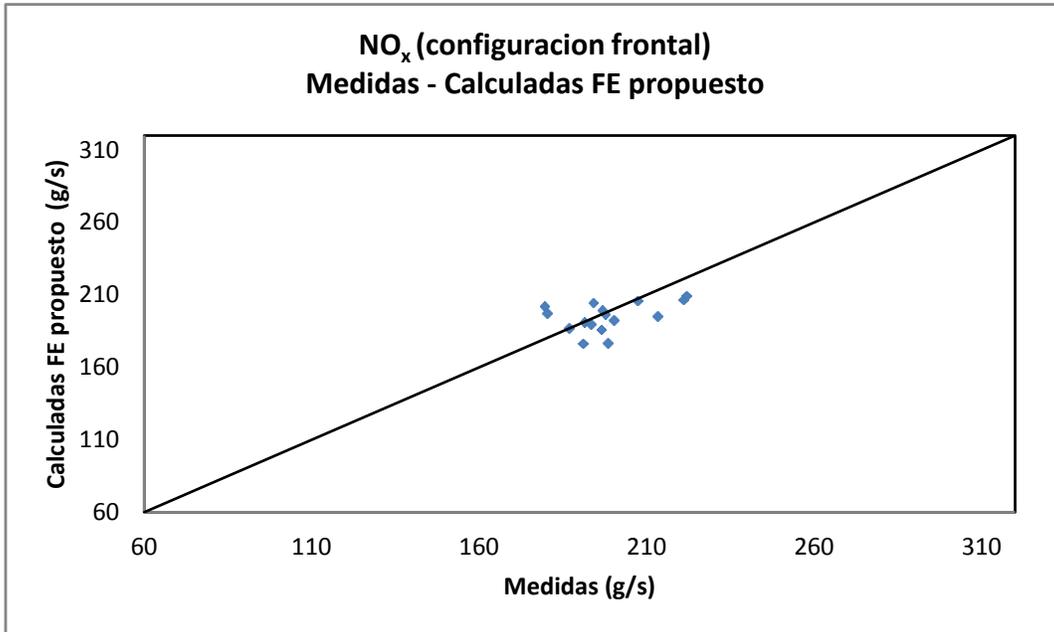


Figura 4.13 Comparación de las emisiones de NO_x medidas y calculadas con el factor de emisión desarrollado en este trabajo para quemadores frontales.

4.4.3 Comparación de los datos de emisión de NO_x para el caso de los quemadores tangenciales

Para realizar las comparaciones de los datos de emisión del NO_x para quemadores con configuración tangencial se utilizó la prueba de rangos con signo de Wilcoxon cuya prueba de hipótesis es que el promedio de las diferencias que existen entre la comparación de cada dato es igual a cero.

Como resultado se obtuvo la *tabla 4.15* donde se muestra el *valor p* obtenido al hacer la comparación (ver Anexo VI).

Tabla 4.15. Comparación de los datos de emisión de NO_x medidos en la Central Termoelectrica y los calculados con el factor de emisión desarrollado con este trabajo para quemadores tangenciales.

Emisión NO _x Quemador tangencial	resultado de la comparación valor p
Medidos-FEpropuesto	0.1688

Dado el *valor p* obtenido, no se rechaza la hipótesis con un nivel de significancia del 5%, lo que significa que las emisiones de NO_x para quemadores tangenciales calculadas con el factor de emisión propuesto en este trabajo puede ser utilizado para calcular las emisiones generadas por la Central Termoeléctrica.

La *figura 4.14* muestra que las emisiones de NO_x calculadas con el factor de emisión propuesto y las medidas se ajustan más a la recta de 45 grados a comparación de las emisiones calculadas con los factores de emisión de otras Agencias (Ver *figura 4.7, 4.8 y 4.9*).

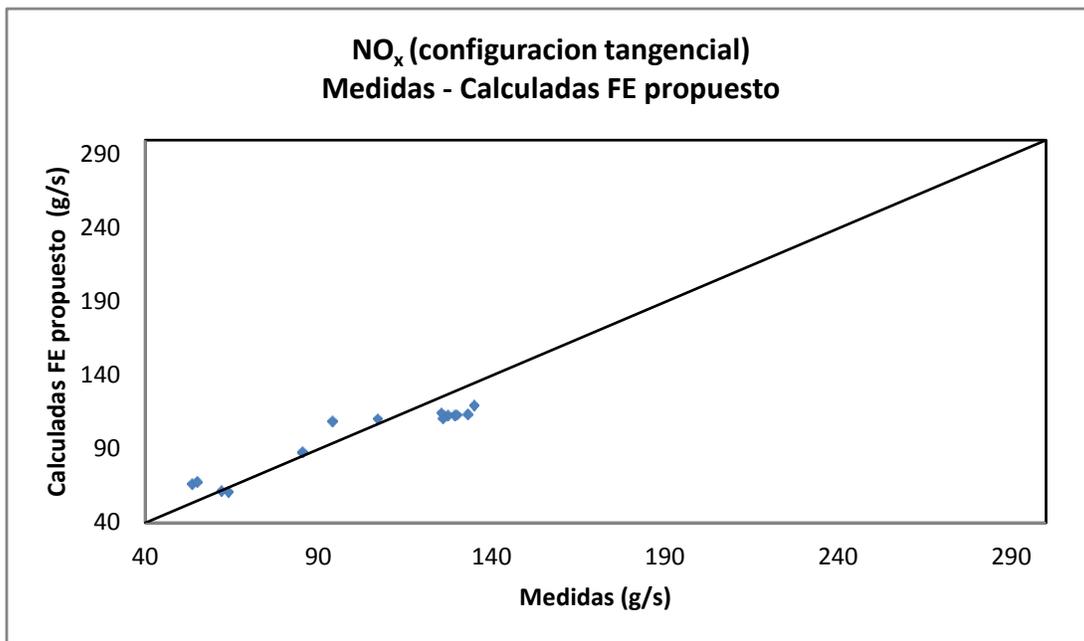


Figura 4.14 Comparación de las emisiones de NO_x medidas y calculadas con el factor de emisión desarrollado en este trabajo para quemadores tangenciales.

4.4.4 Comparación de los datos de emisión de partículas

Para comparar los datos de emisión de partículas medidos en la Central Termoeléctrica con los calculados con el factor de emisión propuesto se utilizó la prueba estadística *t-student* ($H_0: \bar{\mu}_{\text{medidos}} = \bar{\mu}_{\text{calculados}}$).

Como resultado se obtuvo la *tabla 4.16* donde se muestra el *valor p* obtenido al hacer la comparación (ver *Anexo VI*).

Tabla 4.16. Comparación de los datos de emisión de partículas medidos en la Central Termoeléctrica y los calculados con el factor de emisión desarrollado con este trabajo.

Emisión partículas	resultado de la comparación valor p
Medidos-FEpropuesto	0.8564

El *valor p* mostrado en la *tabla 4.16* nos indica que la hipótesis no se rechaza con un nivel de significancia del 5%, lo que significa que las emisiones calculadas con el factor de emisión para partículas propuesto en este trabajo puede ser utilizado para calcular correctamente las emisiones de este contaminante generadas por la Central Termoeléctrica.

Como se muestra en la *figura 4.15*, las emisiones de partículas calculadas con el factor de emisión propuesto y las medidas no están muy ajustadas a la recta de 45 grados, lo que significa que probablemente puede mejorar este factor de emisión si se obtuvieran más datos de emisión en la fuente. Sin embargo, como se dijo anteriormente este factor de emisión puede ser utilizado por la Central Termoeléctrica para calcular de manera correcta sus emisiones de partículas ya que las emisiones calculadas con éste y las medidas no resultaron ser significativamente diferentes. (Cureño et al. 2010).

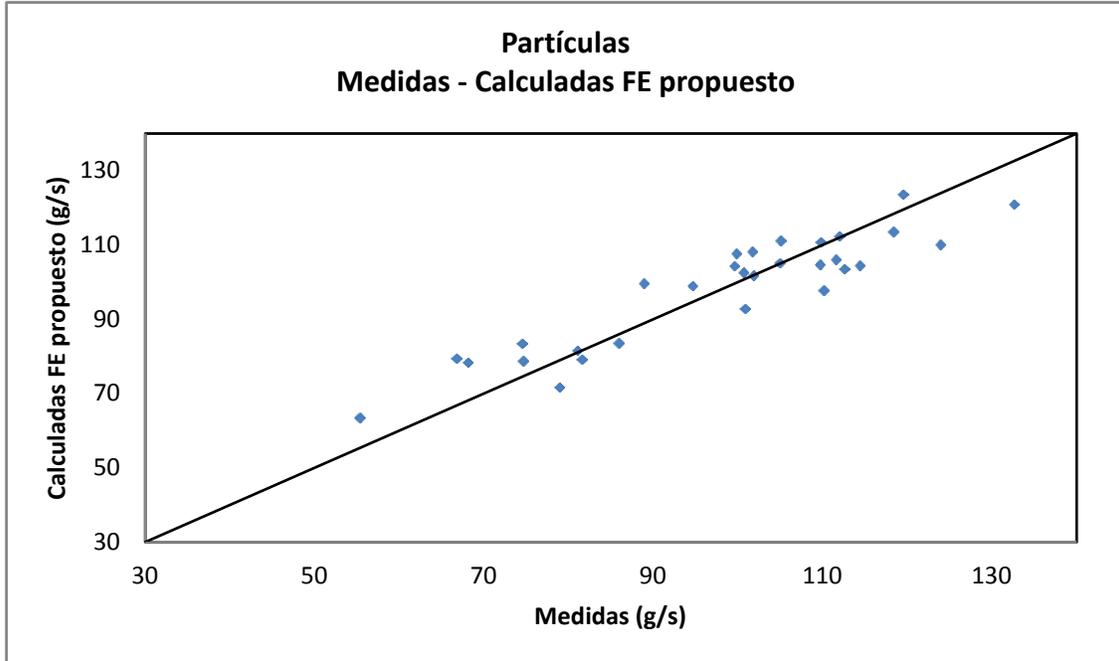


Figura 4.15 Comparación de las emisiones de partículas medidas y calculadas con el factor de emisión desarrollado en este trabajo.

CAPÍTULO 5
CONCLUSIONES

5 CONCLUSIONES

1. Para poder aplicar correctamente cualquier tipo de factor de emisión es de suma importancia tomar en cuenta lo siguiente:
 - Comprender como son desarrollados los factores de emisión y las limitaciones que presentan.
 - Saber a la perfección el tipo de proceso al cual se le quiere aplicar el factor de emisión.
 - Identificar si la fuente presenta algún equipo de control y si está operando correctamente.
 - Conocer el tipo de combustible y sus características. Si es posible contar con los certificados de calidad del combustible.
 - El tipo de quemador al cual se le va aplicar el factor de emisión; ya que si no se conoce la configuración y se aplica el factor de emisión incorrecto, en el caso de las emisiones de NO_x se estaría sobrestimando o subestimando las emisiones aproximadamente al 60%.
2. Al comparar las emisiones medidas y las calculadas con los factores de emisión de diferentes Agencias Ambientales como la US-EPA, el IPCC y el NAEI-UK, las emisiones calculadas resultaron ser significativamente diferentes a las emisiones medidas.

No obstante, en caso extremo que no se pueda contar con factores de emisión propios para México y sólo se quiera tener algún valor de referencia mas no el valor más adecuado de las emisiones, se pueden utilizar los factores de emisión de la US-EPA para calcular las emisiones de SO₂, partículas y las emisiones de NO_x para quemadores tangenciales, pero para quemadores frontales es mejor utilizar el factor de emisión del IPCC. Lo anterior, dado a que estos factores

presentaron cierta aproximación a las emisiones medidas en la Central Termoeléctrica.

3. Debido a que los factores de emisión de la US-EPA, del NAEI-UK y del IPCC no resultaron ser adecuados para calcular las emisiones de la Central Termoeléctrica estudiada, fue necesario desarrollar factores de emisión propios para esta central; la cual tiene una capacidad efectiva de 2,100 MW y una generación de electricidad para el año 2009 de 8,155 GWh.

Dichos factores fueron utilizados para calcular las emisiones y éstas a su vez fueron comparadas con las emisiones medidas en la Central Termoeléctrica, obteniendo como resultado que las emisiones calculadas con los factores de emisión propuestos en este trabajo y las emisiones medidas en la Central Termoeléctrica **no** son significativamente diferentes. Lo que implica que los factores de emisión obtenidos pueden ser utilizados por la Central Termoeléctrica para estimar correctamente las emisiones que ésta genere por su operación.

4. Con respecto a la calidad asignada a los factores de emisión obtenidos en este trabajo, el factor de emisión para el SO₂ se considera como “*excelente*”, mientras que los factores de emisión del NO_x y partículas como “*arriba del promedio*” tomando como referencia la tabla 3.2; la cual es una modificación de la descripción que presenta la US-EPA con respecto a la calidad de sus factores de emisión, tomándolo como referencia ya que es la única Agencia que hace este tipo de clasificación de la calidad de los factores de emisión.

En caso de que se quisiera aplicar los factores de emisión obtenidos a otras centrales termoeléctricas ubicadas dentro del País, sería necesario dar una calidad al factor de emisión diferente a los obtenidos en este estudio. Para obtener esta calidad se tomaría como referencia la forma en que la US-EPA califica sus factores de emisión.

Para la aplicación en otra central termoelectrica, los factores de emisión obtenidos en este trabajo tendrían una calidad “D” que significa “debajo del promedio” dado a que el número de instalaciones que fueron muestreadas para obtener los factores de emisión para este trabajo, no son representativas con respecto al total de las instalaciones presentes por todas las centrales termoelectricas que consumen combustóleo dentro del territorio nacional.

No obstante, los factores de emisión obtenidos, son de gran utilidad ya que fueron desarrollados para una de las Centrales Termoelectricas más importantes en México debido a su generación de electricidad, además de ser la central termoelectrica que genera la mayor cantidad de emisiones potenciales a la atmósfera de SO₂ y NO_x (kg contaminante/año).

Sin embargo si se considera su índice de emisiones (kg contaminante/ MWh generado), la Central Termoelectrica estudiada está en el lugar onceavo con respecto a su índice de emisiones de todas la centrales termoelectricas en México para el caso de SO₂ y en el lugar treceavo para el caso de NO_x

Lo anterior puede significar que la Central Termoelectrica opera de manera más adecuada que las otras centrales termoelectricas en el País que presentan un mayor índice de emisiones, debido a que las emisiones emitidas por éstas últimas son de mayor proporción con respecto a la energía que producen.

5. Para desarrollar correctamente los factores de emisión y proponer medidas adecuadas de prevención, minimización y control es necesario conocer las variables que influyen en las emisiones de los diferentes contaminantes atmosféricos, es decir, conocer la correlación que existe entre los datos de emisiones con respecto a la carga con la que se opera en las centrales termoelectricas, contenido de azufre, densidad y poder calorífico del combustóleo, entre otras variables.

Recomendaciones y Áreas de Oportunidad

- El presente trabajo puede servir de base para impulsar el desarrollo de factores de emisión que sean propios para las condiciones de operación en cualquier tipo de fuente en México. Como observamos los factores de emisión desarrollados por otras Agencias, pueden no ser adecuados para calcular las emisiones que se emiten en realidad por la fuente y esto traerá como consecuencia que al momento de contar con resultados erróneos se tomen decisiones con una opción no adecuada y lo anterior se vea reflejado en problemas de salud, económicos, políticos y sociales.
- Para desarrollar correctamente un factor de emisión, inclusive aplicando los fomentados por las diferentes Agencias Ambientales, es indispensable trabajar en conjunto con la industria a la cual se le va a desarrollar o aplicar el factor de emisión. De esta manera obtenemos toda la información correcta y necesaria por parte de la industria.
- Además de generar factores de emisión propios para México para centrales termoeléctricas que consumen combustóleo, redundaría en un gran avance el desarrollar factores de emisión para centrales que consumen gas natural, carbón y biomasa debido a la tendencia que presenta el mercado de utilizar estos tipos de combustibles para generar electricidad.
- Otro aspecto importante, es considerar el desarrollo de factores de emisión no sólo para centrales termoeléctricas y para las emisiones de SO₂, NO_x y partículas, sino también para otro tipo de fuentes y contaminantes. Lo anterior conllevaría a obtener una mejor aproximación de las emisiones generadas y en base a esto, proponer medidas más adecuadas para la minimización, prevención y control de las emisiones.

- Cuando se aplican los factores de emisión correctamente son de gran utilidad. Su uso es de bajo costo, fáciles de utilizar y dan una buena aproximación de las emisiones generadas para cualquier tipo de fuente. Esta puede ser una alternativa para obtener las emisiones generadas en caso de que no se cuente con los recursos necesarios para llevar a cabo muestreos en la fuente de emisión y/o no se cuente con un sistema de monitoreo continuo de emisiones.
- Para efectos de cumplimiento y regulación ambiental, los factores de emisión no deben ser utilizados para obtener las emisiones y es necesario realizar muestreos en la fuente como lo determine las normas ambientales vigentes en México.
- Cabe destacar que los factores de emisión expuestos y la calidad que presenten los mismos no son valores estáticos. Esto es que pueden ir mejorando a razón de como se vayan obteniendo más datos. Para poder ampliar y mejorar éste trabajo es necesario contar con más información de las emisiones de otras centrales termoeléctricas dentro de México, para que el factor de emisión obtenido sea aplicable sin ninguna limitación a todas las centrales termoeléctricas en el País.

A N E X O S

ANEXO I. Algoritmo General de Cálculo para la Obtención de los Factores de Emisión

A continuación se presenta el algoritmo general de cálculo utilizado para obtener el factor de emisión:

- Conversión de concentración ppm a concentración en $\frac{g}{m^3}$

$$C1_{i,j} = \frac{C_{i,j} * M_i * 10^{-3}}{V_M} \quad \text{Ec. (I.1)}$$

Donde:

$i = SO_2, NO_x$

$j =$ número de muestreo

$C1_{i,j} =$ concentración del contaminante i del muestreo j , $\frac{g}{m^3}$

$C_{i,j} =$ concentración del contaminante i del muestreo j , ppm

$M_i =$ peso molecular del contaminante i , $\frac{g}{gmol}$

$V_M =$ volumen molar a condiciones estándar (1atm y 25°C), $24.4 \frac{L}{gmol}$

$10^{-3} =$ factor de conversión $(\frac{1L}{1000ml})$

- Cálculo del flujo volumétrico de los gases en la chimenea $\frac{m^3}{s}$

$$Q1_{i,j} = v_{i,j} * A \quad \text{Ec. (I.2)}$$

Donde:

$Q1_{i,j} =$ flujo volumétrico a condiciones de la chimenea para el contaminante i del muestreo j , $\frac{m^3}{s}$

$v_{i,j} =$ velocidad de salida de los gases del contaminante i del muestreo j , $\frac{m}{s}$

$A =$ area de la chimenea, m^2

- Corrección del flujo volumétrico a condiciones estándar de presión y temperatura.

$$Q_{i,j} = Q_{1_{i,j}} * \frac{P_j}{101325Pa} * \frac{298.15K}{T_j} \quad \text{Ec. (I.3)}$$

Donde:

$Q_{i,j}$ = Flujo volumétrico a condiciones estándar para el contaminante i del muestreo j , $\frac{m^3}{s}$

P_j = Presión de los gases en la chimenea del muestreo j , $\frac{m}{s}$

T_j = Temperatura de los gases en la chimenea del muestreo j , $\frac{m}{s}$

- Cálculo de la emisión en $\frac{g}{s}$

$$E_{i,j} = Q_{i,j} * C_{1_{i,j}} \quad \text{Ec. (I.4)}$$

Donde:

$i = SO_2, NO_x, \text{partículas}$

$E_{i,j}$ = emisión del contaminante i del muestreo j , $\frac{g}{s}$

$C_{1_{i,j}}$ = concentración del contaminante i del muestreo j , $\frac{g}{m^3}$

- Cálculo del factor de emisión para el contaminante i del muestreo j

$$FE_{i,j} = \frac{E_{i,j} * \rho_j * 3.6}{C_j} \quad \text{Ec. (I.5)}$$

Donde:

$FE_{i,j}$ = factor de emisión del contaminante i del muestreo j , $\frac{Kg}{m^3}$

$E_{i,j}$ = emisión del contaminante i del muestreo j , $\frac{g}{s}$

C_j = consumo de combustóleo del muestreo j , $\frac{ton}{hr}$

ρ_j = densidad del combustóleo durante el muestreo j , $\frac{ton}{m^3}$

3.6 = factor de conversión, $(\frac{1Kg}{1000g} * \frac{3600s}{1hr})$

ANEXO II. Prueba de Normalidad de los Datos de Emisiones

- Prueba de normalidad para la parte de la correlación de los datos de emisiones con respecto a la potencia, contenido de azufre, densidad y poder calorífico del combustóleo utilizado en la operación de la Central Termoelectrica:

- Para las emisiones de SO₂

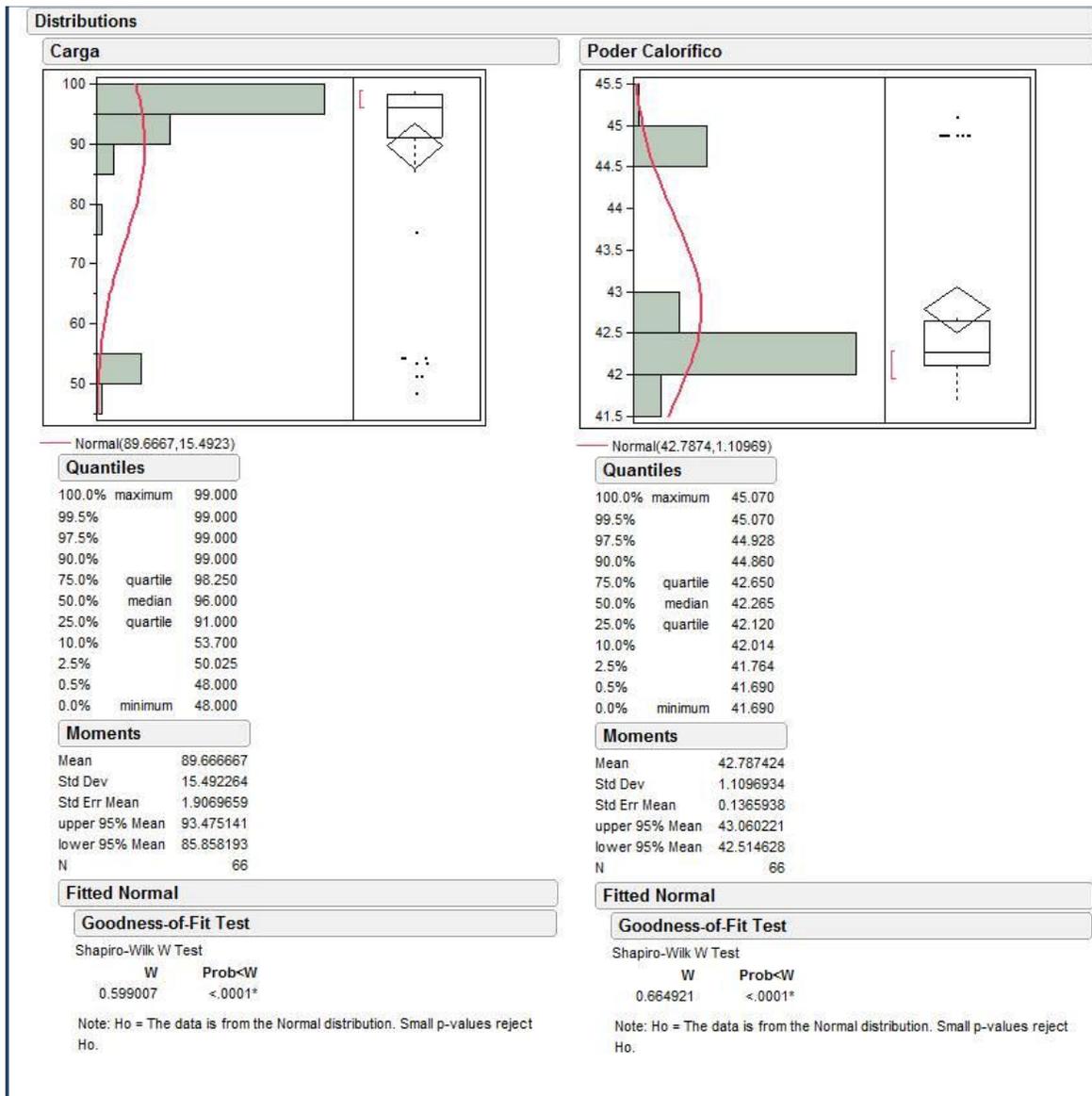


Figura II.1. Prueba de normalidad de los datos de la carga y poder calorífico para la correlación con los datos de emisión de SO₂.

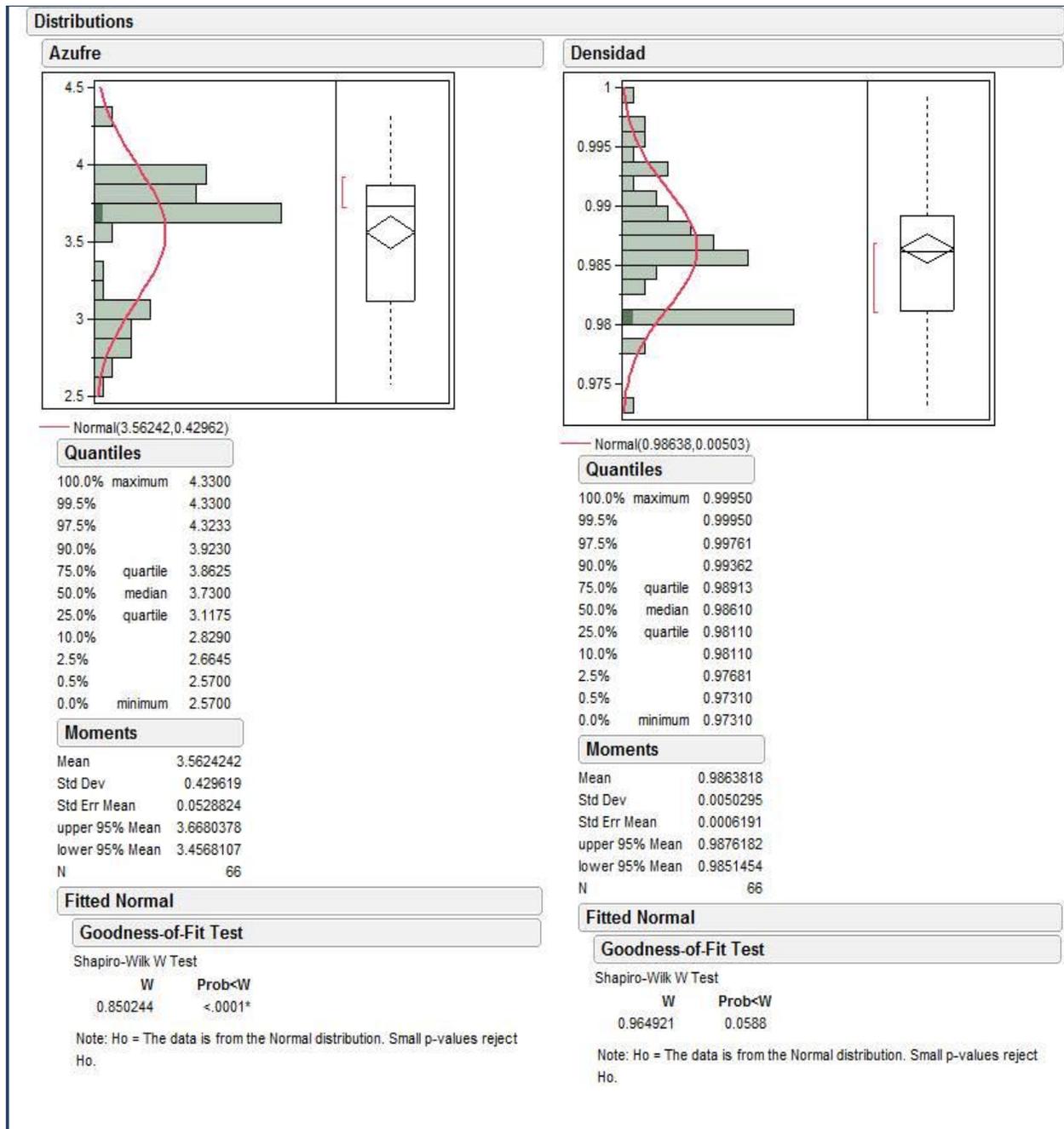


Figura II.2. Prueba de normalidad de los datos de azufre y densidad del combustóleo para la correlación con los datos de emisión del SO₂.

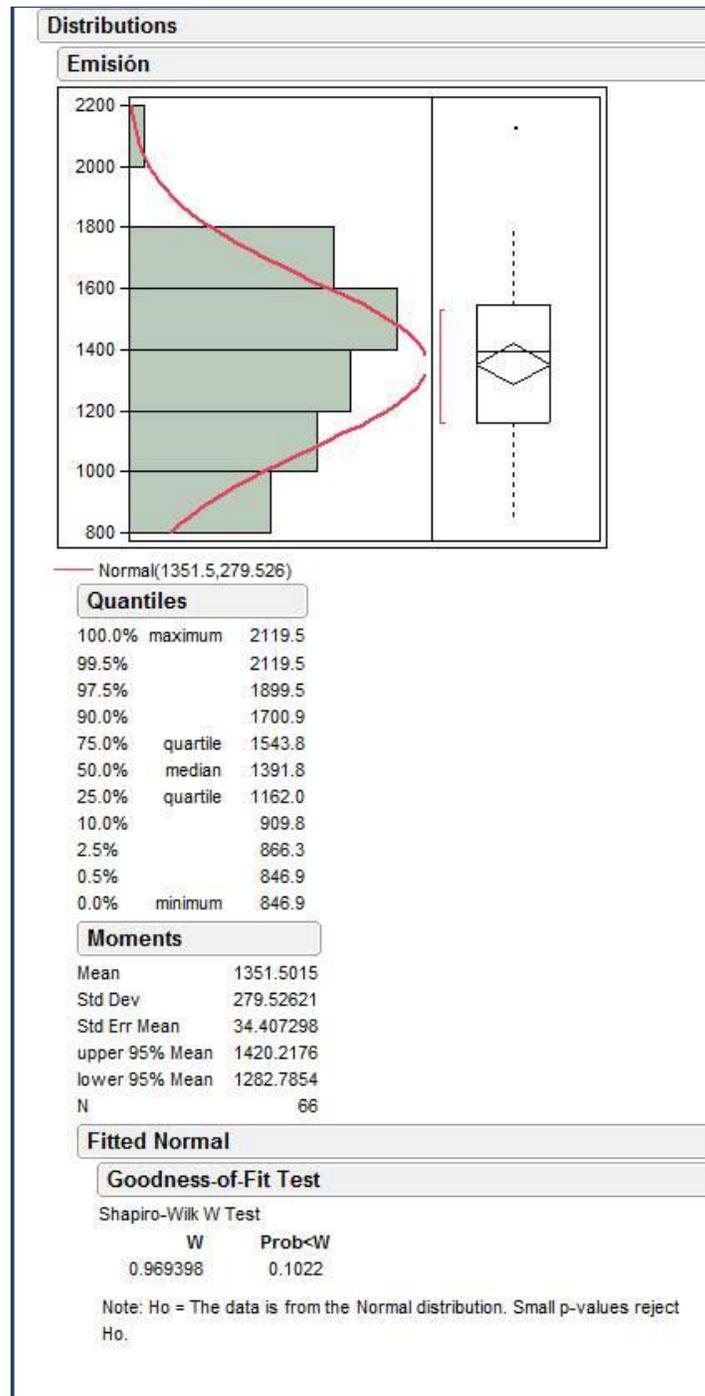


Figura II.3. Prueba de normalidad de los datos de emisión de SO₂ para su correlación con la carga, contenido de azufre, densidad y poder calorífico del combustóleo utilizado en la operación de la Central Termoeléctrica.

- Para las emisiones de NO_x

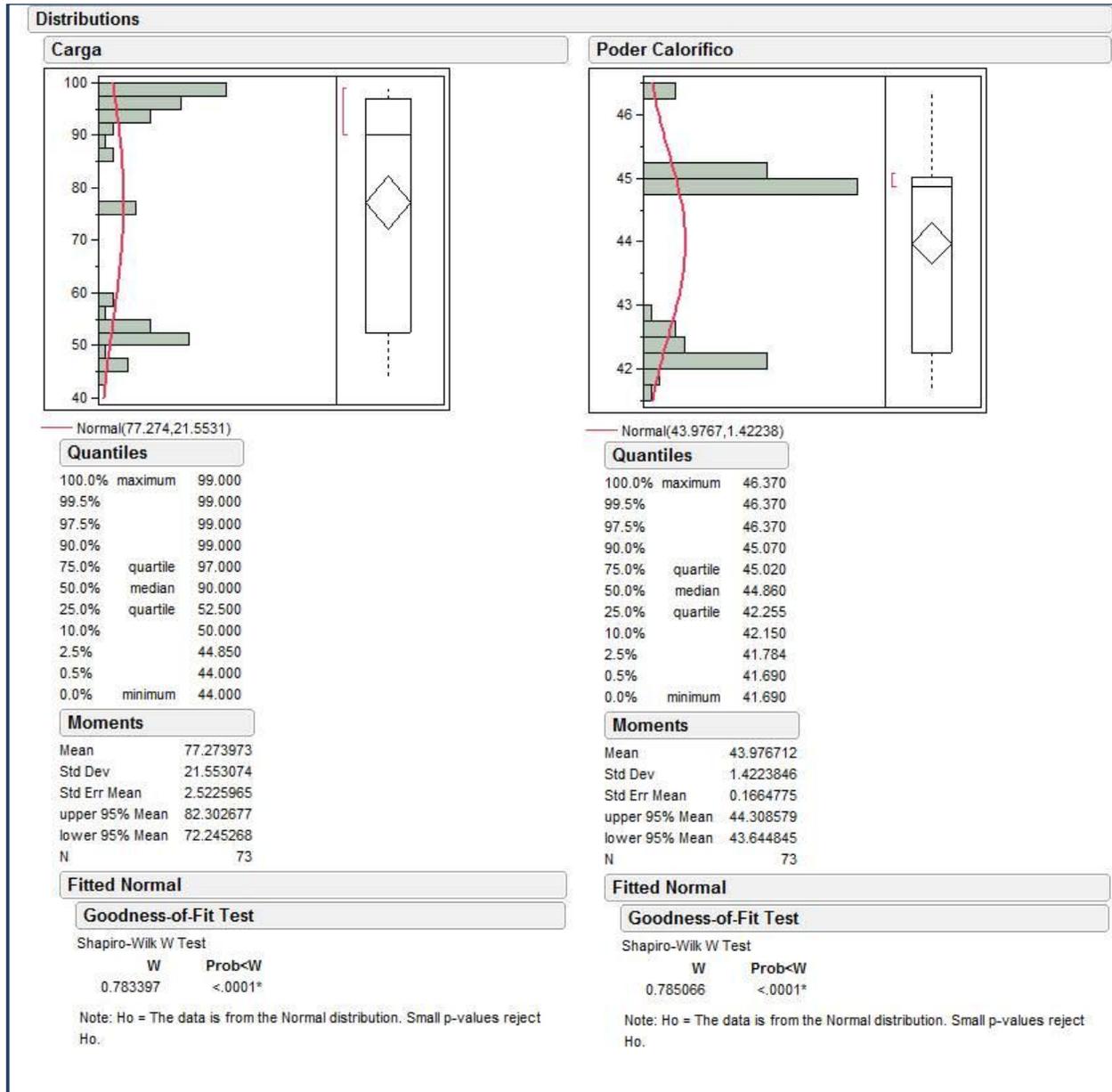


Figura II.4. Prueba de normalidad de los datos de la carga y poder calorífico para la correlación con los datos de emisión de NO_x.

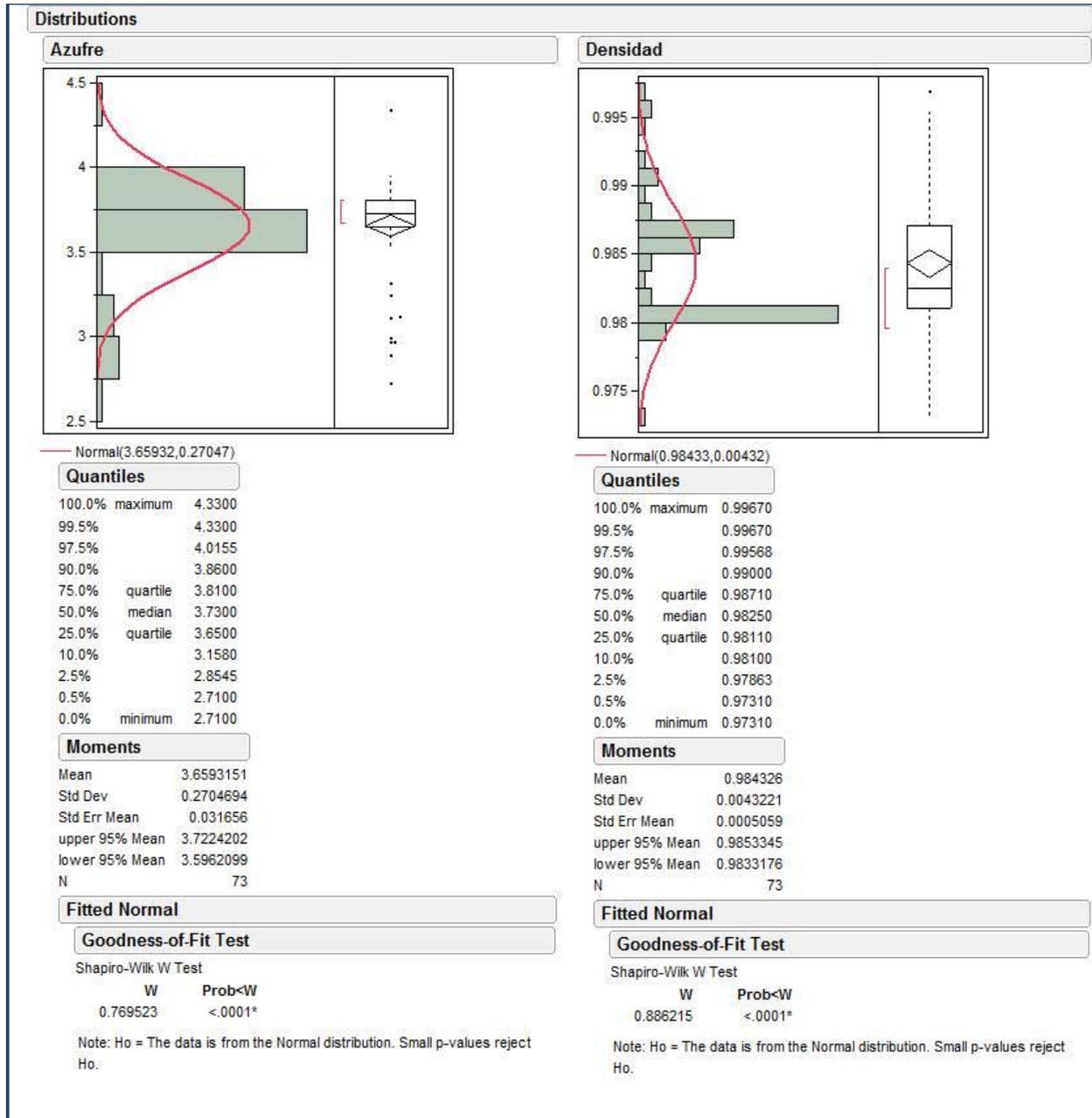


Figura II.5. Prueba de normalidad de los datos de azufre y densidad para la correlación con los datos de emisión de NO_x.

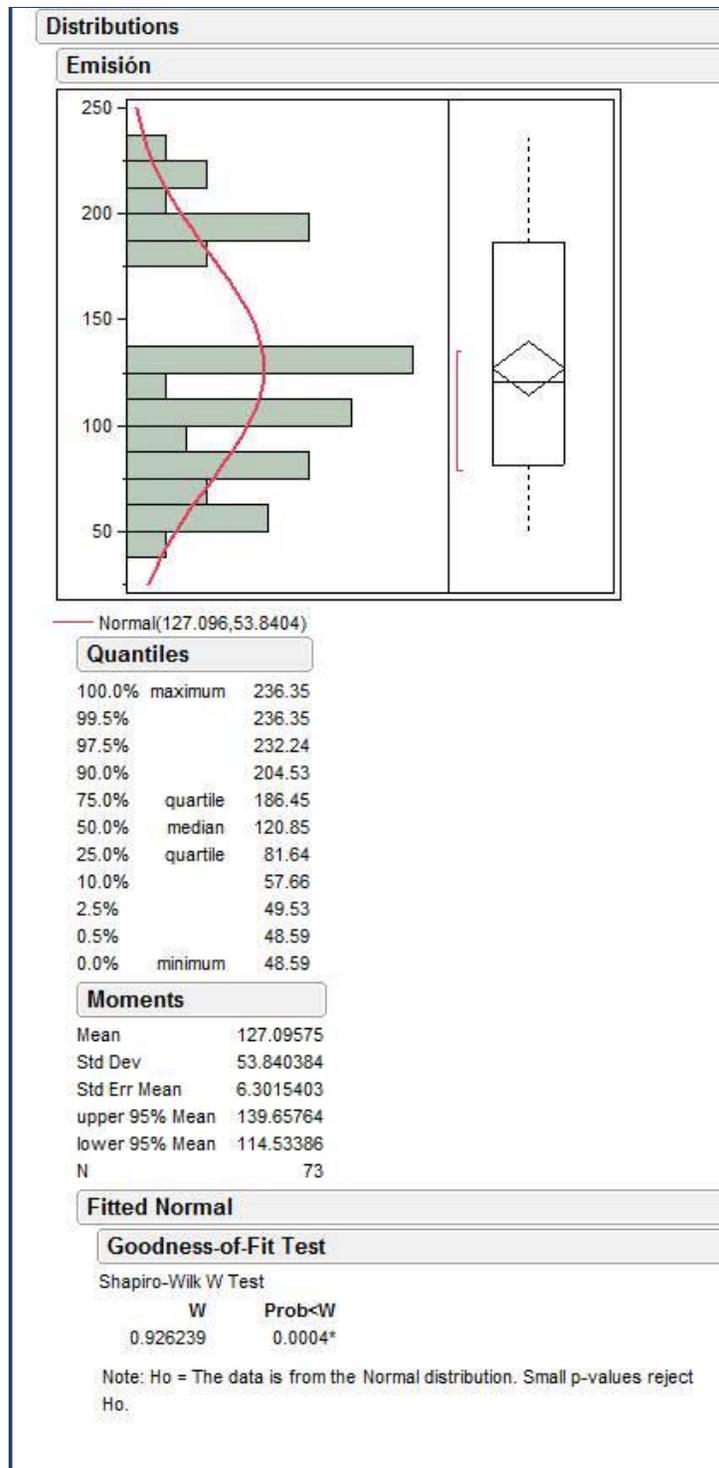


Figura II.6. Prueba de normalidad de los datos de emisión de NO_x para su correlación con la carga, contenido de azufre, densidad y poder calorífico del combustóleo utilizado en la operación de la Central Termoeléctrica.

- Para las emisiones de partículas

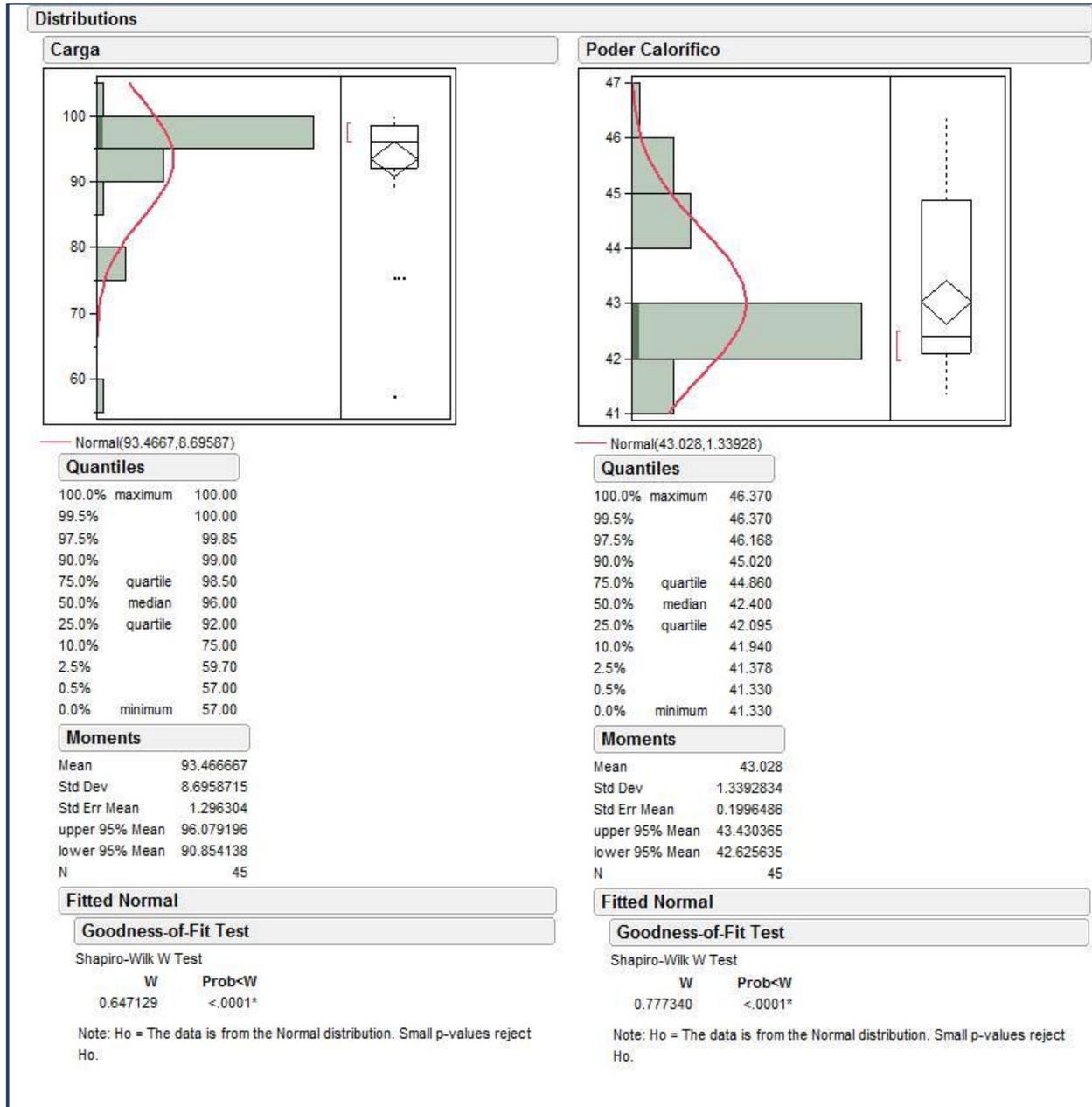


Figura II.7. Prueba de normalidad de los datos de la carga y poder calorífico para la correlación con los datos de emisión de partículas.

Determinación de factores de emisión aplicables a México para Centrales Termoelectricas que consumen combustóleo como combustible.

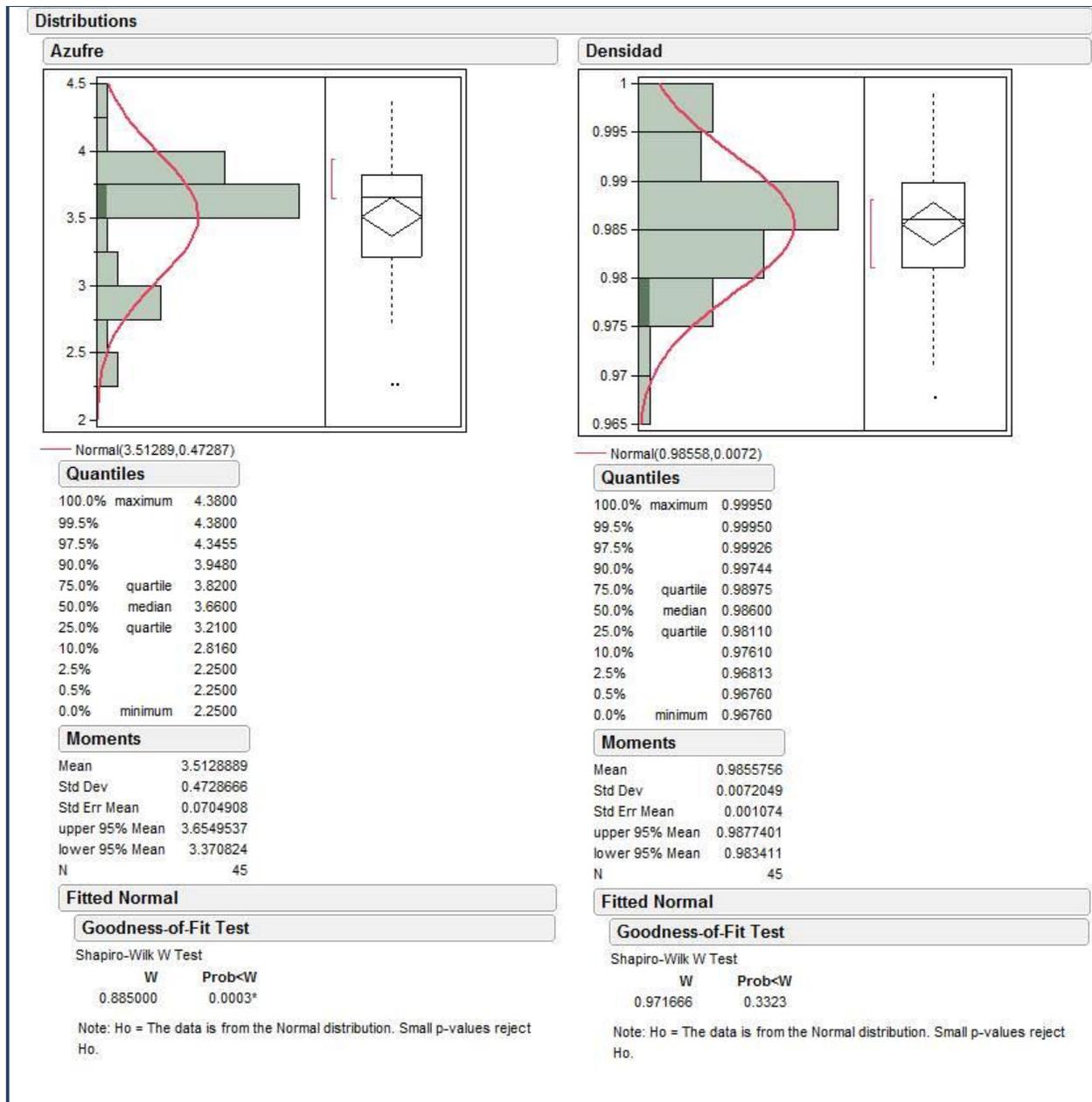


Figura II.8. Prueba de normalidad de los datos de azufre y densidad para la correlación con los datos de emisión de partículas.

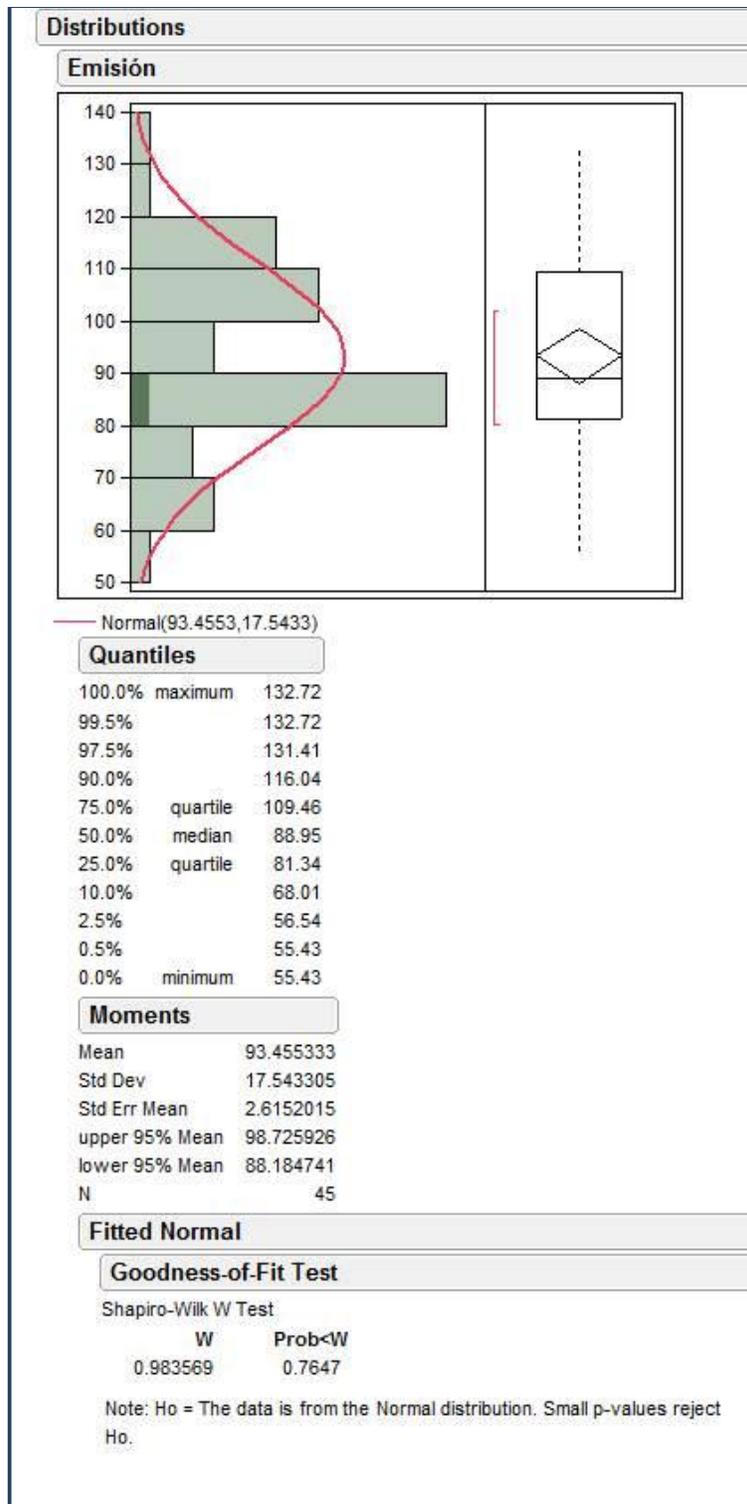


Figura II.9. Prueba de normalidad de los datos de emisión de partículas para su correlación con la carga, contenido de azufre, densidad y poder calorífico del combustóleo utilizado en la operación de la Central Termoeléctrica.

- Prueba de normalidad para la parte de la comparación de las emisiones medidas y las calculadas con los factores de emisión existentes.

- Para las emisiones de SO₂

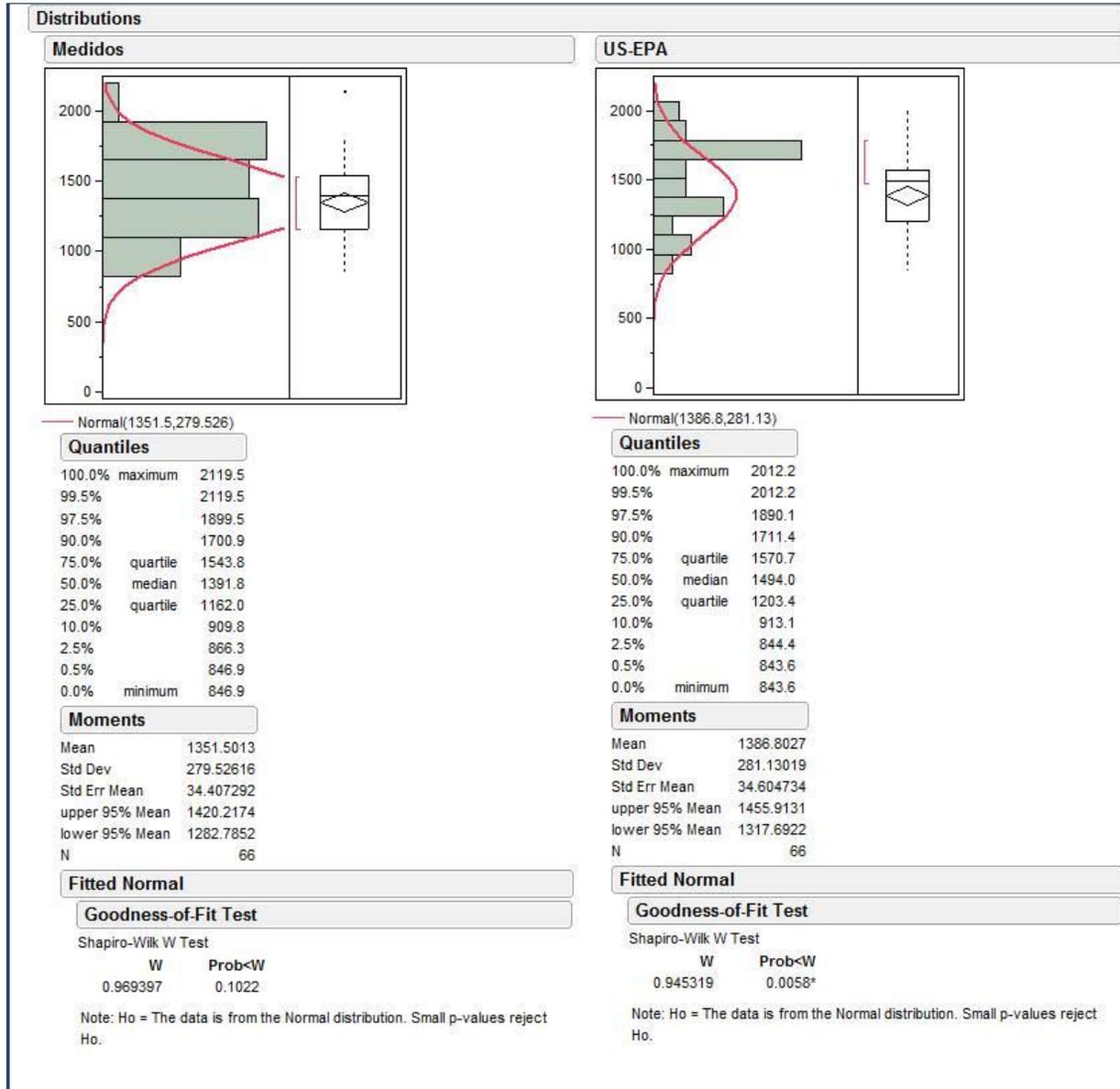


Figura II.10. Prueba de normalidad para los datos de emisión de SO₂ para las emisiones medidas en la Central Termoelectrica y las emisiones calculadas con el factor de emisión de la US-EPA.

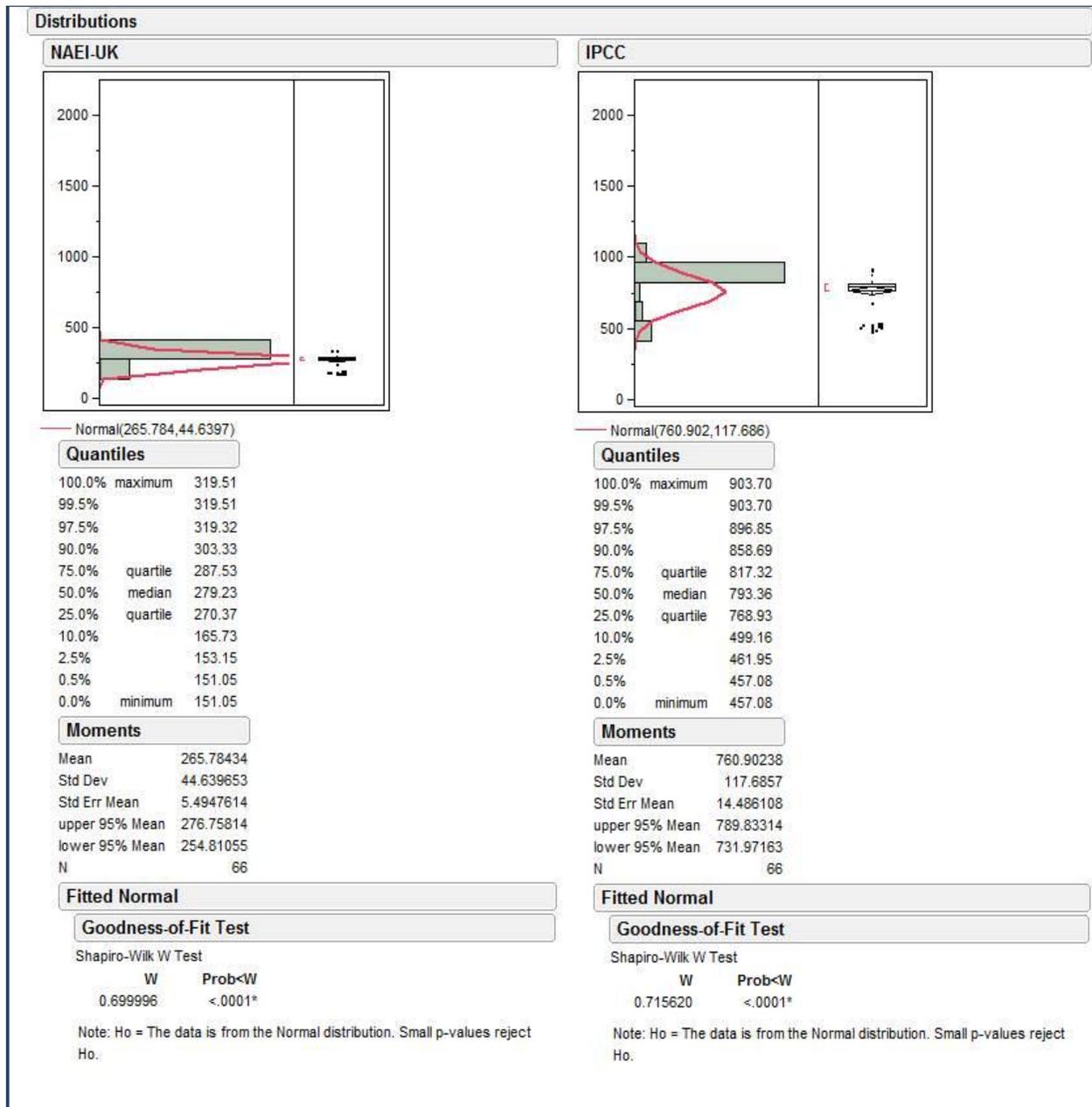


Figura II.11. Prueba de normalidad para los datos de emisión de SO₂ para las emisiones calculadas con el factor de emisión de NAEI-UK y el IPCC.

- Para las emisiones de NO_x

Quemador con configuración frontal

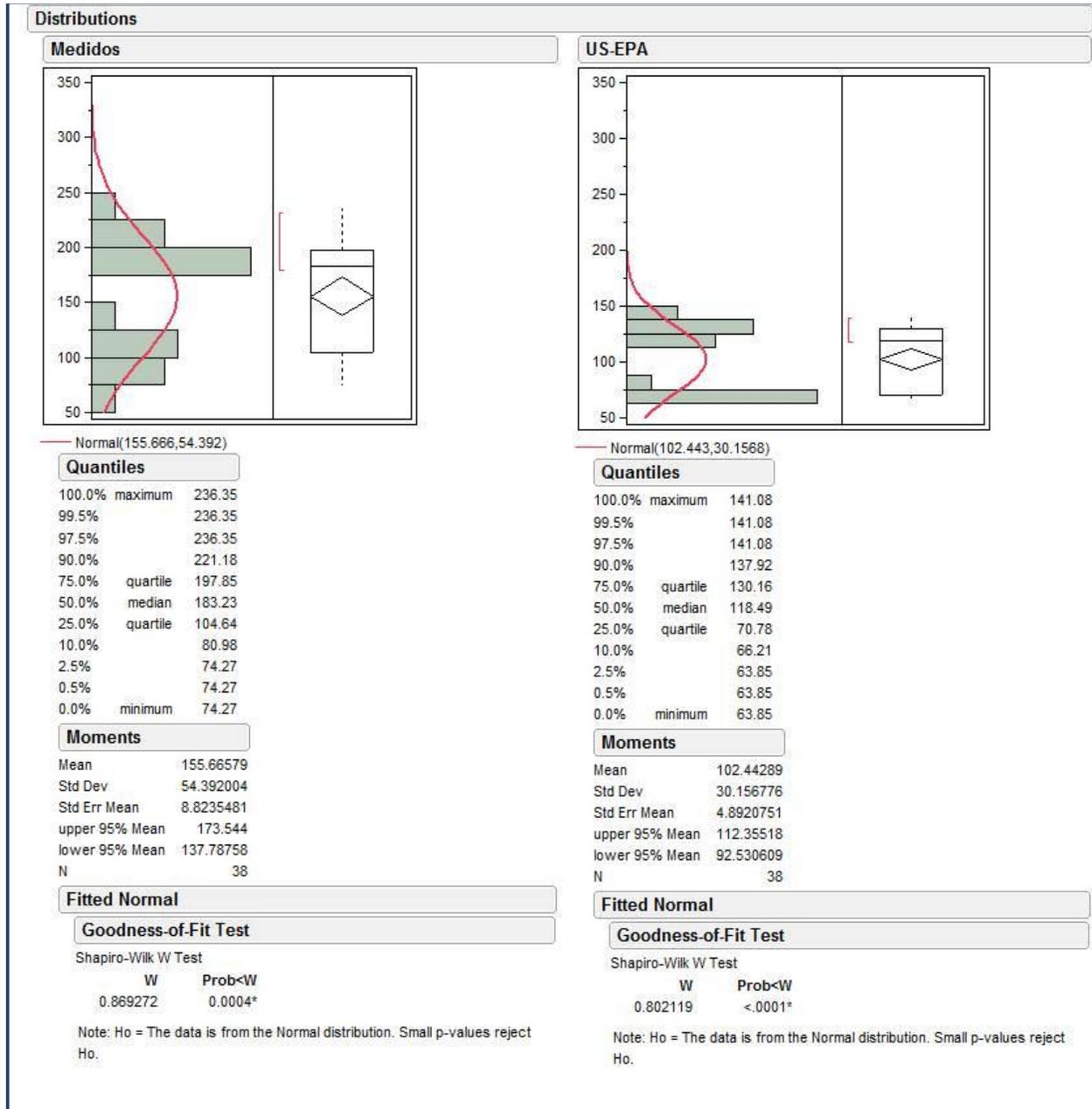


Figura II.12. Prueba de normalidad a los datos de emisión de NO_x de las emisiones medidas en la Central Termoelectrica y las calculadas con el factor de emisión de US-EPA para los quemadores con configuración frontal.

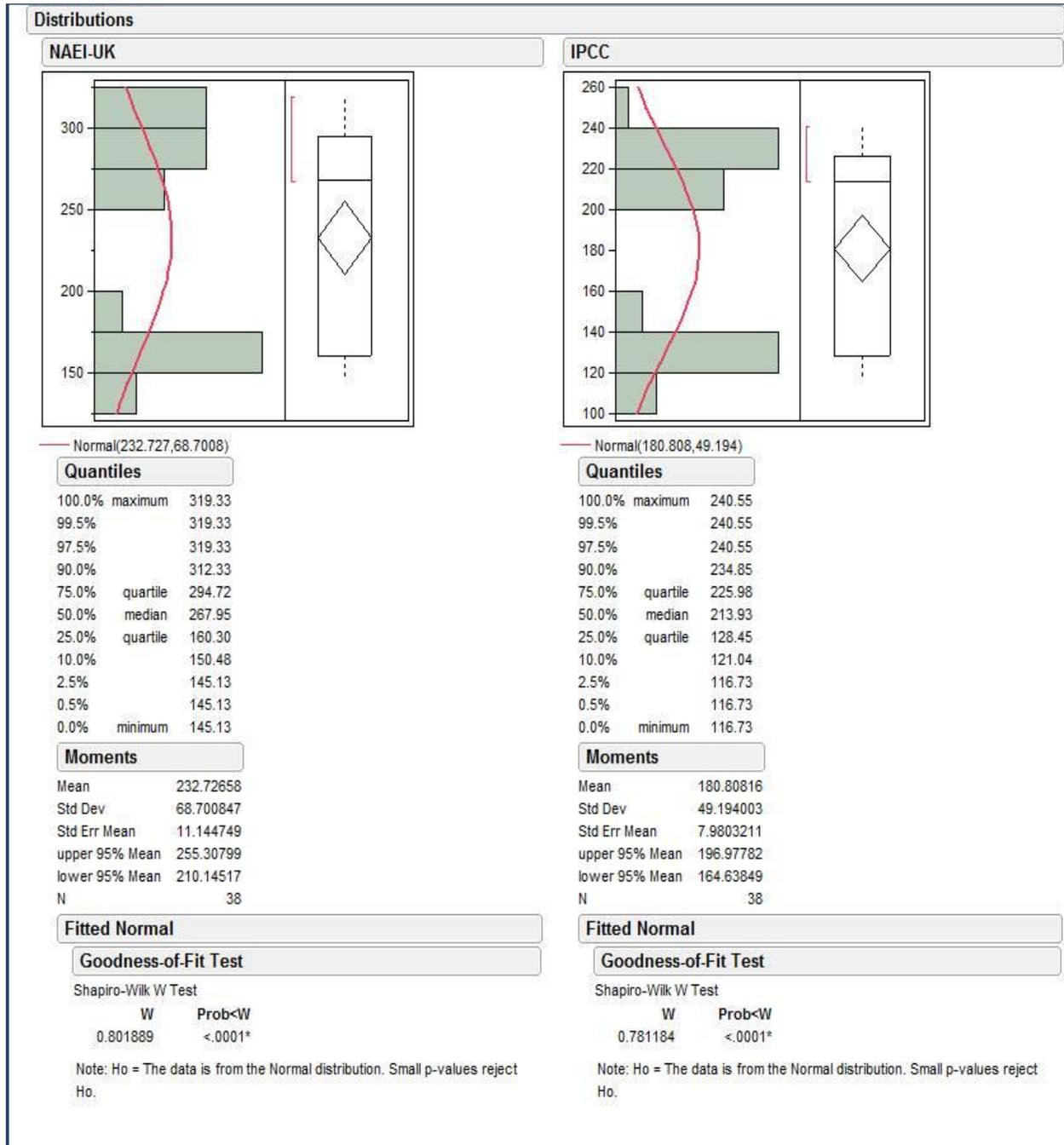


Figura II.13. Prueba de normalidad a los datos de emisión de NO_x de las emisiones calculadas con el factor de emisión de NAEI-UK y el IPCC para los quemadores con configuración frontal.

Quemador con configuración tangencial

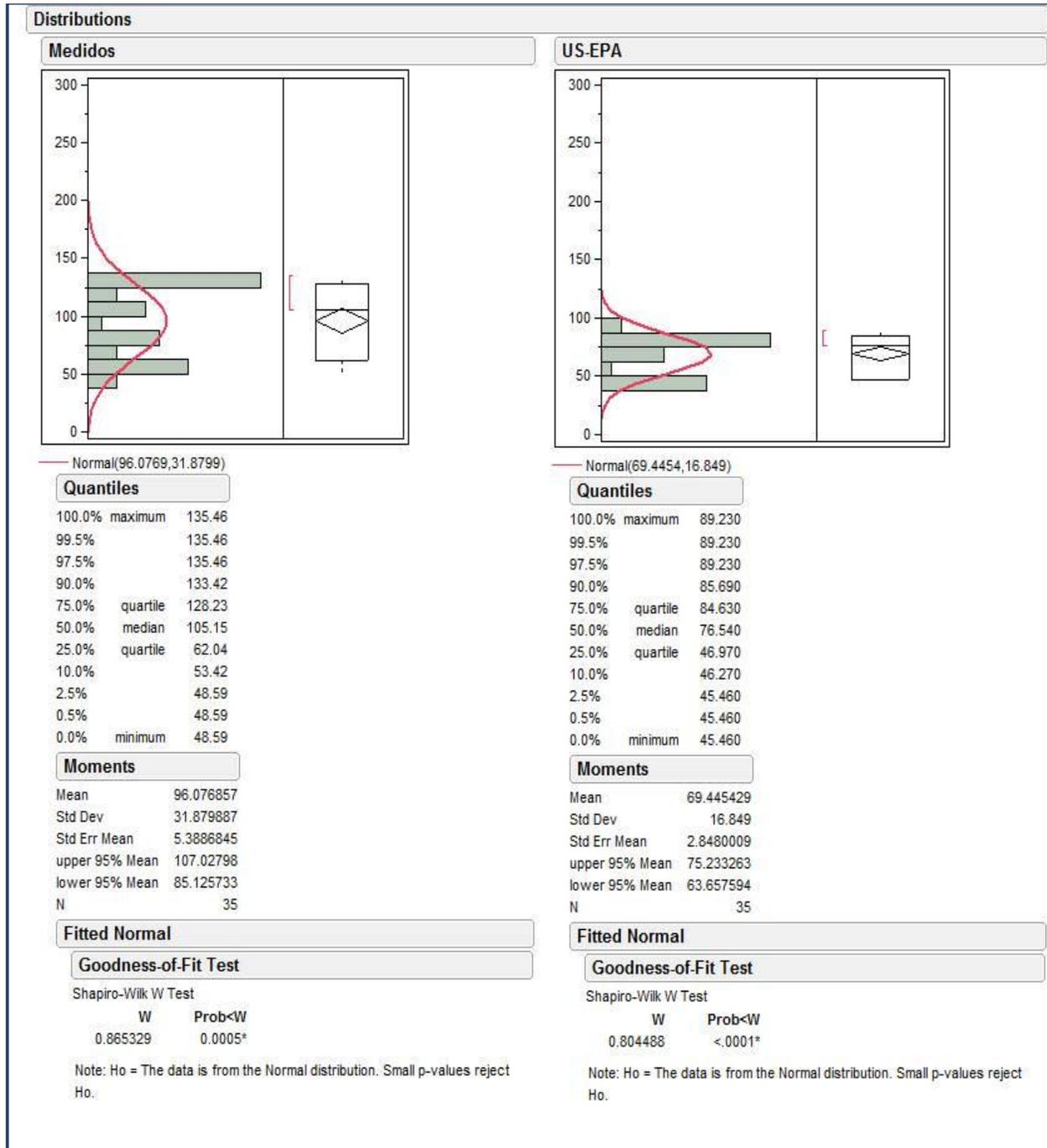


Figura II.14. Prueba de normalidad a los datos de emisión de NO_x de las emisiones medidas en la Central Termoelectrica y las calculadas con el factor de emisión de US-EPA para los quemadores con configuración tangencial.

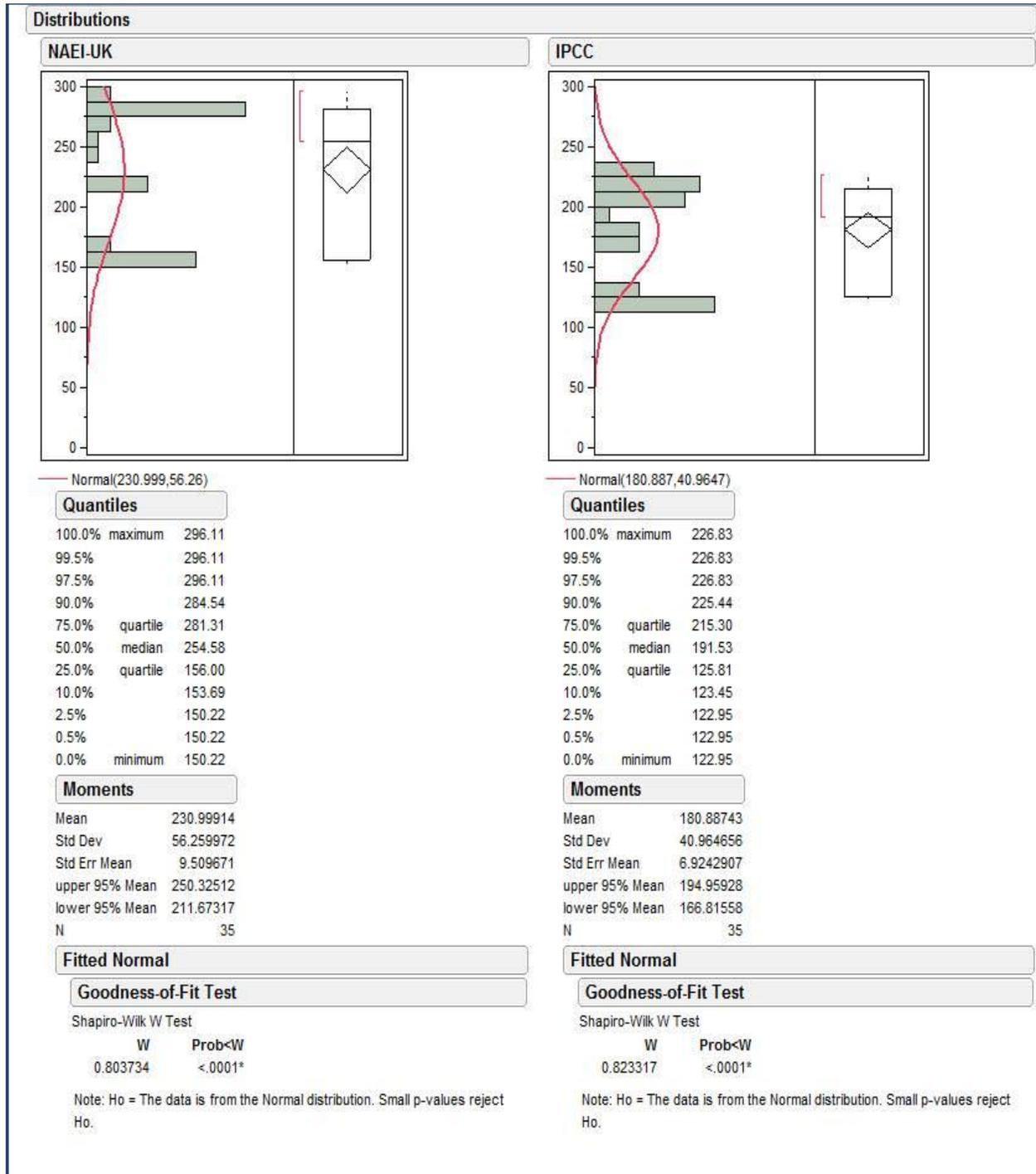


Figura II.15. Prueba de normalidad a los datos de emisión de NO_x de las emisiones calculadas con el factor de emisión de NAEI-UK y el IPCC para los quemadores con configuración tangencial.

- Para las emisiones de partículas

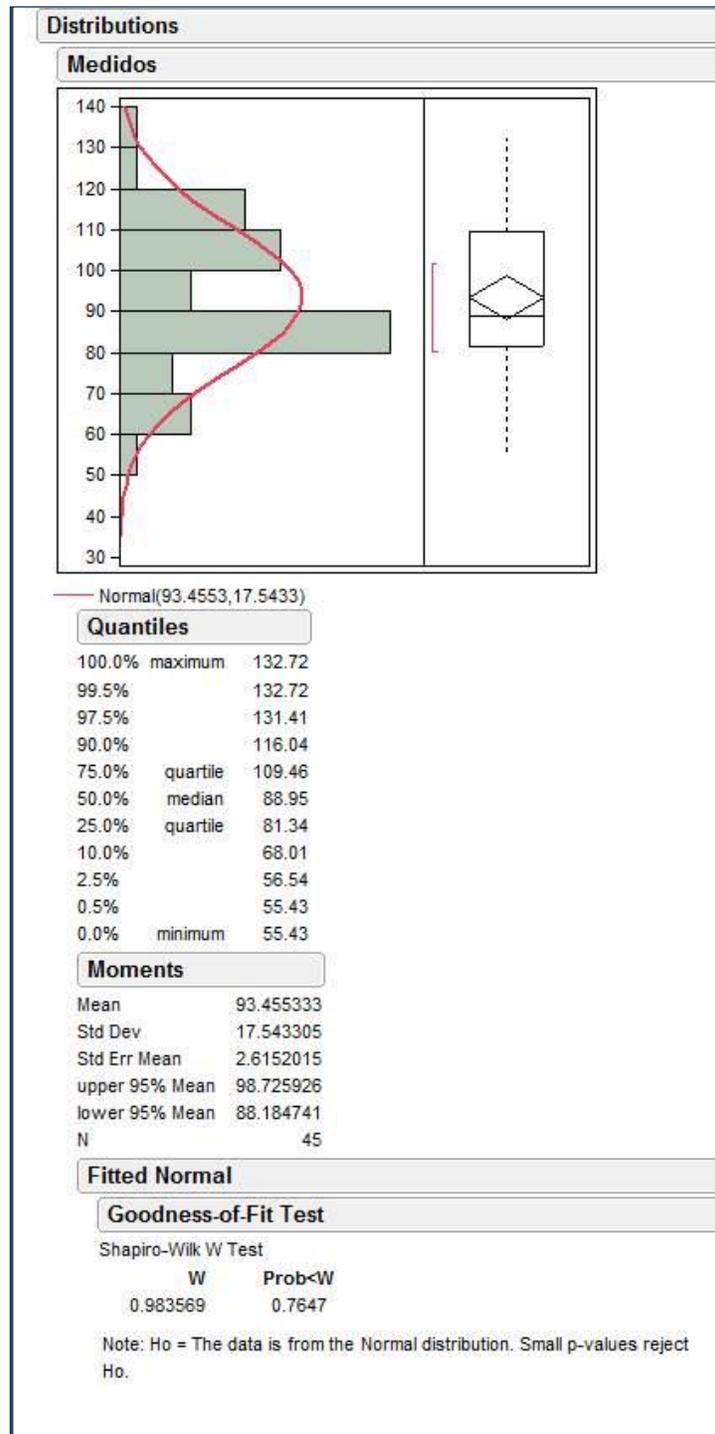


Figura II.16. Prueba de normalidad para los datos de emisión de partículas para las emisiones medidas en la Central Termoelectrica.

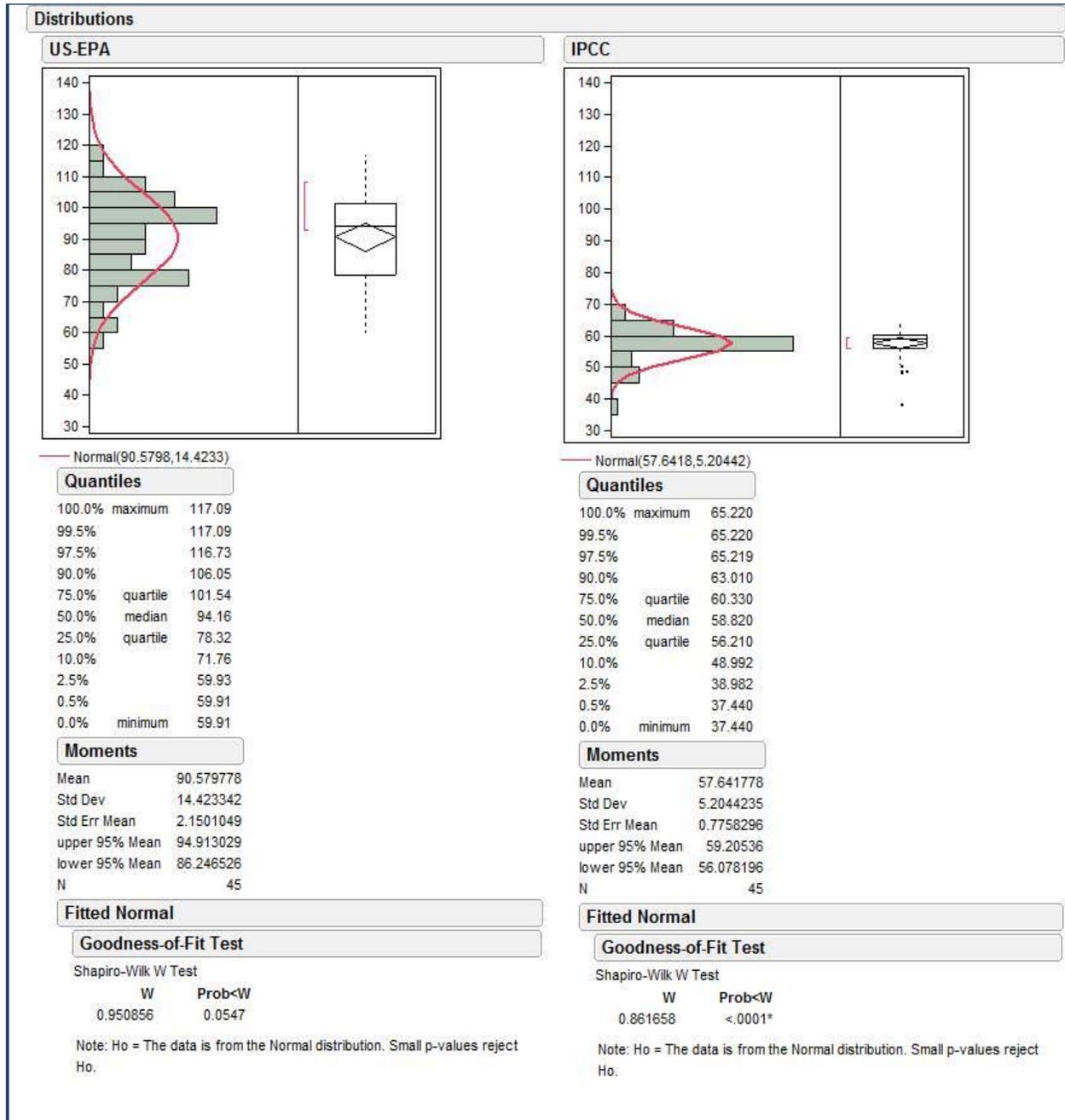


Figura II.17. Prueba de normalidad para los datos de emisión de partículas para las emisiones calculadas con el factor de emisión de US-EPA y el IPCC.

- Prueba de normalidad para la parte de la comparación de las emisiones medidas y las calculadas con los factores de emisión desarrollados en este trabajo.

- Para las emisiones de SO_2

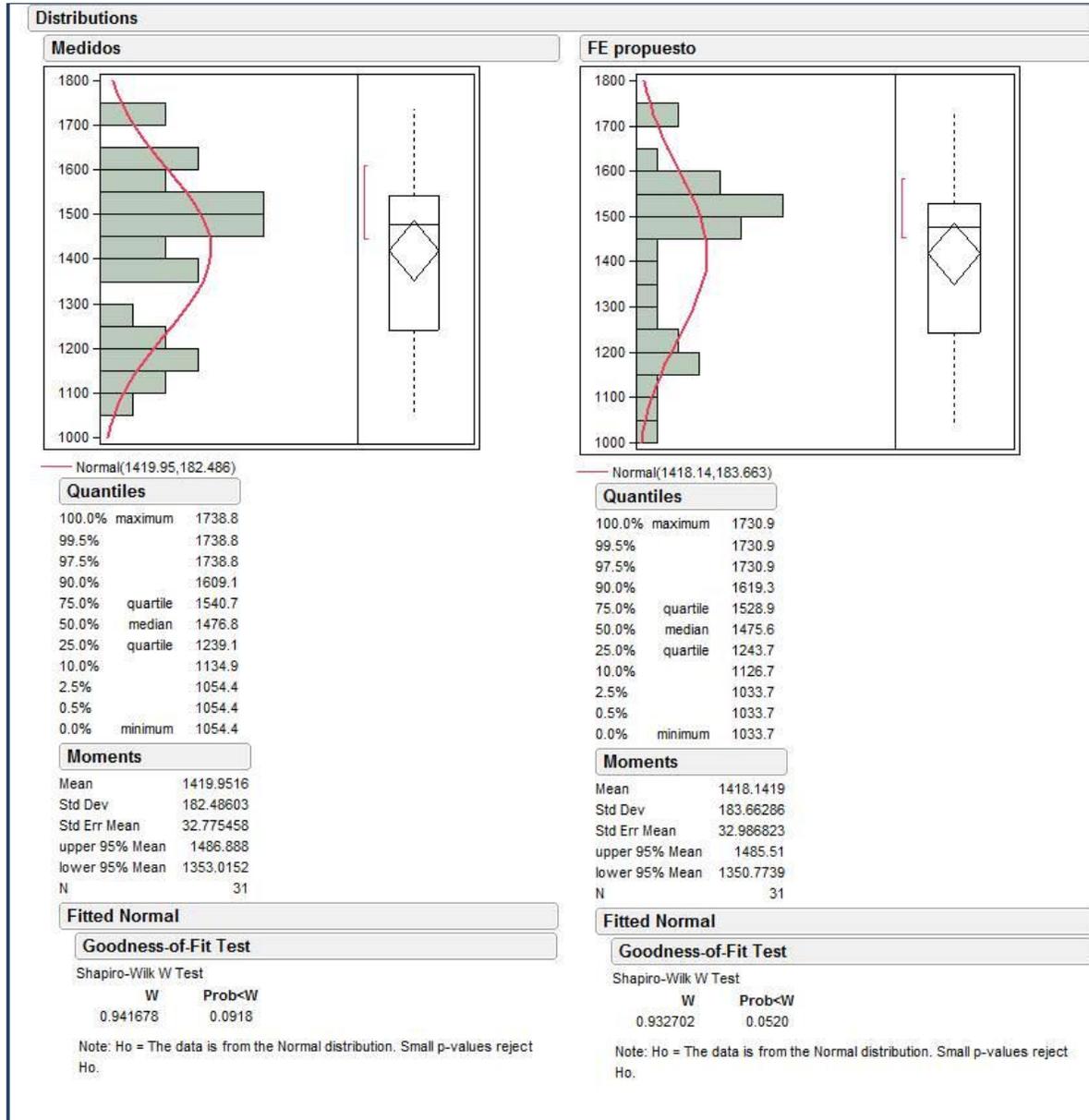


Figura II.18. Prueba de normalidad para los datos de emisión de SO_2 para las emisiones medidas en la Central Termoelectrica y las calculadas con el factor de emisión desarrollado en este trabajo.

Determinación de factores de emisión aplicables a México para Centrales Termoelectricas que consumen combustóleo como combustible.

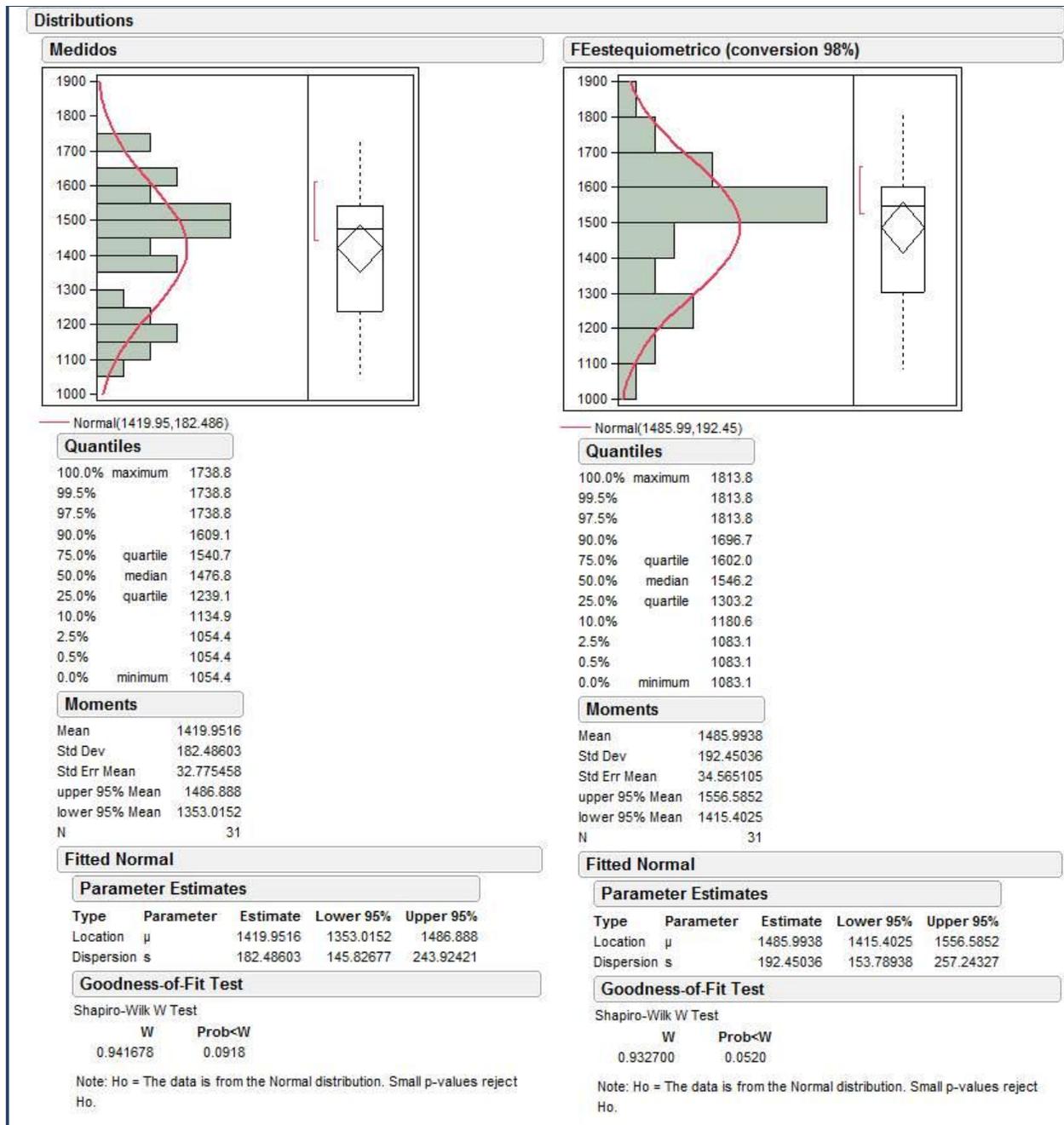


Figura II.19. Prueba de normalidad para los datos de emisión de SO₂ para las emisiones medidas en la Central Termoelectrica y las calculadas con el factor de emisión calculado estequiométricamente con una conversión del 98%.

Determinación de factores de emisión aplicables a México para Centrales Termoelectricas que consumen combustóleo como combustible.

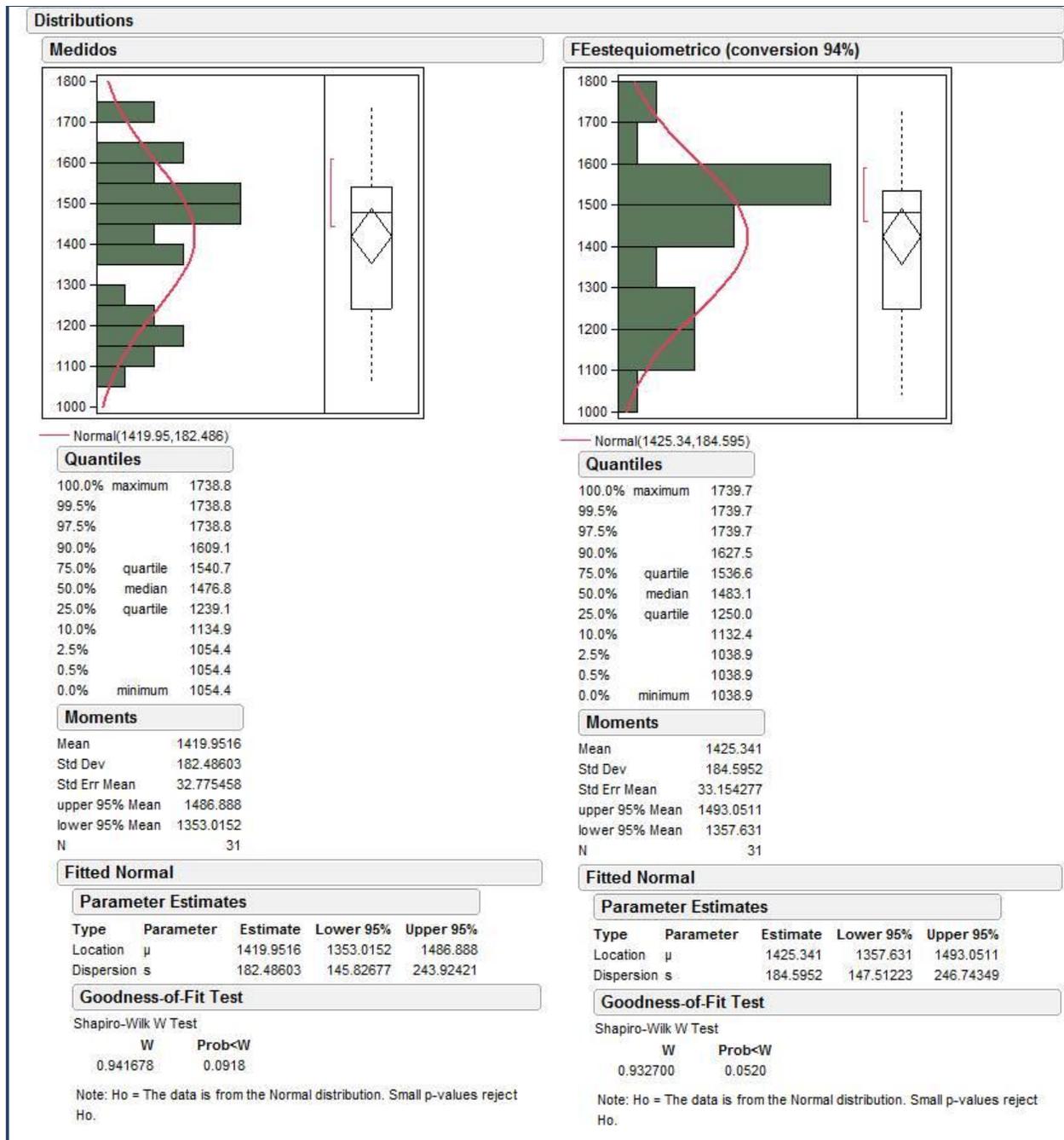


Figura II.20. Prueba de normalidad para los datos de emisión de SO₂ para las emisiones medidas en la Central Termoelectrica y las calculadas con el factor de emisión calculado estequiometricamente con una conversión del 94%.

- Para las emisiones de NO_x

Quemador con configuración frontal

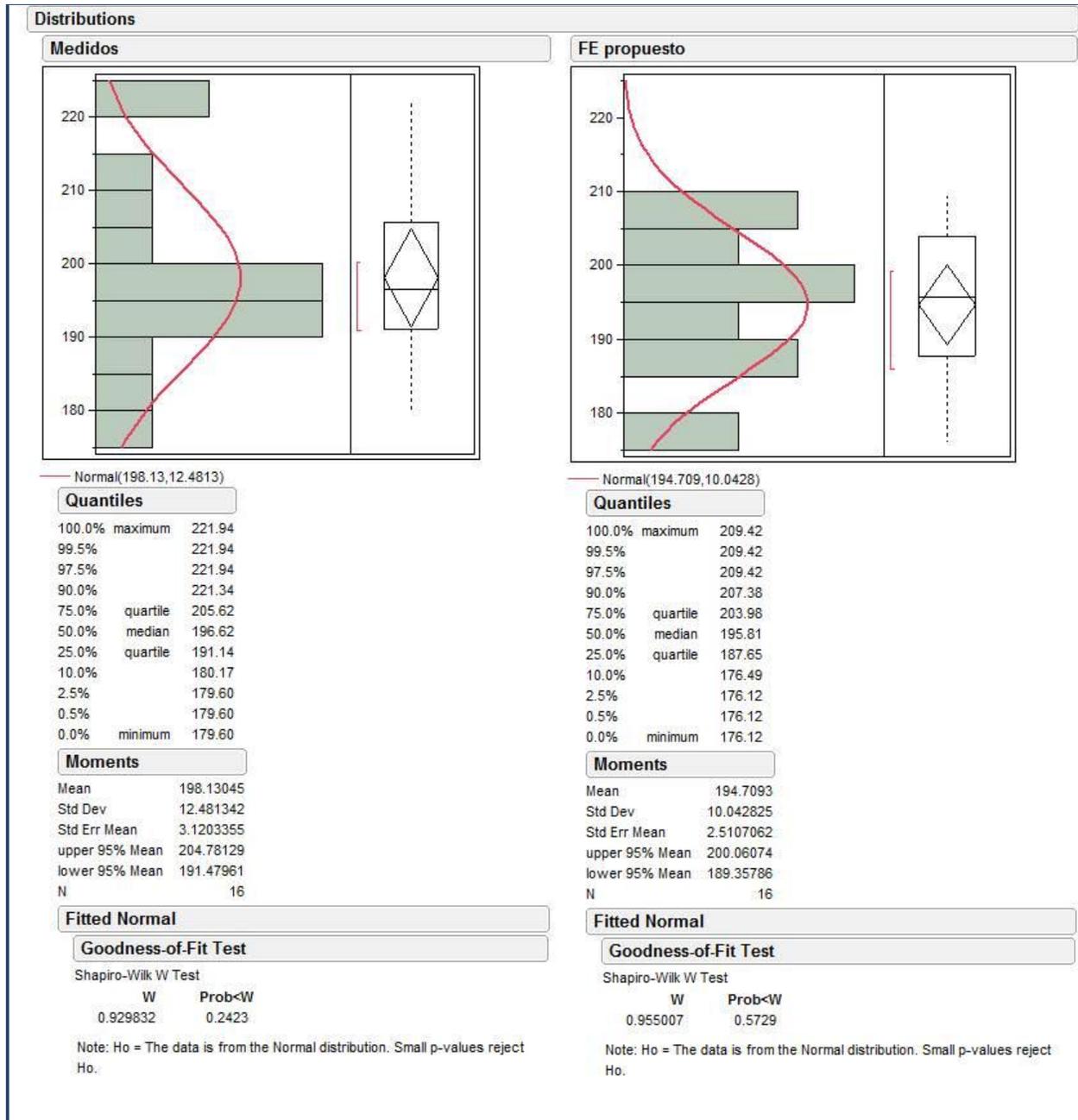


Figura II.21. Prueba de normalidad a los datos de emisión de NO_x de las emisiones medidas en la Central Termoelectrica y las calculadas con el factor de emisión desarrollado en este trabajo para los quemadores con configuración frontal.

Quemador con configuración tangencial

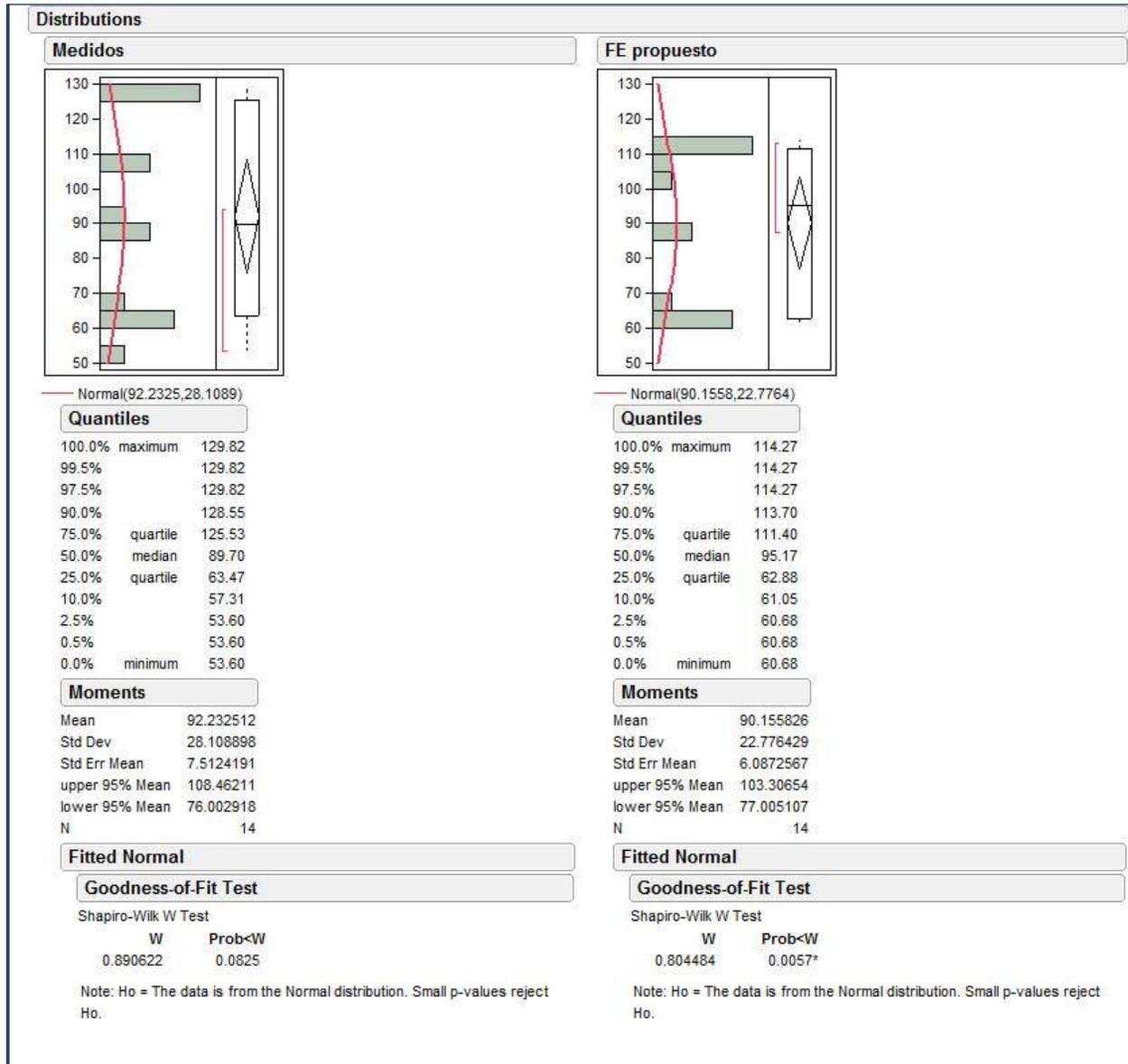


Figura II.22. Prueba de normalidad a los datos de emisión de NO_x de las emisiones medidas en la Central Termoelectrica y las calculadas con el factor de emisión desarrollado en este trabajo para los quemadores con configuración tangencial.

- Para las emisiones de partículas

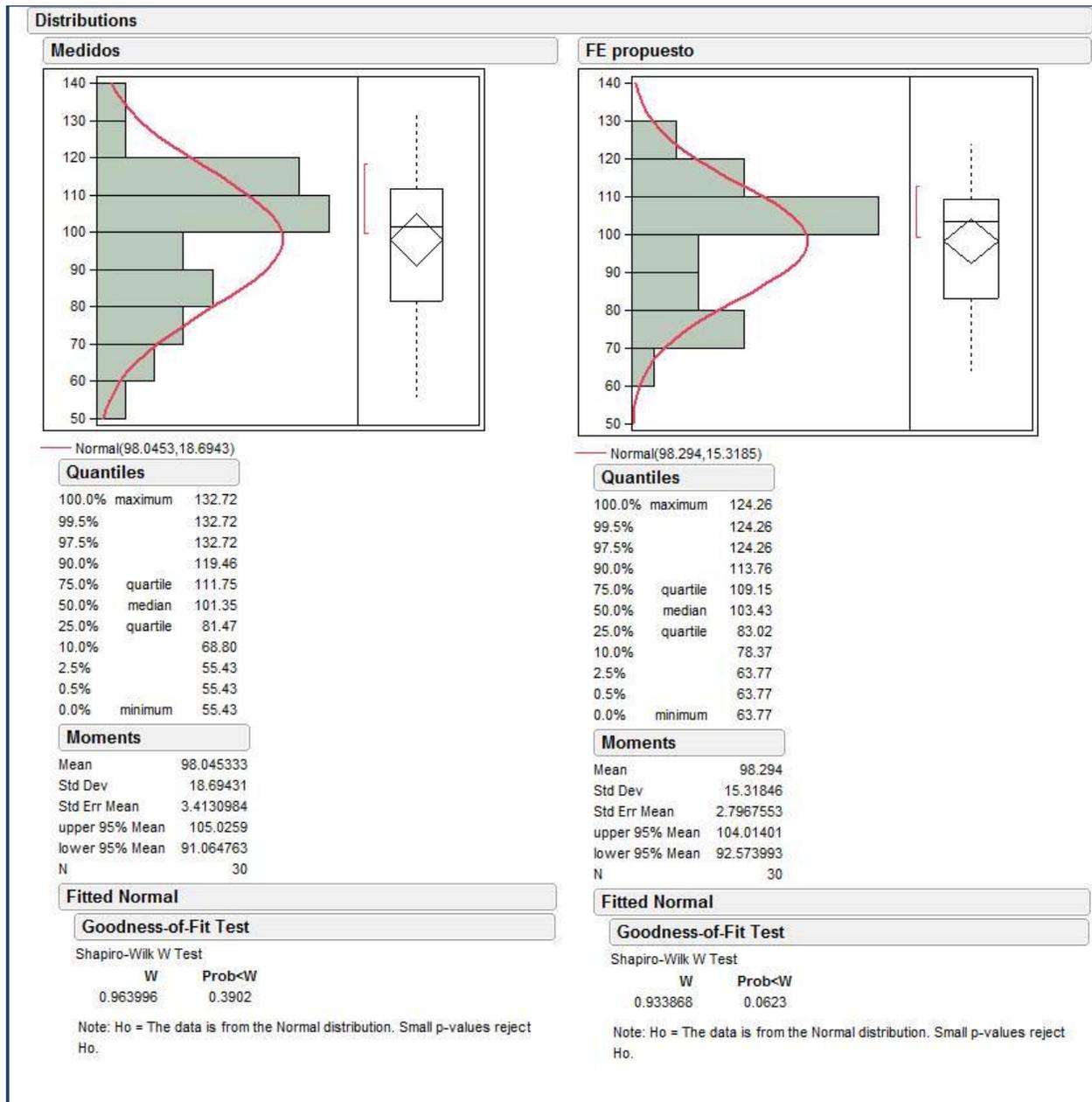
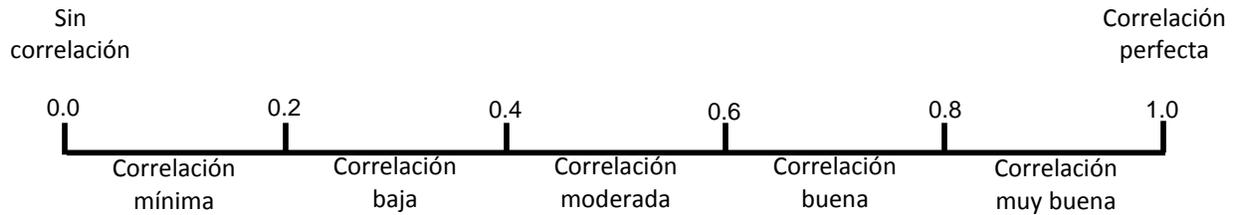


Figura II.23. Prueba de normalidad para los datos de emisión de partículas para las emisiones medidas en la Central Termoelectrica y las calculadas con el factor de emisión desarrollado en este trabajo.

ANEXO III. Correlación de los Datos de Emisiones con Respecto a la Carga, Contenido de Azufre, Densidad y Poder Calorífico del Combustóleo.

Escala de correlación: El coeficiente de correlación varía del 0 al 1, pudiendo ser negativo o positivo.



- **Resultados de las pruebas estadísticas hechas en el programa JMP7**

- Para las emisiones de SO₂

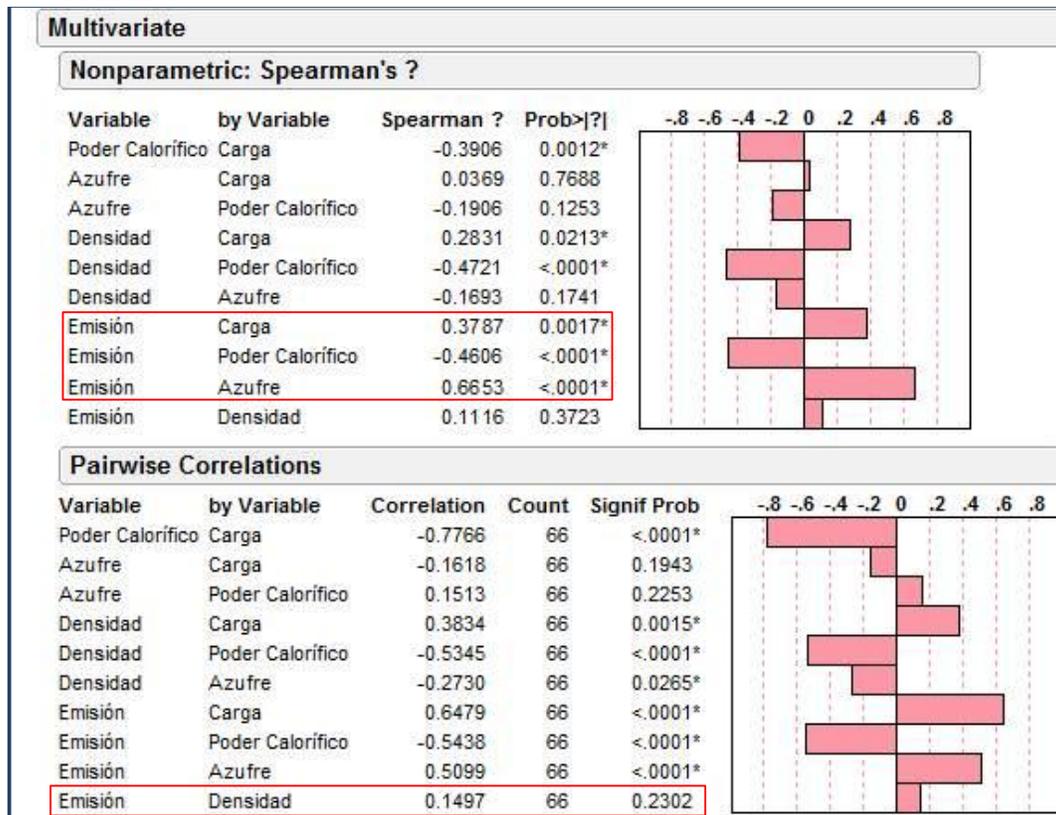


Figura III.1 Correlación de los datos de emisión de SO₂ con las variables carga, poder calorífico, contenido de azufre y densidad del combustóleo.

- Para las emisiones de NO_x

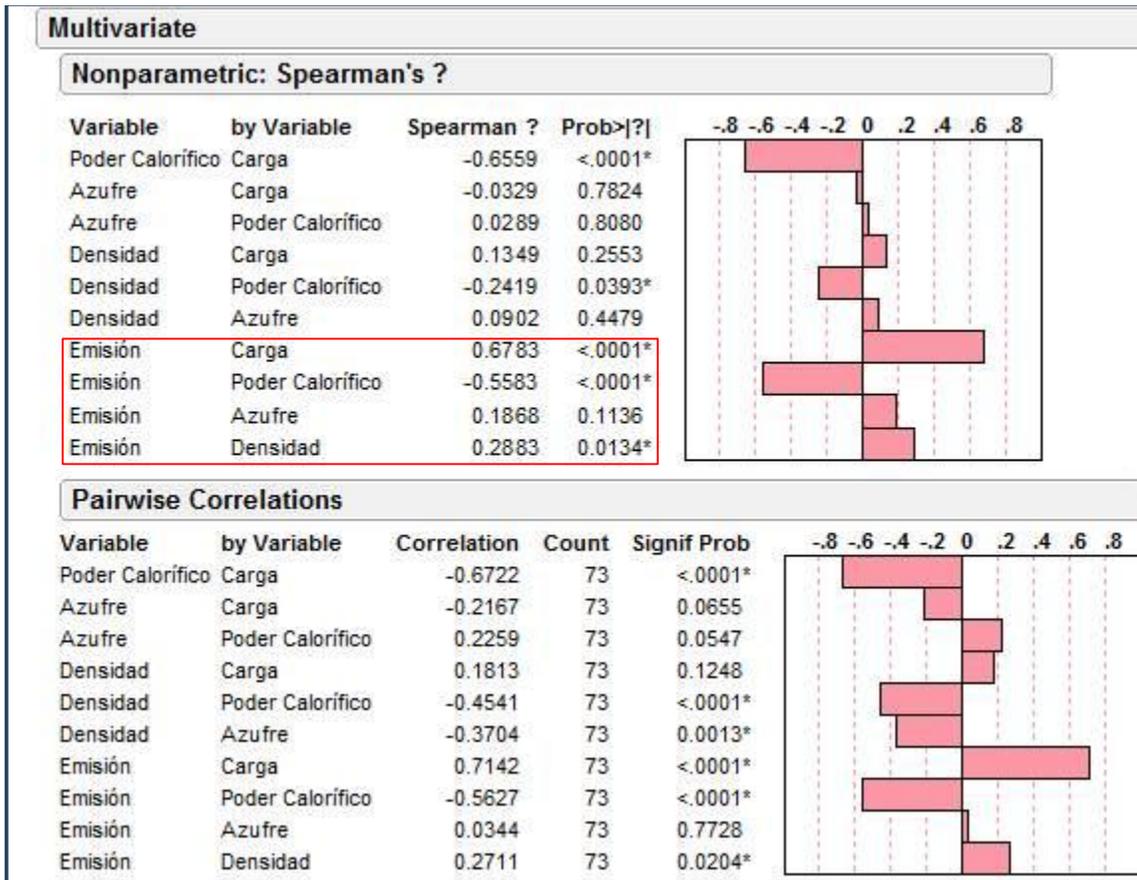


Figura III.2 Correlación de los datos de emisión de NO_x con las variables carga, poder calorífico, contenido de azufre y densidad del combustóleo.

- Para las emisiones de partículas

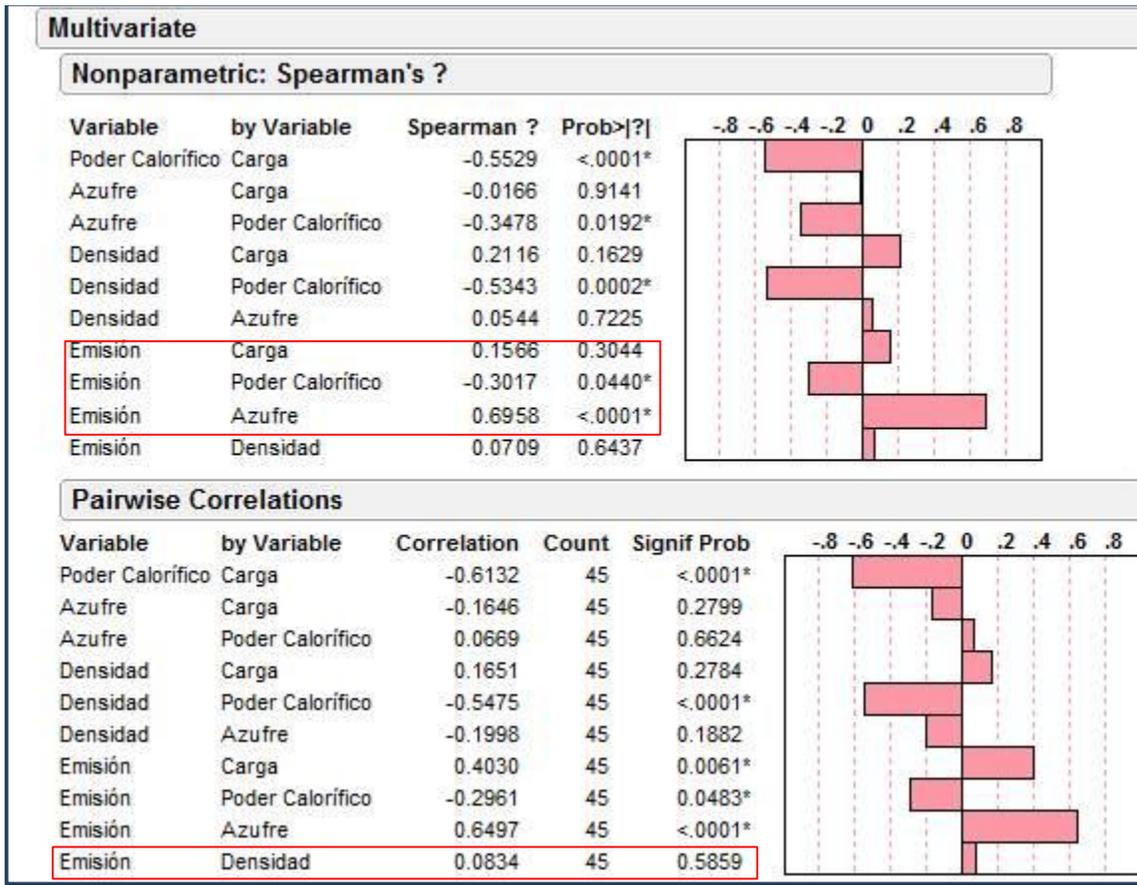


Figura III.3 Correlación de los datos de emisión de partículas con las variables carga, poder calorífico, contenido de azufre y densidad del combustóleo.

ANEXO IV. Comparación de las Emisiones Calculadas con los Factores de Emisión Existentes con las Emisiones Obtenidas en Fuente.

- Resultados de las pruebas estadísticas hechas en el programa JMP7
 - Para las emisiones de SO₂

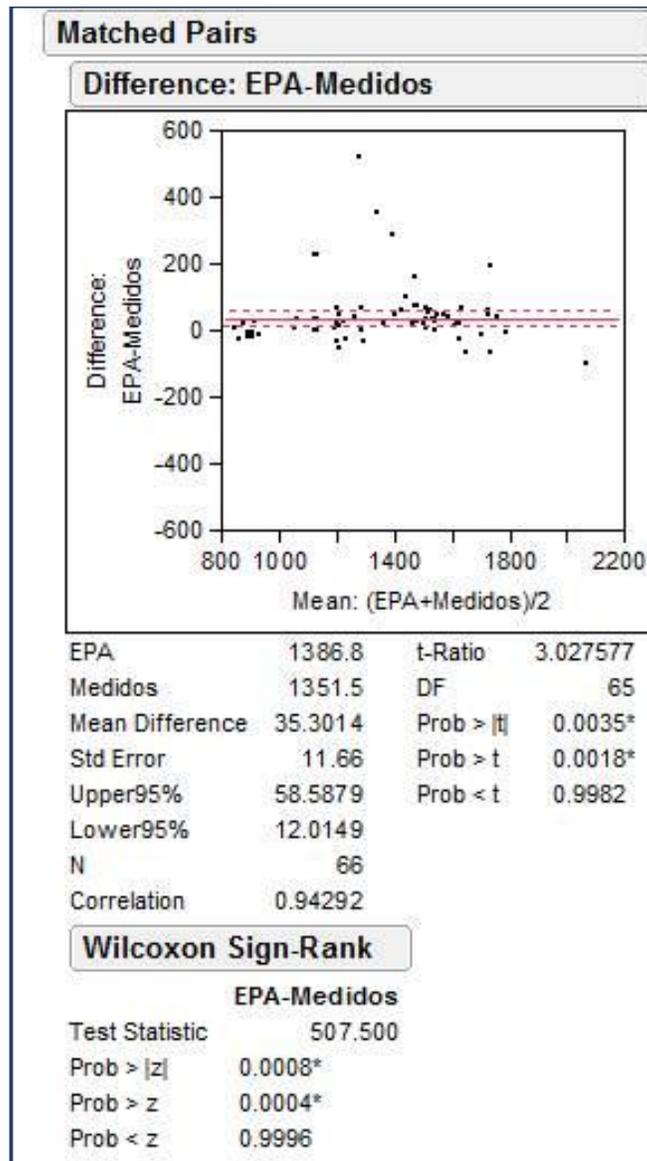


Figura IV.1. Comparación de los datos de emisión de SO₂ medidos en la Central Termoelectrica y los calculados con los factores de emisión de la US-EPA.

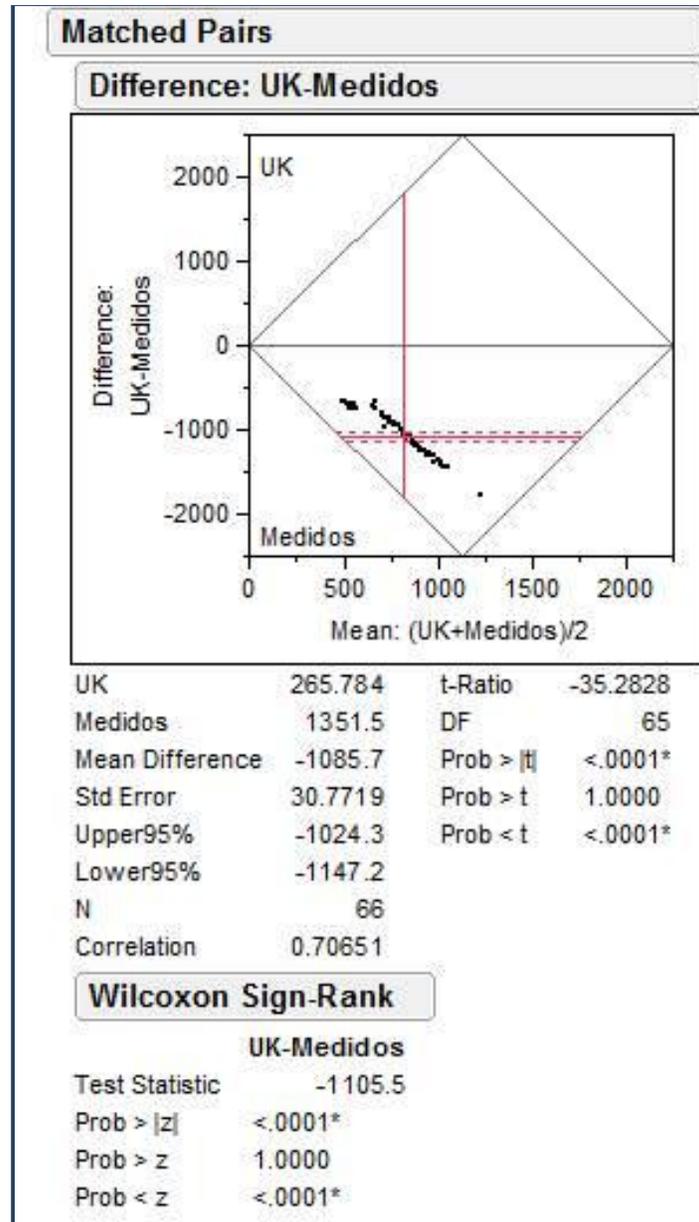


Figura IV.2. Comparación de los datos de emisión de SO₂ medidos en la Central Termoeléctrica y los calculados con los factores de emisión del NAEI-UK.

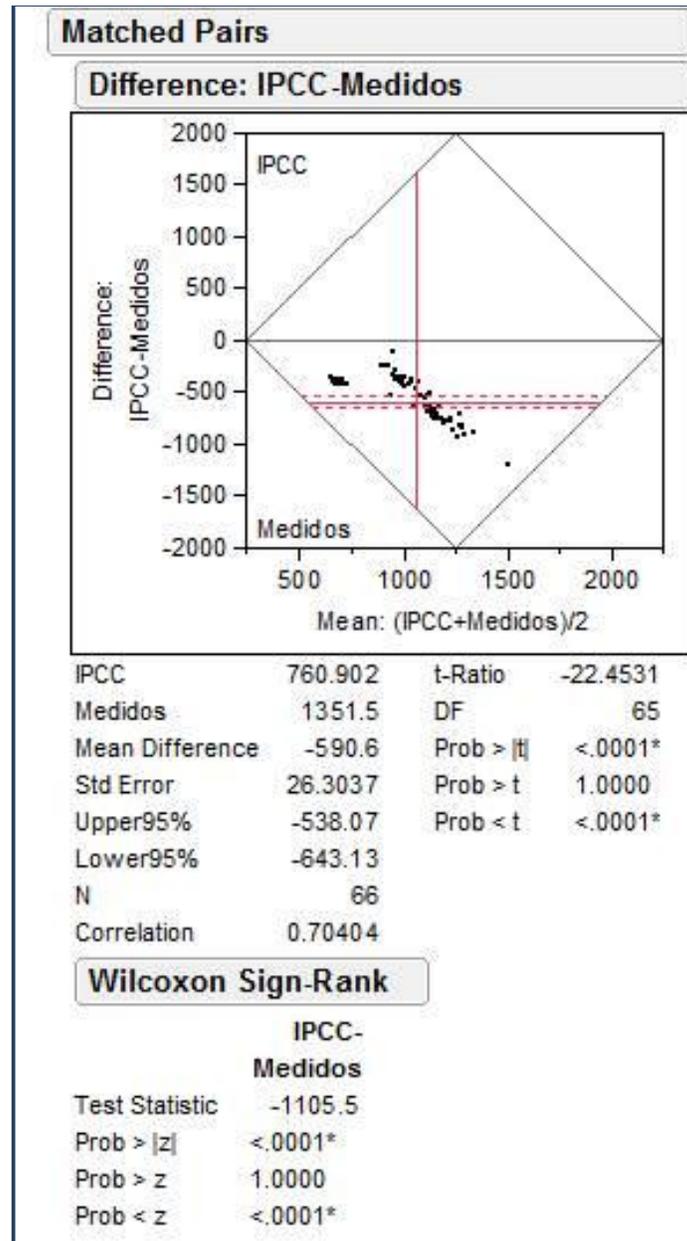


Figura IV.3. Comparación de los datos de emisión de SO₂ medidos en la Central Termoelectrica y los calculados con los factores de emisión del IPCC.

- Para las emisiones de NO_x

Quemador con configuración frontal

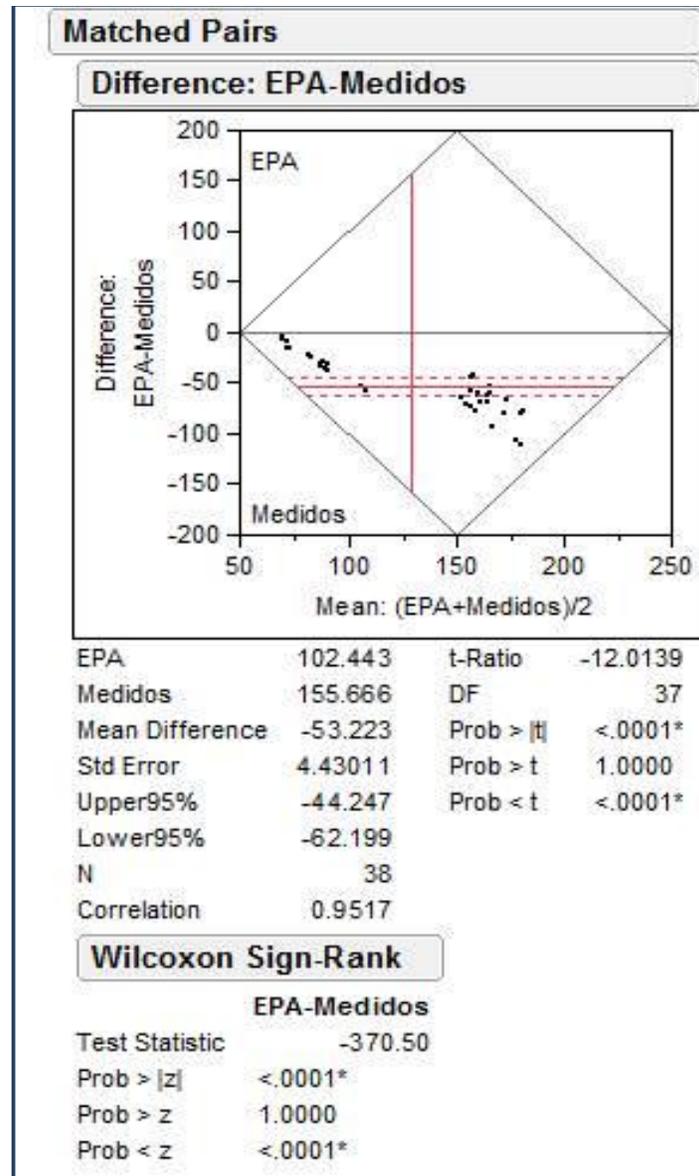


Figura IV.4. Comparación de los datos de emisión de NO_x medidos en la Central Termoeléctrica y los calculados con los factores de emisión de la US-EPA para quemadores con configuración frontal.

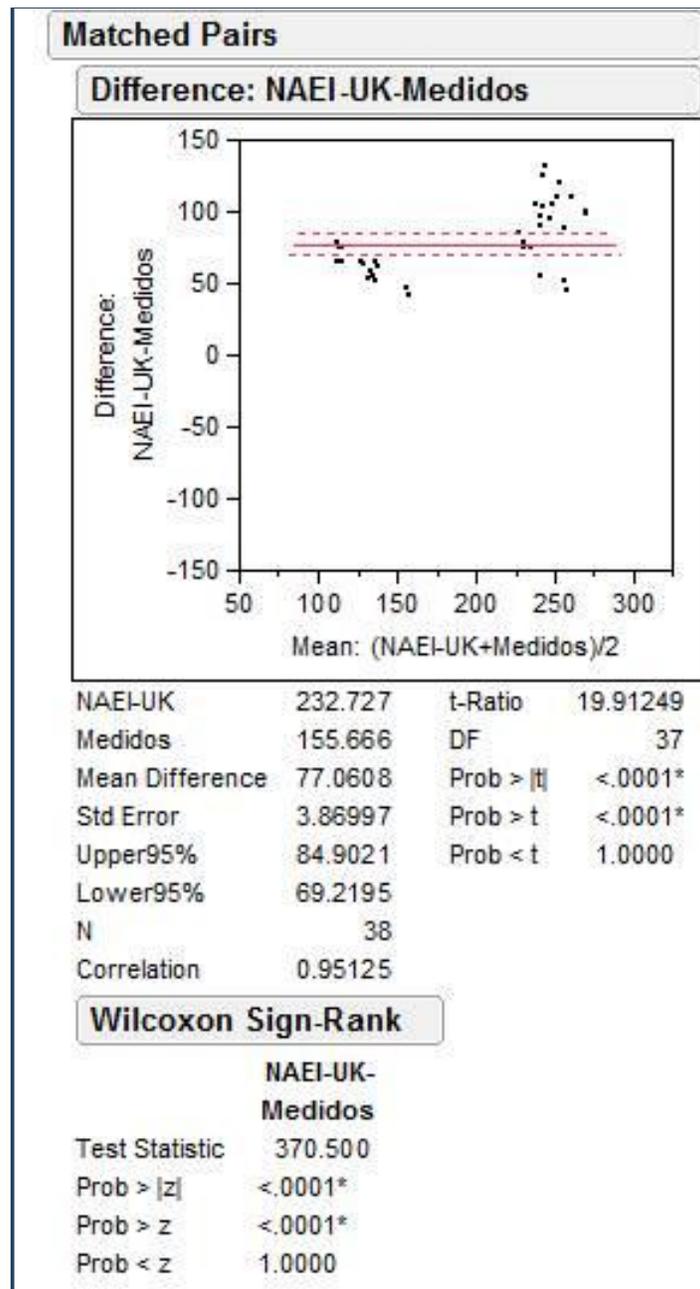


Figura IV.5. Comparación de los datos de emisión de NO_x medidos en la Central Termoeléctrica y los calculados con los factores de emisión de la NAEI-UK para quemadores con configuración frontal.

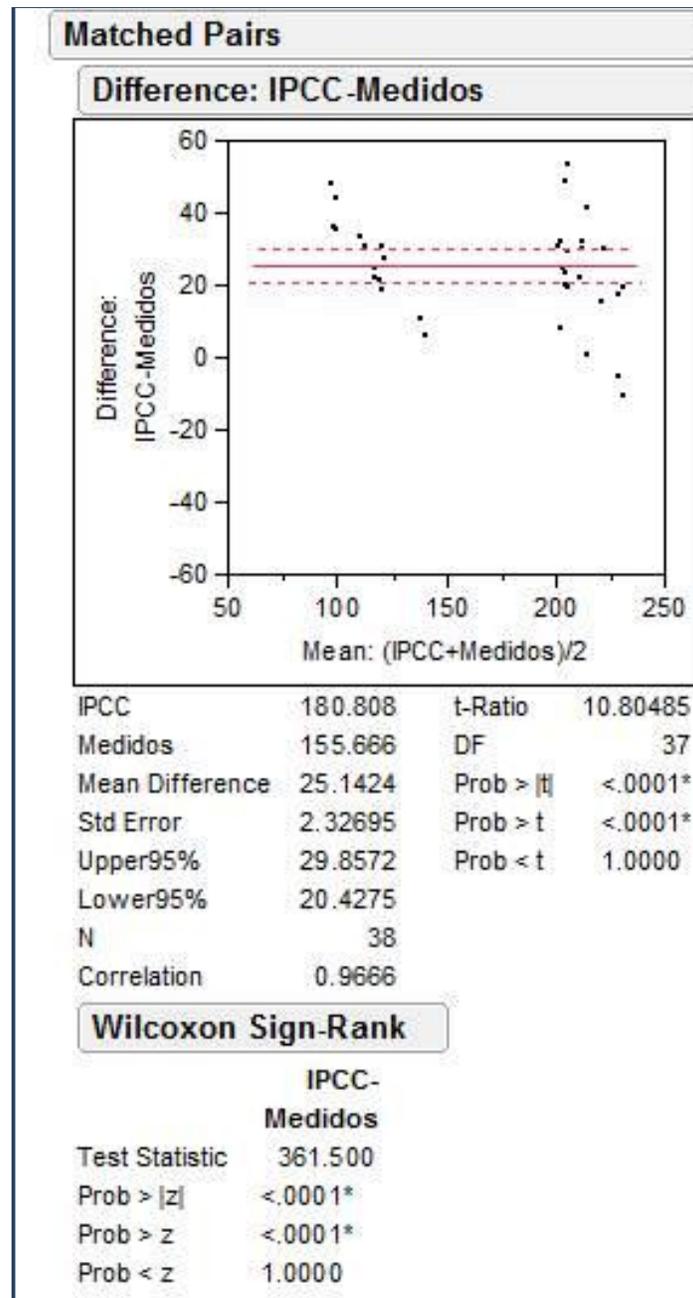


Figura IV.6. Comparación de los datos de emisión de NO_x medidos en la Central Termoeléctrica y los calculados con los factores de emisión del IPCC para quemadores con configuración frontal.

Quemador con configuración tangencial

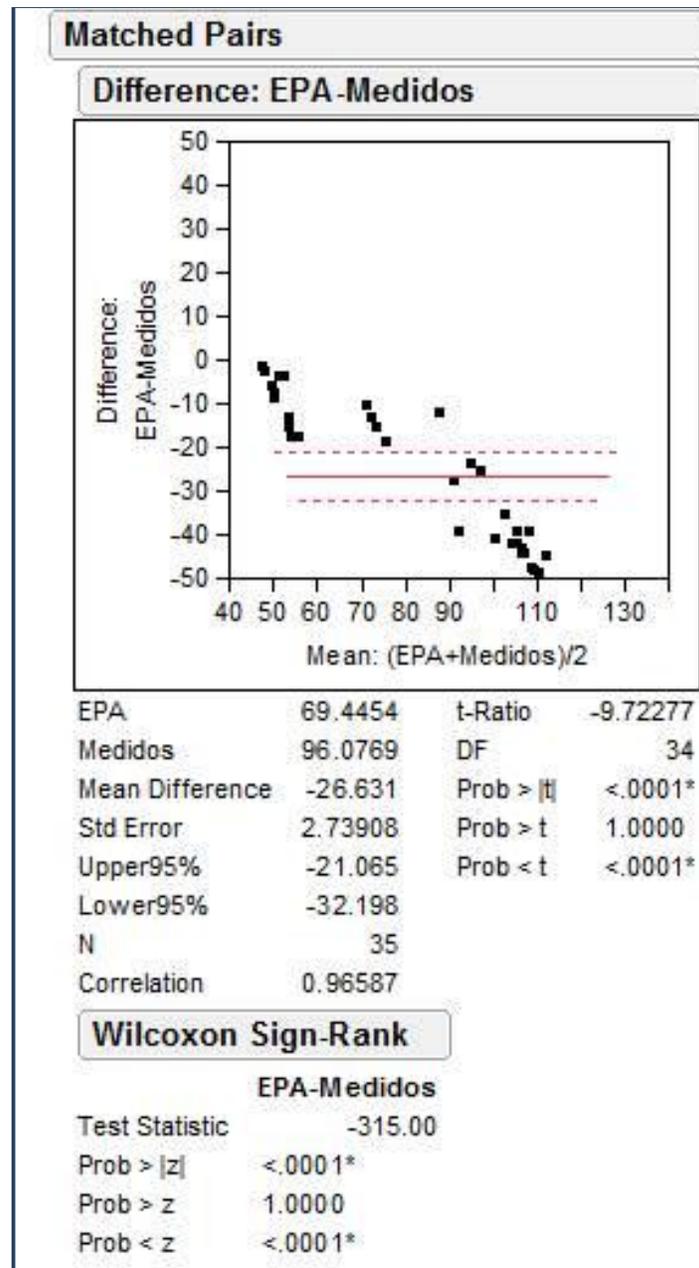


Figura IV.7. Comparación de los datos de emisión de NO_x medidos en la Central Termoelectrica y los calculados con los factores de emisión de la US-EPA para quemadores con configuración tangencial.

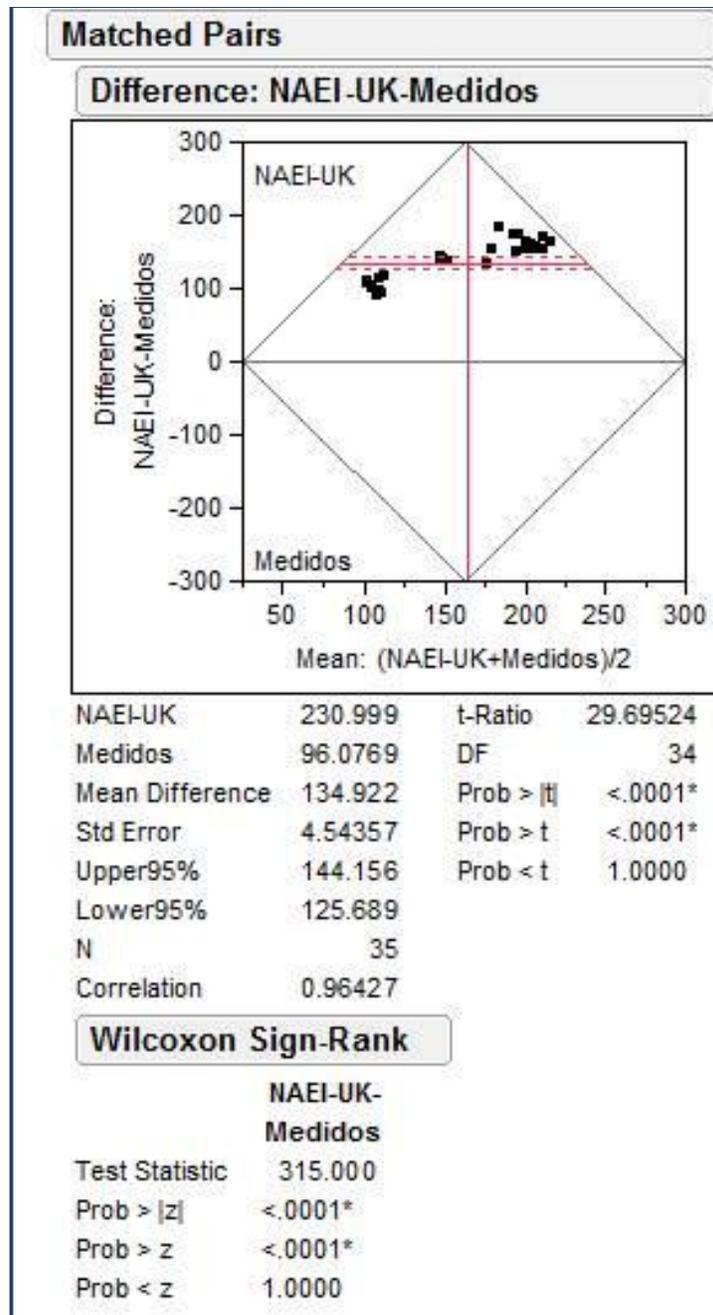


Figura IV.8. Comparación de los datos de emisión de NO_x medidos en la Central Termoelectrica y los calculados con los factores de emisión del NAEI-UK para quemadores con configuración tangencial.

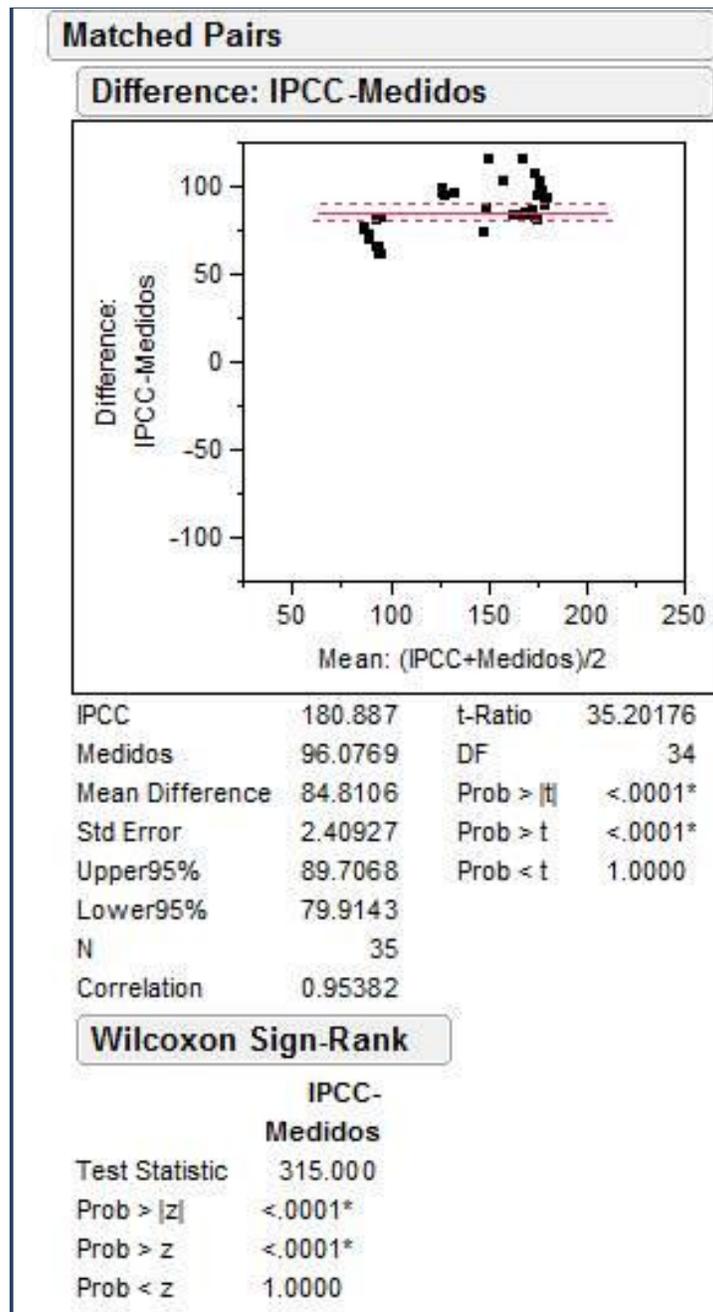


Figura IV.9. Comparación de los datos de emisión de NO_x medidos en la Central Termoeléctrica y los calculados con los factores de emisión del IPCC para quemadores con configuración tangencial.

- Para las emisiones de partículas

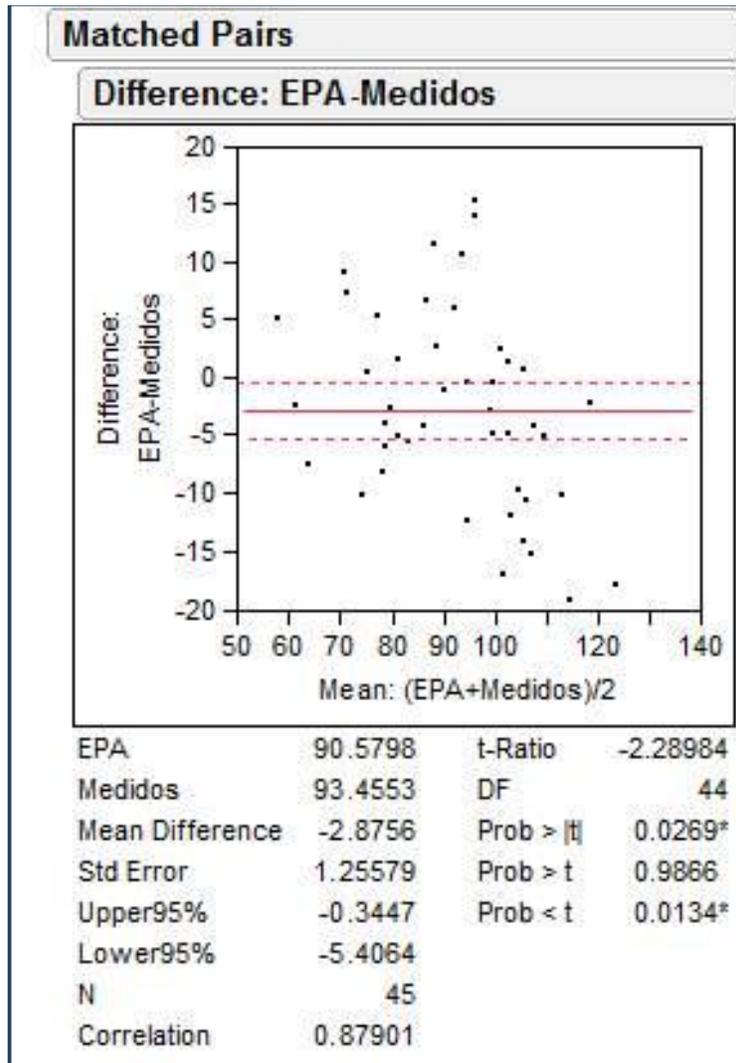


Figura IV.10. Comparación de los datos de emisión de partículas medidos en la Central Termoelectrica y los calculados con los factores de emisión de la US-EPA.

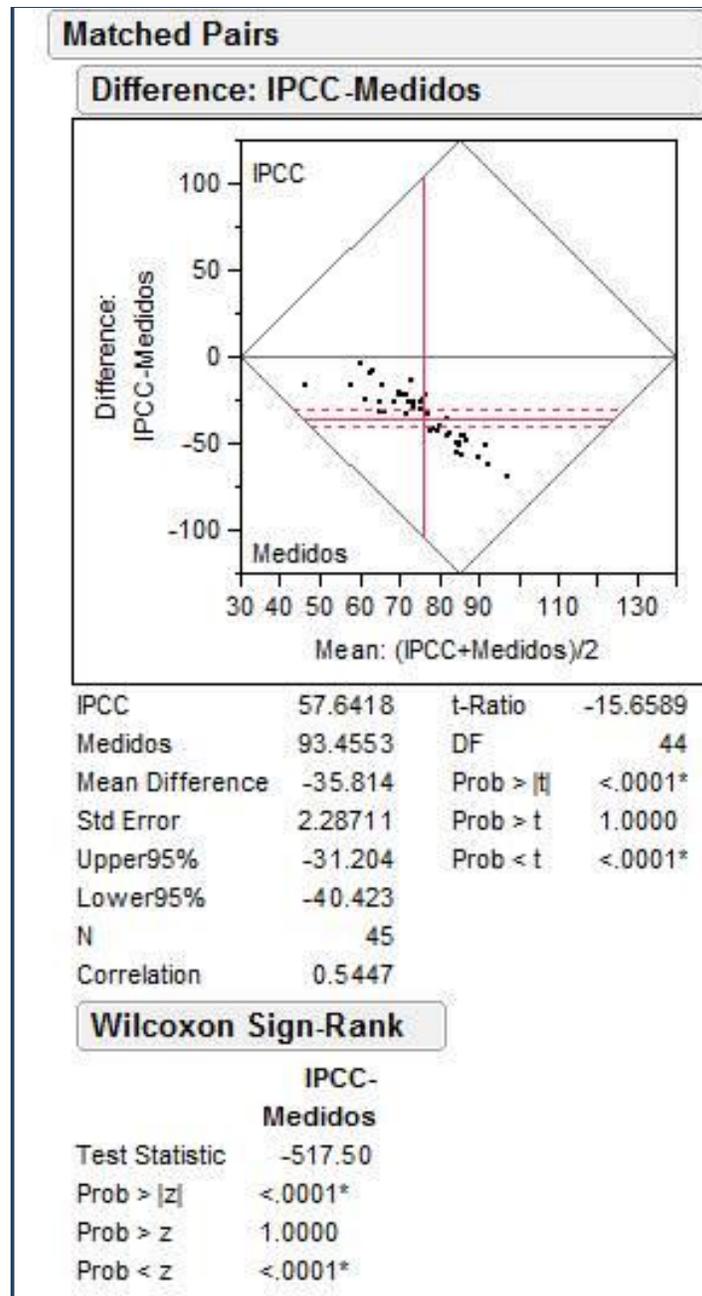


Figura IV.11. Comparación de los datos de emisión de partículas medidos en la Central Termoeléctrica y los calculados con los factores de emisión del IPCC.

ANEXO V. Desarrollo del Factor de Emisión

- Factor de emisión para el SO₂

Tabla V.1. Datos para el desarrollo del factor de emisión del dióxido de azufre

Configuración quemador	Combustible	Calidad de los datos	Quemador	Características del combustible			Carga (%)	O ₂ (%)	FE (Kg/m ³)	FE/%S (Kg/m ³)	
				Poder Calorífico (MJ/Kg)	Contenido de Azufre (%)	Densidad (ton/m ³)					
Frontal	Combustóleo	A	T.1	42.65	3.86	0.9881	90	4.74	73.57	19.06	
Frontal	Combustóleo	A	T.1	42.19	3.72	0.9995	91	4.58	57.13	15.36	
Frontal	Combustóleo	A	T.1	41.69	4.33	0.9955	99	3.52	85.93	19.84	
Frontal	Combustóleo	A	T.1	42.20	2.88	0.9900	95	3.49	54.47	18.91	
Frontal	Combustóleo	A	T.1	42.65	2.71	0.9869	96	4.53	41.84	15.44	
Frontal	Combustóleo	A	T.1	42.13	3.90	0.9861	97	4.89	65.90	16.90	
Frontal	Combustóleo	A	T.1	42.10	3.87	0.9881	96	4.62	73.33	18.95	
Frontal	Combustóleo	A	T.1	42.05	3.98	0.9874	93	4.14	72.68	18.26	
										17.84	Promedio
Frontal	Combustóleo	A	T.1	44.86	3.73	0.9811	53	7.10	72.00	19.30	
Frontal	Combustóleo	A	T.1	44.86	3.73	0.9811	53	7.10	71.77	19.24	
Frontal	Combustóleo	A	T.1	44.86	3.73	0.9811	53	7.10	69.33	18.59	
Frontal	Combustóleo	A	T.1	44.86	3.73	0.9811	93	4.00	69.73	18.69	
Frontal	Combustóleo	A	T.1	44.86	3.73	0.9811	93	4.20	65.79	17.64	
Frontal	Combustóleo	A	T.1	45.07	3.80	0.9861	48	5.80	74.69	19.65	
										18.85	Promedio
										18.35	Promedio T.1

Determinación de factores de emisión aplicables a México para Centrales
Termoeléctricas que consumen combustóleo como combustible.

...continuación Tabla V.1

Configuración quemador	Combustible	Calidad de los datos	Quemador	Características del combustible			Carga (%)	O ₂ (%)	FE (Kg/m ³)	FE/%S (Kg/m ³)	
				Poder Calorífico (MJ/Kg)	Contenido de Azufre (%)	Densidad (ton/m ³)					
Frontal	Combustóleo	A	T.2	44.86	3.73	0.9811	54	6.30	68.89	18.47	
Frontal	Combustóleo	A	T.2	44.86	3.73	0.9811	54	6.30	71.56	19.19	
Frontal	Combustóleo	A	T.2	44.86	3.73	0.9811	54	6.00	71.96	19.29	
										18.98	Promedio
Frontal	Combustóleo	A	T.2	42.64	3.99	0.9870	96	4.46	78.56	19.69	
Frontal	Combustóleo	A	T.2	42.28	3.72	0.9786	91	4.33	71.53	19.23	
										19.46	Promedio
										19.22	Promedio T.2
Tangencial	Combustóleo	A	T.3	42.48	3.75	0.9860	97	5.16	69.98	18.66	
										18.66	Promedio
										18.66	Promedio T.3
Tangencial	Combustóleo	A	T.4	42.50	2.71	0.9950	98	4.05	49.76	18.36	
Tangencial	Combustóleo	A	T.4	42.42	2.75	0.9890	98	5.78	54.31	19.75	
Tangencial	Combustóleo	A	T.4	42.09	3.02	0.9927	98	5.55	56.13	18.59	
Tangencial	Combustóleo	A	T.4	42.09	3.02	0.9927	98	5.01	58.70	19.44	
Tangencial	Combustóleo	A	T.4	42.17	3.86	0.9881	98	4.57	48.53	12.57	
Tangencial	Combustóleo	A	T.4	42.24	3.69	0.9860	94	5.66	53.48	14.49	
										17.20	Promedio
										17.20	Promedio T.4

...continuación Tabla V.1

Configuración quemador	Combustible	Calidad de los datos	Quegador	Características del combustible			Carga (%)	O ₂ (%)	FE (Kg/m ³)	FE/%S (Kg/m ³)	
				Poder Calorífico (MJ/Kg)	Contenido de Azufre (%)	Densidad (ton/m ³)					
Tangencial	Combustóleo	A	T.5	44.86	3.71	0.9811	51	5.40	70.07	18.89	
Tangencial	Combustóleo	A	T.5	44.86	3.71	0.9811	51	5.30	72.54	19.55	
Tangencial	Combustóleo	A	T.5	44.86	3.73	0.9811	99	3.30	67.82	18.18	
Tangencial	Combustóleo	A	T.5	44.86	3.73	0.9811	99	3.30	63.42	17.00	
Tangencial	Combustóleo	A	T.5	44.86	3.66	0.9811	75	3.80	71.24	19.47	
										18.62	Promedio
Tangencial	Combustóleo	A	T.5	42.29	3.72	0.9840	96	3.28	70.02	18.82	
Tangencial	Combustóleo	A	T.5	42.75	2.94	0.9868	99	5.68	57.06	19.41	
Tangencial	Combustóleo	A	T.5	42.12	3.93	0.9895	99	4.92	77.42	19.70	
										19.31	Promedio
										18.96	Promedio T.5
Tangencial	Combustóleo	A	T.6	42.12	2.91	0.9786	98	5.78	52.90	18.18	
										18.18	Promedio
										18.18	Promedio T.6

El factor de emisión final del dióxido de azufre se obtiene al promediar los promedios de todos los sitios:

$$FE_{SO_2} = \frac{18.35 + 19.22 + 18.66 + 17.20 + 18.96 + 18.18}{6}$$

$FE_{SO_2}, \text{ Kg/m}^3 = 18.43 * S\%$

- Factor de emisión para el NO_x

Para quemadores con configuración frontal

Tabla V.2. Datos para el desarrollo del factor de emisión de óxidos de nitrógeno expresado como NO₂ para quemadores con configuración frontal.

Configuración quemador	Combustible	Calidad de los datos	Quegador	Características del combustible			Carga (%)	O ₂ (%)	FE (Kg/m ³)	
				Poder Calorífico (MJ/Kg)	Contenido de Azufre (%)	Densidad (ton/m ³)				
Frontal	Combustóleo	A	T.1	44.86	3.73	0.9811	53	7.10	8.78	
Frontal	Combustóleo	A	T.1	44.86	3.73	0.9811	53	7.10	8.58	
Frontal	Combustóleo	A	T.1	44.86	3.73	0.9811	53	7.10	8.29	
Frontal	Combustóleo	A	T.1	44.86	3.73	0.9811	93	4.30	10.20	
Frontal	Combustóleo	A	T.1	44.86	3.73	0.9811	93	4.00	9.28	
Frontal	Combustóleo	A	T.1	44.86	3.73	0.9811	93	4.20	8.80	
Frontal	Combustóleo	A	T.1	45.07	3.80	0.9861	48	5.80	6.32	
Frontal	Combustóleo	A	T.1	45.07	3.80	0.9861	47	5.70	6.66	
Frontal	Combustóleo	A	T.1	45.07	3.80	0.9861	47	5.70	6.30	
Frontal	Combustóleo	A	T.1	45.07	3.80	0.9861	45	6.30	7.27	
Frontal	Combustóleo	A	T.1	45.07	3.80	0.9861	45	6.40	7.18	
Frontal	Combustóleo	A	T.1	45.07	3.80	0.9861	44	6.30	7.23	
									7.91	Promedio T.1
									12	No. datos T.1

Determinación de factores de emisión aplicables a México para Centrales
Termoeléctricas que consumen combustóleo como combustible.

...continuación Tabla V.2

Configuración quemador	Combustible	Calidad de los datos	Quemador	Características del combustible			Carga (%)	O ₂ (%)	FE (Kg/m ³)	
				Poder Calorífico (MJ/Kg)	Contenido de Azufre (%)	Densidad (ton/m ³)				
Frontal	Combustóleo	A	T.2	44.86	3.73	0.9811	54	6.30	7.93	
Frontal	Combustóleo	A	T.2	44.86	3.73	0.9811	54	6.30	8.17	
Frontal	Combustóleo	A	T.2	44.86	3.73	0.9811	54	6.00	8.19	
Frontal	Combustóleo	A	T.2	45.02	3.81	0.9871	58	6.50	9.91	
Frontal	Combustóleo	A	T.2	45.02	3.81	0.9871	58	6.50	9.58	
Frontal	Combustóleo	A	T.2	45.02	3.81	0.9871	96	4.60	10.58	
Frontal	Combustóleo	A	T.2	45.02	3.81	0.9871	96	4.60	10.82	
Frontal	Combustóleo	A	T.2	45.02	3.81	0.9871	52	7.50	8.58	
Frontal	Combustóleo	A	T.2	45.02	3.81	0.9871	52	7.30	7.66	
Frontal	Combustóleo	A	T.2	45.02	3.81	0.9871	52	7.30	7.87	
									8.93	Promedio T.2
									10	No. datos T.2

El factor de emisión final de óxidos de nitrógeno expresado como NO₂ para quemadores con configuración frontal se obtiene de la siguiente manera:

Promedio Sitio (kg/m ³)	No. datos Sitio	Promedio * No. datos del Sitio (kg/m ³)
7.91	12	94.92
8.93	10	89.30
Total	22	184.22

$$FE_{NO_x} = \frac{184.22}{22}$$

FE_{NOx} (frontal), Kg/m³ = 8.37

Para quemadores con configuración tangencial

Tabla V.3. Datos para el desarrollo del factor de emisión de óxidos de nitrógeno expresado como NO₂ para quemadores con configuración tangencial.

Configuración quemador	Combustible	Calidad de los datos	Quemador	Características del combustible			Carga (%)	O ₂ (%)	FE (Kg/m ³)	
				Poder Calorífico (MJ/Kg)	Contenido de Azufre (%)	Densidad (ton/m ³)				
Tangencial	Combustóleo	A	T.5	44.86	3.71	0.9811	51	5.30	4.39	
Tangencial	Combustóleo	A	T.5	44.86	3.71	0.9811	51	5.40	4.02	
Tangencial	Combustóleo	A	T.5	44.86	3.71	0.9811	51	5.30	4.11	
Tangencial	Combustóleo	A	T.5	44.86	3.73	0.9811	99	3.30	5.87	
Tangencial	Combustóleo	A	T.5	44.86	3.73	0.9811	99	3.30	5.47	
Tangencial	Combustóleo	A	T.5	44.86	3.73	0.9811	99	3.30	5.02	
Tangencial	Combustóleo	A	T.5	44.86	3.65	0.9811	99	3.30	6.05	
Tangencial	Combustóleo	A	T.5	44.86	3.65	0.9811	99	3.20	5.84	
Tangencial	Combustóleo	A	T.5	44.86	3.65	0.9811	51	5.30	4.60	
Tangencial	Combustóleo	A	T.5	44.86	3.65	0.9811	51	5.20	4.54	
Tangencial	Combustóleo	A	T.5	44.86	3.65	0.9811	51	5.30	5.33	
Tangencial	Combustóleo	A	T.5	44.86	3.65	0.9811	51	5.10	5.00	
Tangencial	Combustóleo	A	T.5	44.86	3.66	0.9811	75	3.60	4.67	
Tangencial	Combustóleo	A	T.5	44.86	3.66	0.9811	75	3.60	4.77	
Tangencial	Combustóleo	A	T.5	44.86	3.66	0.9811	75	3.80	4.49	
									4.94	Promedio T.5
									15	No. datos T.5

...continuación Tabla V.3

Configuración quemador	Combustible	Calidad de los datos	Quemador	Características del combustible			Carga (%)	O ₂ (%)	FE (Kg/m ³)	
				Poder Calorífico (MJ/Kg)	Contenido de Azufre (%)	Densidad (ton/m ³)				
Tangencial	Combustóleo	A	T.6	42.17	3.87	0.9855	99	3.54	5.59	
Tangencial	Combustóleo	A	T.6	42.16	3.60	0.9840	99	3.66	6.06	
Tangencial	Combustóleo	A	T.6	42.16	3.96	0.9825	87	4.40	5.28	
Tangencial	Combustóleo	A	T.6	42.76	2.96	0.9874	99	5.03	5.84	
Tangencial	Combustóleo	A	T.6	42.63	2.96	0.9904	89	5.13	5.95	
									5.74	Promedio T.6
									5	No. datos T.6

El factor de emisión final de óxidos de nitrógeno expresado como NO₂ para quemadores con configuración tangencial se obtiene de la siguiente manera:

Promedio Sitio (kg/m ³)	No. datos Sitio	Promedio * No. datos del Sitio (kg/m ³)
4.94	15	74.10
5.74	5	28.70
Total	20	102.80

$$FE_{NO_x} = \frac{102.80}{20}$$

$$FE_{NO_x(\text{tangencial})}, \text{ Kg/m}^3 = 5.14$$

- **Factor de emisión para partículas**

Tabla V.4. Datos para el desarrollo del factor de emisión de partículas.

Configuración quemador	Combustible	Calidad de los datos	Quemador	Características del combustible			Carga (%)	O ₂ (%)	FE (Kg/m ³)
				Poder Calorífico (MJ/Kg)	Contenido de Azufre (%)	Densidad (ton/m ³)			
Frontal	Combustoleo	A	T.1	42.65	2.71	0.9869	96	4.53	3.32
Frontal	Combustoleo	A	T.1	45.02	3.50	0.9761	92	4.20	3.94
Frontal	Combustoleo	A	T.1	45.02	3.50	0.9761	92	4.10	4.31
Frontal	Combustoleo	A	T.1	45.02	3.50	0.9761	92	4.20	4.13
Frontal	Combustoleo	A	T.1	42.15	3.53	0.9850	95	3.63	3.66
Frontal	Combustoleo	A	T.1	42.40	3.70	0.9805	95	3.25	3.87
Tangencial	Combustoleo	A	T.3	42.43	2.25	0.9972	98	4.2	3.00
Tangencial	Combustoleo	A	T.3	42.43	2.25	0.9972	98	4.1	3.24
Tangencial	Combustoleo	A	T.3	41.91	3.12	0.9900	99	4.24	4.03
Tangencial	Combustoleo	A	T.3	44.40	3.84	0.9890	98	4.64	5.35
Tangencial	Combustoleo	A	T.4	42.30	3.70	0.9676	98	5.36	3.93
Tangencial	Combustoleo	A	T.5	42.13	2.84	0.9979	99	5.46	3.71
Tangencial	Combustoleo	A	T.5	42.17	2.85	0.9935	99	5.98	3.77

Determinación de factores de emisión aplicables a México para Centrales
Termoeléctricas que consumen combustóleo como combustible.

...continuación Tabla V.4

Configuración quemador	Combustible	Calidad de los datos	Quemador	Características del combustible			Carga (%)	O ₂ (%)	FE (Kg/m ³)
				Poder Calorífico (MJ/Kg)	Contenido de Azufre (%)	Densidad (ton/m ³)			
Tangencial	Combustóleo	A	T.5	46.37	3.58	0.9796	75	4.30	4.82
Tangencial	Combustóleo	A	T.5	44.86	3.65	0.9811	99	3.30	5.24
Tangencial	Combustóleo	A	T.5	44.86	3.65	0.9811	99	3.20	4.96
Tangencial	Combustóleo	A	T.5	44.86	3.68	0.9811	99	3.30	3.98

V.5. Intervalos de contenido de azufre para desarrollar el factor de emisión final para partículas.

Intervalo	Quemador	Potencia	Intervalo de Contenido de Azufre (%)	FE (Kg/m3)
1	T.3	98	2.25	3.00
	T.3	98	2.25	3.24
Promedio Intervalo 1			2.25	3.12
2	T.1	96	2.71	3.32
Promedio Intervalo 2			2.71	3.32
3	T.5	99	2.84	3.71
	T.5	99	2.85	3.77
Promedio Intervalo 3			2.85	3.74
4	T.3	99	3.12	4.03
Promedio Intervalo 4			3.12	4.03
5	T.1	92	3.5	3.94
	T.1	92	3.5	4.31
	T.1	92	3.5	4.13
	T.1	95	3.53	3.66
	T.5	75	3.58	4.82
Promedio Intervalo 5			3.52	4.17
6	T.5	99	3.65	5.24
	T.5	99	3.65	4.96
	T.5	99	3.68	3.98
	T.4	98	3.7	3.93
	T.1	95	3.7	3.87
Promedio Intervalo 6			3.68	4.39
7	T.3	98	3.84	5.35
Promedio Intervalo 7			3.84	5.35

Tabla V.6. Resumen de los intervalos del contenido de azufre con su respectivo factor de emisión para la obtención del factor de emisión final para partículas.

Intervalo	Contenido de Azufre (%)	FE (Kg/m3)
1	2.25	3.12
2	2.71	3.32
3	2.85	3.74
4	3.12	4.03
5	3.52	4.17
6	3.68	4.39
7	3.84	5.35

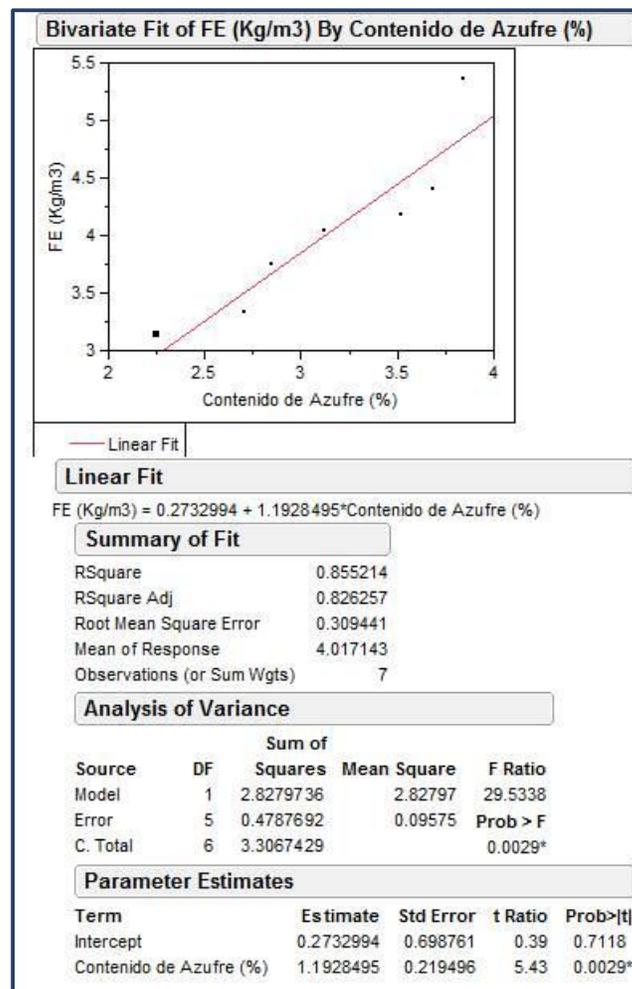


Figura V.1. Gráfica y ecuación para el factor de emisión para partículas.

$$FE_{\text{partículas, Kg/m}^3} = 1.19 \cdot S\% + 0.27$$

ANEXO VI. Comparación de las Emisiones Calculadas con los Factores de Emisión Propuestos y las Emisiones Obtenidas en Fuente.

- Resultados de las pruebas estadísticas hechas en el programa JMP7
 - Para las emisiones de SO₂

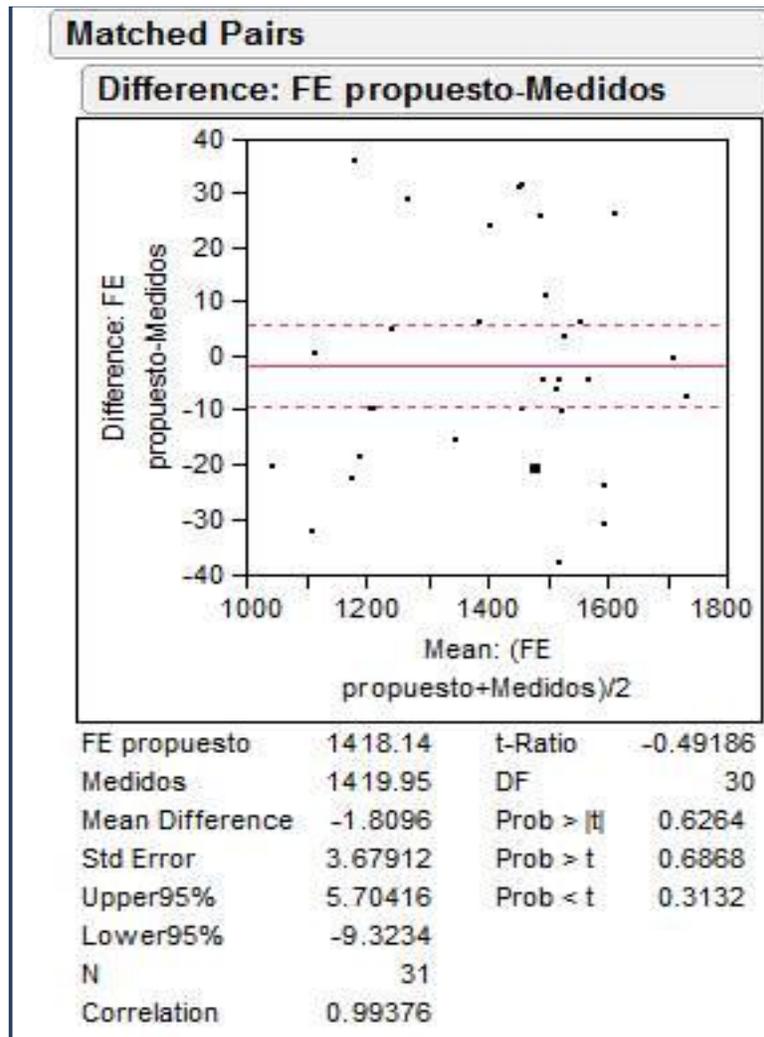


Figura VI.1. Comparación de los datos de emisión de SO₂ medidos en la Central Termoeléctrica y los calculados con el factor de emisión obtenidos a partir de las emisiones en fuente.

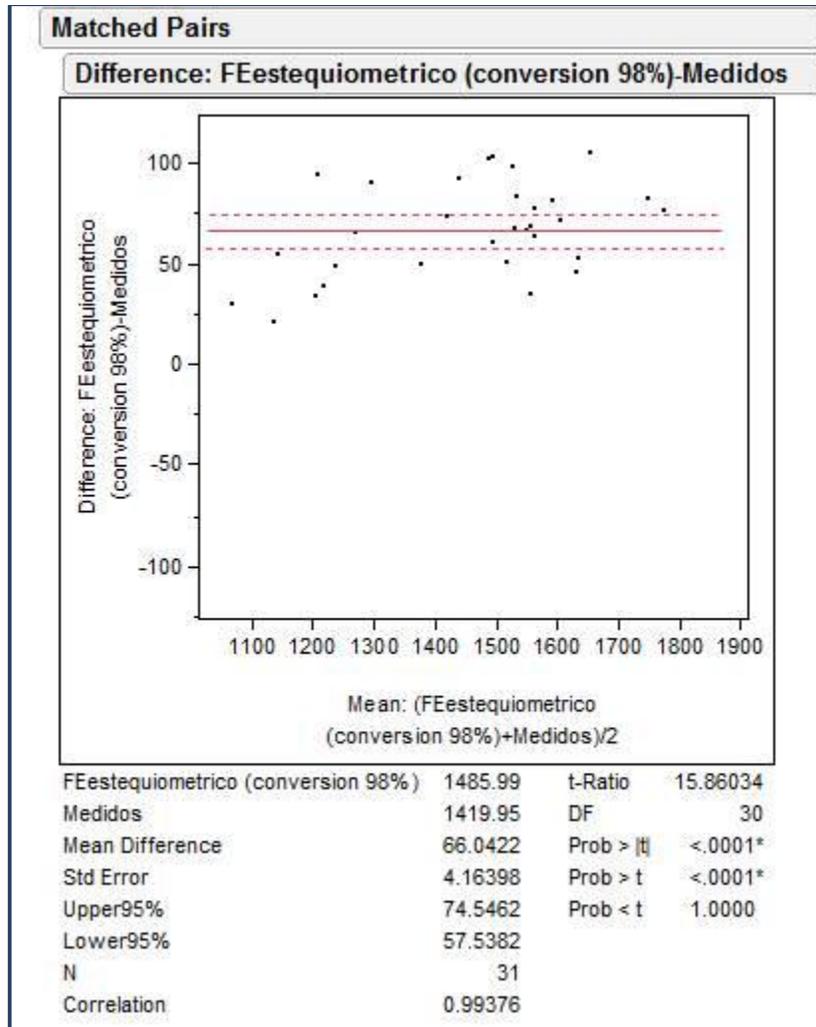


Figura VI.2 Comparación de los datos de emisión de SO₂ medidos en la Central Termoeléctrica y los calculados con el factor de emisión calculado estequiométricamente con una conversión del 98%.

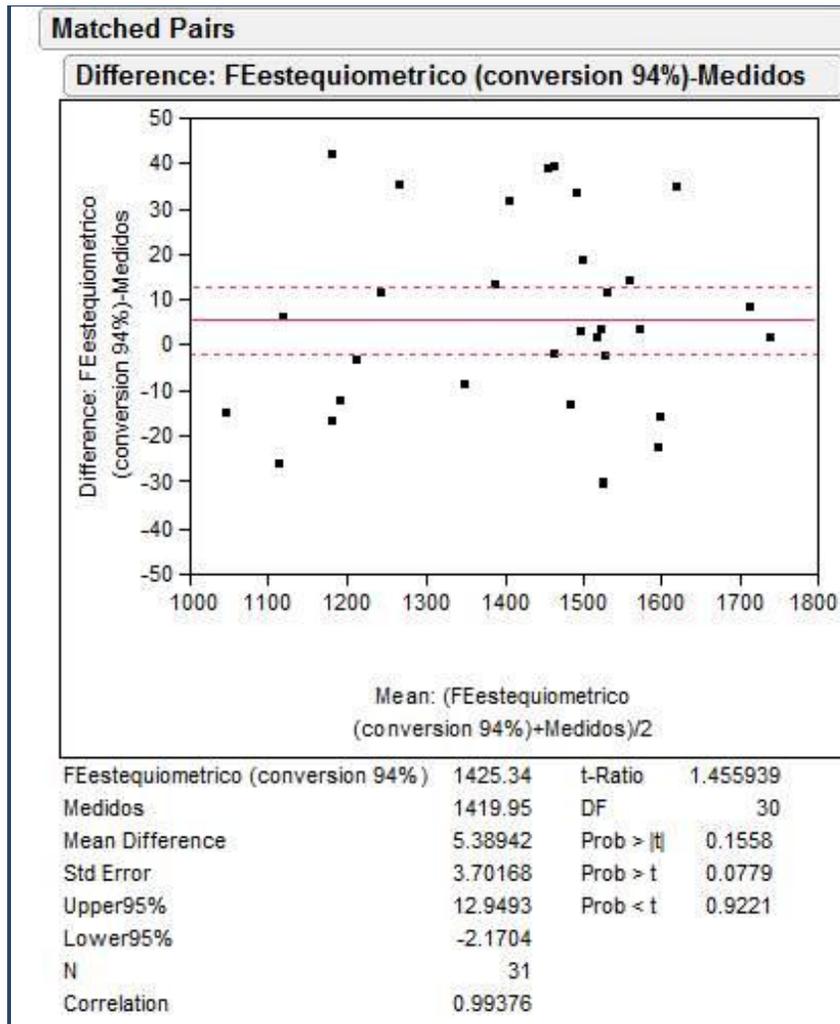


Figura VI.3 Comparación de los datos de emisión de SO₂ medidos en la Central Termoeléctrica y los calculados con el factor de emisión calculado estequiométricamente con una conversión del 94%.

- Para las emisiones de NO_x

Quemador con configuración frontal

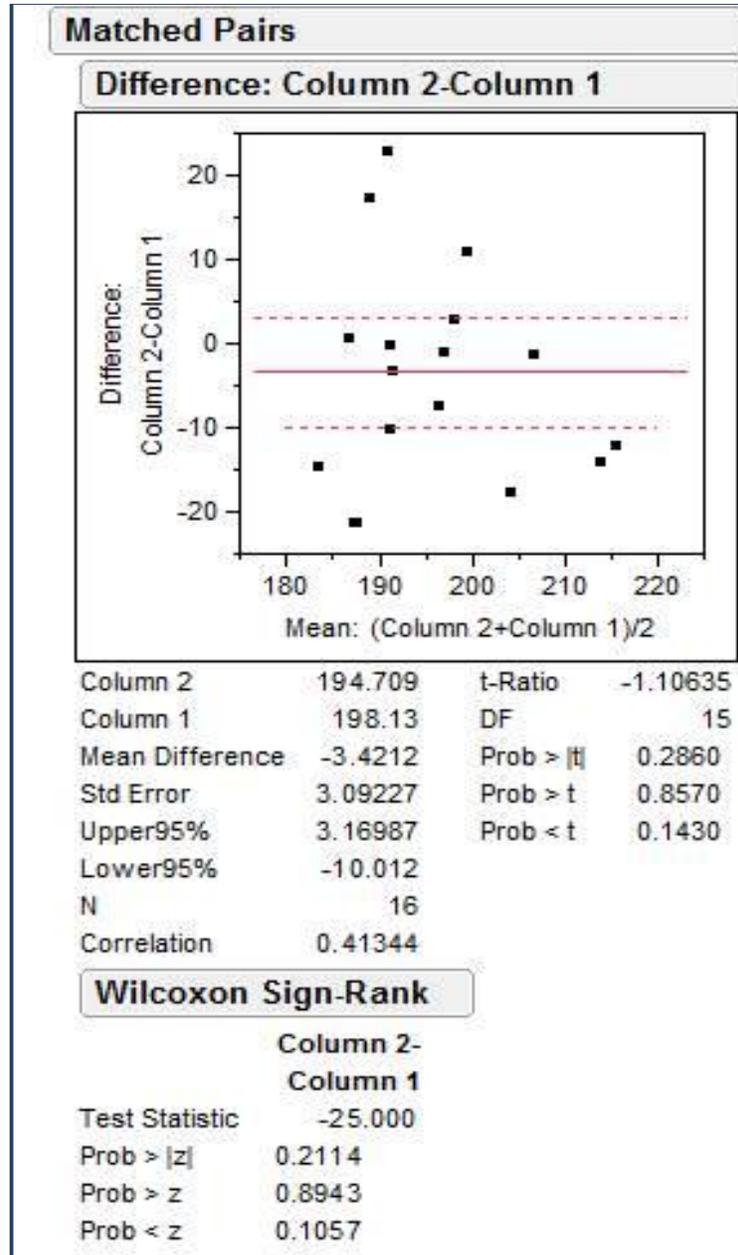


Figura VI.4. Comparación de los datos de emisión de NO_x medidos en la Central Termoeléctrica y los calculados con el factor de emisión desarrollado con este trabajo para quemadores con configuración frontal.

Quemador con configuración tangencial

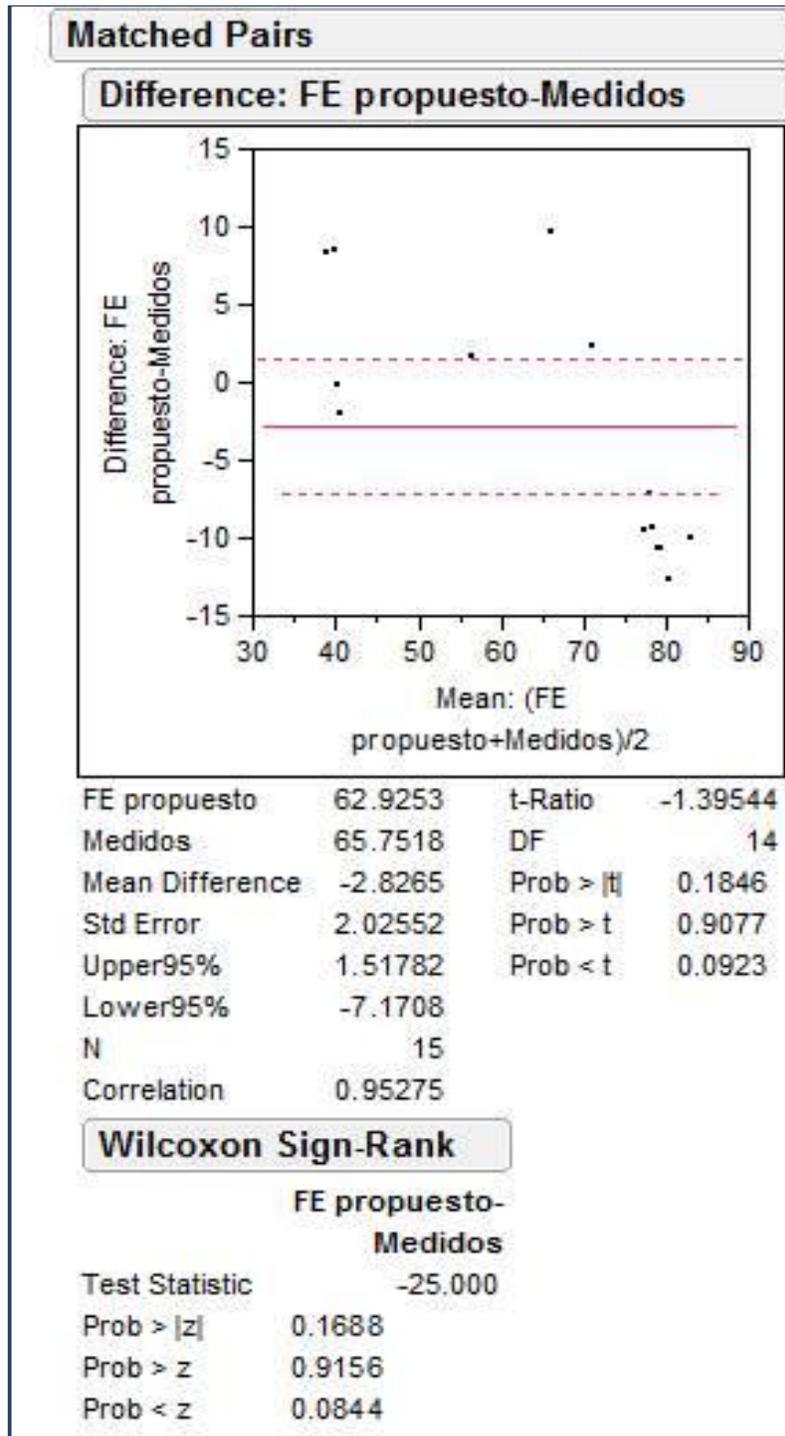


Figura VI.5. Comparación de los datos de emisión de NO_x medidos en la Central Termoelectrica y los calculados con el factor de emisión desarrollado con este trabajo para quemadores con configuración tangencial.

- Para las emisiones de partículas

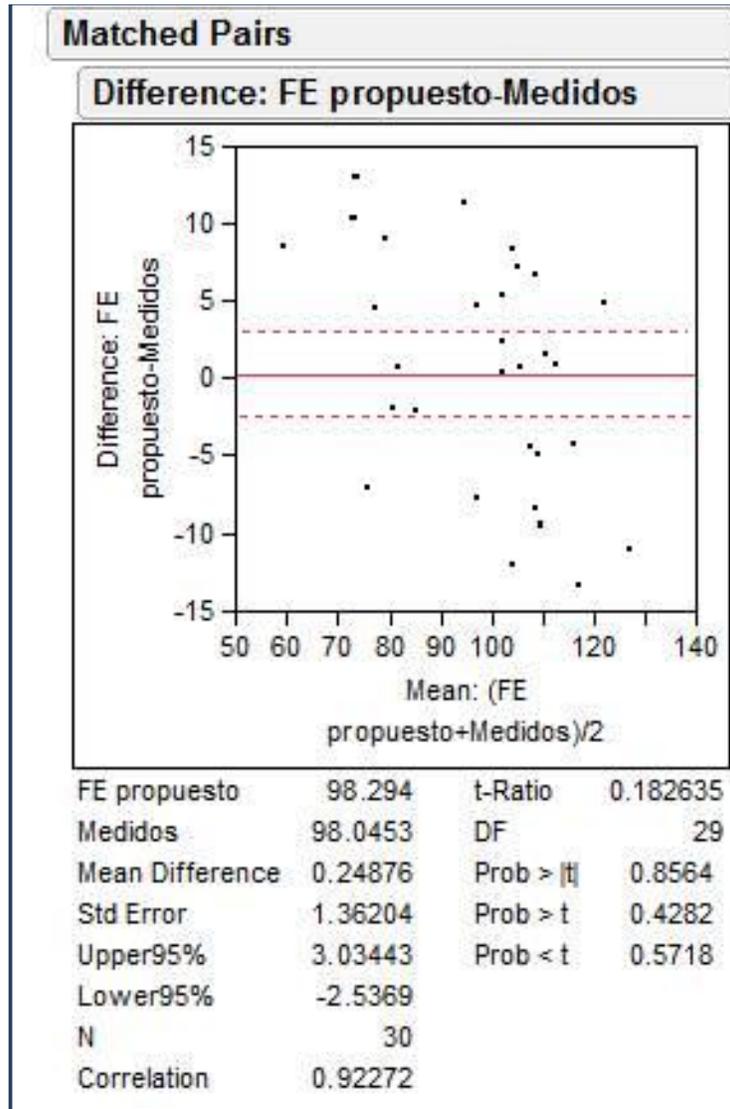


Figura VI.6. Comparación de los datos de emisión de partículas medidos en la Central Termoelectrica y los calculados con el factor de emisión desarrollado con este trabajo.

B I B L I O G R A F Í A

BIBLIOGRAFÍA

Bravo H., Sosa R., Magaña V., Caetano E., Sánchez P., Jaimes M., Vázquez G., Cureño I., Marín A., Roldán M., Hernandez A., Piña V., 2008. *Informe final: Evaluación del impacto de la calidad del aire por la operación de la C.T. Pdte. Adolfo Lopez Mateos, localizada en Tuxpan, Veracruz.* Sección de Contaminación Ambiental-Centro de Ciencias de la Atmósfera-Universidad Nacional Autónoma de México, México, 2008.

CFE, 2009. Conoce sobre la electricidad. *Programa de obras e inversiones del sector eléctrico 2009-2018.* México: Subdirección de Programación; Coordinación de Platinificación [En línea accesada marzo 2010] <http://www.cfe.gob.mx/QuienesSomos/publicaciones/Paginas/Electricidad.2009>.

CFE, 2003. *Prontuario de datos Técnicos del Complejo Termoelectrico Presidente Adolfo Lopez Mateos,* Gerencia Regional de Producción Sureste; México, 2003.

CORINAIR, 2006. *Combustion in Energy & Transformation Industries: Emission Inventory Guidebook.* European Environment Agency, 2006.

Correa C., 2004. *Fenómenos Químicos.* Universidad Eafit; Colombia, 2004.

Cureño I., Bravo H., Sosa R., 2010. *The Importance of the Generation and Application of Emission Factors for Developing Countries.* Air & Waste Management Association's 103 Annual Conference and Exhibition. Calgary, Alberta, Canada, 2010

IPCC-CORINAIR, 1994. IPCC NGGIP. *Find EF.* [En línea accesada en marzo 2010] http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/EFDB/find_ef_s1.php. 1994.

CFE, 2004. *Reporte de los muestreos de emisiones a la atmósfera de las Unidades 1 a la 6.* Comisión Federal de Electricidad. México, 2004.

CFE, 2005. *Reporte de los muestreos de emisiones a la atmósfera de las Unidades 1 a la 6.* Comisión Federal de Electricidad. México, 2005.

CFE, 2006. *Reporte de los muestreos de emisiones a la atmósfera de las Unidades 1 a la 6.* Comisión Federal de Electricidad. México, 2006.

CFE, 2007. *Reporte de los muestreos de emisiones a la atmósfera de las Unidades 1 a la 6.* Comisión Federal de Electricidad. México, 2007

CFE, 2008. *Reporte de los muestreos de emisiones a la atmósfera de las Unidades 1 a la 6 (23 al 27 de agosto de 2008).* Comisión Federal de Electricidad. México, 2008

CFE, 2009. Conoce sobre la electricidad. *Programa de obras e inversiones del sector eléctrico 2009-2018*. México: Subdirección de Programación; Coordinación de Platinificación [En línea accesada marzo 2010] <http://www.cfe.gob.mx/QuienesSomos/publicaciones/Paginas/Electricidad>. 2009.

LAPEM, 2008 *Mediciones Realizadas por el LAPEM, Unidades 1 a la 7 del CTPALM (20 al 28 de octubre de 2008)*. Laboratorio de Prueba de Equipos y Materiales, Comisión Federal de Electricidad. Mexico, 2008

LAPEM, 2009 *Mediciones Realizadas por el LAPEM, Unidades 1 a la 7 del CTPALM (18 al 24 de marzo de 2009)*. Laboratorio de Prueba de Equipos y Materiales, Comisión Federal de electricidad. México, 2009

LAPEM, 2009 *Mediciones Realizadas por el LAPEM, Unidades 1 a la 7 del CTPALM* Laboratorio de Prueba de Equipos y Materiales, Comisión Federal de electricidad. México, 2009

MAVDT, 2009. *Guía Ambiental para Proyectos Carboeléctricos*. Ministro de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. Sector Energético. [En línea accesada marzo 2010] www1.minambiente.gov.co. 2009

Miller P., Van Atten C., Bradley M. & Associates, 2004. *North American Power Plant Air Emissions*. Comission for Environmental Cooperation of North America; Canadá, Estados Unidos, 2002.

Montgomery D., 2003. *Applied Statistics and Probability for Engineers*, Third Edition, Estados Unidos, 2003.

NAEI-UK., 2008. National Atmospheric Emissions Inventory. Emission Factors.[En línea accesada en marzo 2010] <http://www.naei.org.uk/emissions/selection.php>. 2008.

SCFI, 1976. *Norma Mexicana NMX-AA-035-1976. Determinación de bióxido de carbono, monóxido de carbono y oxígeno en los gases de combustión*. México, 1976

SCFI, 1978. *Norma Mexicana NMX-AA-054-1978. Contaminación atmosférica - Determinación del Contenido de humedad en los gases que fluyen por un conducto.- Método gravimétrico*. México, 1978.

SCFI, 1986. *Norma Mexicana NMX-AA-023-1986. Protección al ambiente-contaminación atmosférica-terminología*. México, 1986

SCFI, 1993. *Norma Mexicana NMX-AA-009-1993-SCFI. Contaminación atmosférica-fuentes fijas-determinación de flujo de gases en un conducto por medio de tubo de pitot*. México, 1993.

SCFI, 2001. Norma Mexicana NMX-AA-010-SCFI-2001. Contaminación atmosférica - fuentes fijas - determinación de la emisión de partículas contenidas en los gases que fluyen por un conducto - Método isocinético. México, 2001.

SCFI, 1979. Norma Mexicana NMX-AA-055-1979. Contaminación atmosférica - Fuentes fijas - Determinación de bióxido de azufre en gases que fluyen por un conducto. México, 1979

SCFI, 1991. Norma Mexicana NMX-AA-114-1991. Contaminación atmosférica - Fuentes fijas - Determinación de la densidad del humo en los gases de combustión que fluyen por un conducto o chimenea - Método del número de mancha. México, 1991

Schlotzhauer S., 2007. *Elementary Statistics Using JMP*; SAS Press, 2007

SEMARNAT-INE, 2006. *Inventario Nacional de Emisiones de México, 1999*. México, 2006.

SEMARNAT, 2001. *Guía para la Correcta Selección y Empleo de Métodos de Estimación de Emisiones de Contaminantes*. México, 2001.

SEMARNAT, 2003. Norma Oficial Mexicana NOM-085-SEMARNAT-1994. Contaminación Atmosférica-Fuentes Fijas. Mexico, 2003.

SEMARNAT, 2004. Norma Oficial Mexicana NOM-098-SEMARNAT-2002. Protección ambiental-Incineración de residuos, especificaciones de operación y límites de emisión de contaminantes. Mexico, 2004.

SEMARNAT, 2008. PROYECTO de Modificación de la Norma Oficial Mexicana NOM-085-SEMARNAT-1994. México, 2008.

SEMARNAT-SENER-SCFI, 2005. Norma Oficial Mexicana NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005, Especificaciones de los combustibles fósiles para la protección ambiental. México, 2005.

SENER, 2006. *Prospectiva del sector eléctrico 2005-2014*. Secretaría de Energía, Planeación Energética; Integración Política Energética Nacional, México, 2006.

SENER, 2010. Datos Técnicos de las Principales Centrales de CFE en Operación en 2008. [En línea accesada en marzo 2010] <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index>. 2010.

SSA, 1993. MODIFICACION a la Norma Oficial Mexicana NOM-020-SSA1-1993, Salud ambiental. Criterios para evaluar la calidad del aire ambiente con respecto al ozono (O_3). Valores normados para la concentración de ozono (O_3) en el aire ambiente como medida de protección a la salud de la población, para quedar como Norma Oficial Mexicana NOM-020-SSA1-1993, Salud ambiental. Criterio para evaluar el valor límite permisible para la concentración de ozono (O_3) de la calidad del aire ambiente. Criterio para evaluar la calidad del aire. Secretaria de Salud, México, 1993.

SSA, 1993. Norma Oficial mexicana NOM-021-SSA1-1993. Salud ambiental. Criterio para evaluar la calidad del aire ambiente con Respecto al monóxido de carbono (CO). Valor permisible para La concentración de monóxido de carbono (CO) en el aire Ambiente, como medida de protección a la salud de la Población. Secretaria de Salud, México, 1993.

SSA, 1993. Norma Oficial Mexicana NOM-022-SSA-1993. , Salud Ambiental. Criterio para evaluar la calidad del aire, bióxido de azufre (SO_2). Valor permisible para la concentración de bióxido de azufre en el aire ambiente, como medida de protección a la salud de la población. Secretaria de Salud, México, 1993.

SSA, 1993. Norma Oficial Mexicana NOM-023-SSA-1993. Salud ambiental. Criterio para evaluar la calidad del aire ambiente con respecto al bióxido de nitrógeno (NO_2). Valor normado para la concentración de bióxido de nitrógeno (NO_2) en el aire ambiente como medida de protección a la salud de la población. Secretaria de Salud, México, 1993.

SSA, 1993. Norma Oficial Mexicana NOM-025-SSA-1993. MODIFICACION a la Norma Oficial Mexicana NOM-025-SSA1-1993, Salud ambiental. Criterios para evaluar la calidad del aire ambiente, con respecto a material particulado. Valor de concentración máxima de material particulado para partículas suspendidas totales PST, partículas menores de 10 micrómetros PM_{10} y partículas menores de 2.5 micrómetros $PM_{2.5}$ en el aire ambiente como medida de protección a la salud de la población, para quedar como Norma Oficial Mexicana NOM-025-SSA1-1993, Salud ambiental. Criterios para evaluar el valor límite permisible para la concentración de material particulado. Valor límite permisible para la concentración de partículas suspendidas totales PST, partículas menores de 10 micrómetros PM_{10} y partículas menores de 2.5 micrómetros $PM_{2.5}$ de la calidad del aire ambiente. Criterios para evaluar la calidad del aire. Secretaria de Salud, México, 1993.

SSA, 1993. Norma Oficial Mexicana NOM-026-SSA1-1993. Salud ambiental. Criterio para evaluar la calidad del aire ambiente, con respecto al plomo (Pb). Valor normado para la concentración de plomo (Pb) en el aire ambiente, como medida de protección a la salud de la población. Secretaria de Salud, México, 1993.

US-EPA, 1986. Supplement A to Compilation of air pollutant emission factors. Volume 1: Stationary Point and Area Sources. Estados Unidos, 1986.

US-EPA, 1993. *Emission Factor Documentation for AP-42. Section 1.3 Fuel Oil Combustion.* Estados Unidos, 1993.

US-EPA, 1995. *Introduction of the Compilation of Air Pollutant Emission Factors, Volume I: Stationary and Area Sources.* AP-42, Fifth Edition. [En línea accesada en marzo 2010] <http://www.epa.gov/ttnchie1/ap42/>. 1995.

US-EPA. 1998. *Volume I. Chapter 1: External Combustion Sources, Section 1.3 Fuel Oil Combustion. AP 42, Fifth Edition.* Technology Transfer Network, Clearinghouse for Inventories & Emissions Factors. [En línea accesada en marzo 2010] <http://www.epa.gov/ttn/chie/ap42/ch01/index.html>. 1998.

US-EPA, 2006. *Prospectiva del sector eléctrico 2005-2014.* Planeación Energética; Integración Política Energética Nacional; México, 2006.