

SISTEMA DE MONITOREO DE CONTAMINANTES PARA
LA OPTIMIZACIÓN DE LA COMBUSTIÓN DE UN
GENERADOR DE VAPOR DE 350 MW

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN INGENIERÍA ENERGÉTICA

PRESENTA

BONIFACIO LARA ROSAS

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F.
FEBRERO DE 2009

Agradecimientos:

Agradezco al Ing. Jacinto Viqueira Landa y al Dr. José Luis Fernández Zayas su apoyo invaluable para el desarrollo del presente trabajo, también aprecio su comprensión y paciencia que me dieron para lograr este objetivo.

A mis sinodales miembros del jurado quienes dedicaron su valioso tiempo en la revisión y corrección del presente trabajo, sus sabios consejos permitieron mejorar el contenido técnico y su presentación.

A mi escuela la División de Posgrado de la Facultad de Ingeniería por su reconocido prestigio de formar profesionistas de carrera.

Igualmente deseo expresar mi agradecimiento al personal de CFE, de LAPEM y en particular de la C.T. Tuxpan por su interés y disponibilidad que mostraron en el desarrollo del proyecto.

Gracias:

A Dios por la oportunidad que me da de ayudar con mi profesión a mi patria

A mi esposa Sonia por su cariño y confianza en motivarme a la conclusión del presente

A mis hijos: Ismael y Aníbal porque con ellos he aprendido lo hermoso que es el vivir para servir.

A mis compañeros de profesión por haberme compartido sus experiencias

“El mundo está en manos de aquellos que tienen el coraje de soñar y correr el riesgo de vivir sus sueños”

“La virtud no consiste en hacer cosas grandes, sino en hacer bien las cosas pequeñas”

INDICE

Capítulo 1. Introducción

- 1.1 Descripción de la Unidad
- 1.2 Objetivo principal del proyecto
- 1.3 Definición del proyecto
- 1.4 Implantación
- 1.5 Resultados obtenidos

Capítulo 2. Sistema de monitoreo de contaminantes

- 2.1 Probeta de dilución para la toma de muestra
- 2.2 Línea de muestra
- 2.3 Analizadores
- 2.4 Funcionamiento del sistema
 - 2.4.1 Ventajas de los sistemas extractivos de dilución
 - 2.4.2 Tecnologías de medición disponibles

Capítulo 3. Características de los equipos de medición

- 3.1 Probeta de dilución con sistema de medición de O₂
- 3.2 Línea de muestra
- 3.3 Transmisor de temperatura
- 3.4 Medidores de presión diferencial
- 3.5 Medidor de flujo Annubar con sistema de purga
- 3.6 Sistema de adquisición de datos
- 3.7 PLC Allen Bradley
- 3.8 Medidor de partículas (Opacímetro)
- 3.9 Generador de aire cero y compresor
- 3.10 Cabina del sistema de monitoreo de emisiones
- 3.11 Gases de calibración con trazabilidad al sistema Internacional
- 3.12 Analizado de óxidos de nitrógeno
- 3.13 Analizador de óxidos de azufre
- 3.14 Analizador de oxígeno “Incluido dentro de la probeta de dilución”
- 3.15 Analizador de oxígeno en ductos
- 3.16 Analizador de monóxido de carbono en ductos
- 3.17 Actividades complementarias
- 3.18 Software para el reporte de mediciones

Capítulo 4. Validación del medidor de partículas

- 4.1 Opacímetro
- 4.2 Funcionamiento del opacímetro
- 4.3 Validación del opacímetro

Capítulo 5. Resultados del sistema de medición

- 5.1 Preparación de las pruebas
- 5.2 Plan de desarrollo de las pruebas
- 5.3 Ajustes de la combustión
- 5.4 Pruebas paramétricas y construcción de la base datos
- 5.5 Resultados de las pruebas paramétricas al 50 por ciento de carga
- 5.6 Resultados de las pruebas paramétricas al 75 por ciento de carga
- 5.7 Resultados de las pruebas paramétricas al 100 por ciento de carga
- 5.8 Determinación de las soluciones óptimas
- 5.9 Implementación y mantenimiento de valores óptimos

Capítulo 6. Conclusiones y Recomendaciones

Capítulo 7. Referencias Bibliográficas

Capítulo 1. Introducción

El proceso de combustión en una unidad generadora es un trabajo complejo y difícil de caracterizar debido a los múltiples factores que en ella intervienen, por lo que definir el conocimiento para discernir toda la información disponible, no es una tarea simple. Para mantener el funcionamiento de la combustión dentro valores óptimos se requiere de un sistema que permita relacionar el proceso de combustión con la operación de la unidad y con la cantidad de contaminantes producidos en dicho proceso, esta información permite identificar los intervalos en los cuales la combustión no es óptima. El estado de los componentes de la unidad también se ven afectados si no se aplican oportunamente los programas de mantenimiento y que es una variable que se suma a la solución del problema. Lo anterior conduce a la búsqueda de soluciones alternas con el empleo de equipos de monitoreo confiables y metodologías para el desarrollo del software de optimización, los cuales han demostrado ser una de las mejores opciones para procesar datos y adaptarse a cualquier condición de operación de un sistema.

La energía que utilizamos a partir de la combustión de combustibles fósiles ha sido el motor del desarrollo de la industria mundial en los últimos doscientos años. En México el petróleo crudo seguirá siendo por unos años más el energético más utilizado de esta manera el transporte, la calefacción residencial, la industria y la generación de electricidad seguirán siendo los principales consumidores de combustibles derivados del petróleo. En resumen los hidrocarburos seguirán siendo el motor principal de la industria nacional en los próximos 15 años, aun cuando existen planes de disminuir el uso de combustóleo en plantas termoeléctricas, es conveniente en nuestro país impulsar medidas para optimizar el aprovechamiento de los combustibles a partir de mejorar el proceso de combustión en los generadores de vapor de las Centrales evitando afectar el diseño original de sus componentes principales.

La importancia de optimizar el proceso de combustión además de disminuir las emisiones de gases contaminantes, también incorpora otros factores económicos como son el costo de producción, la disponibilidad y rentabilidad. Una consecuencia de la optimización de la combustión es un incremento en la eficiencia térmica de la unidad en su conjunto y en consecuencia la reducción de emisiones ya que a mayor eficiencia se requiere menos cantidad de combustible para producir la misma energía eléctrica. Lo anterior también ocasiona una disminución en la producción del CO_2 , el cual es uno de los principales contaminantes que contribuye con el calentamiento global de la Tierra.

El desarrollo del proyecto permite involucrar la unidad termoeléctrica a una tecnología con la cual cumplirá con los compromisos en materia de legislación ambiental nacional.

Las ventajas tecnológicas del sistema son las siguientes:

Mejorar la eficiencia térmica del proceso

Reducciones de emisiones de CO₂ por mejoras en la eficiencia térmica

Identificar, cuantificar y reducir la magnitud de los contaminantes atmosféricos principales

Reducción de los costos de operación y mantenimiento de los equipos asociados

La introducción de una tecnología avanzada que permite estar en la vanguardia tecnológica.

La importancia del proyecto radica principalmente en que el 29% de la capacidad efectiva del Sistema Eléctrico Nacional funciona a partir de la combustión con combustóleo (marzo 2008), por lo que hay una gran oportunidad para optimizar este proceso al disminuir la producción de contaminantes atmosféricos.

Investigando sobre el tema se ha observado que en el área de optimización de la combustión se han integrado relativamente pocas innovaciones tecnológicas en la última década y que es posible que tenga relación al riesgo financiero para adoptar nuevas tecnologías, porque las inversiones son costosas y los resultados no siempre son los esperados, aunado a lo anterior en las instalaciones no se han diseñado sistemas que permitan un monitoreo integral por periodos largos bajo condiciones controladas de la combustión.

La necesidad de obtener mediciones confiables y en tiempo real de los principales contaminantes para mantener en valores óptimos la combustión, implica la adquisición de un sistema de monitoreo de emisiones de manera continua (CEMs), el cual es constituido por los equipos de medición de cada uno de los siguientes contaminantes: Óxidos de nitrógeno (NO_x), Partículas suspendidas totales (PST), Dióxido de azufre (SO₂), Monóxido de carbono (CO), Oxígeno (O₂) y medición de temperatura y velocidad de gases. Los equipos de medición se instalaron en los ductos de gases a la salida del economizador y en la chimenea.

Justificación del Sistema

En cuanto a las emisiones de NO_x, SO₂ y PST los equipos tradicionales de combustión cumplen de manera puntual con la norma ambiental NOM-085-ECOL-1994 SEMARNAT, sin embargo la tendencia mundial es la reducción paulatina de estas emisiones hasta llegar en el año 2015 a un valor cercano a cero. En principio uno de los objetivos planteados por los ambientales es reducir la emisión de partículas cuyo tamaño sea mayor a 10 micras (PM10), con el monitoreo continuo de partículas proporcionado por el proyecto y de la toma de medidas, se asegura reducir la producción de partículas, en este mismo tema la Agencia de Protección Ambiental (EPA) de los EUA, estableció en 1997 un límite ambiental para partículas menor a 2.5 micras (PM2.5) pues decretó que estas partículas son las de mayor impacto en la turbidez atmosférica.

En nuestro país las centrales generadoras de vapor funcionan dentro de los márgenes permitidos por la legislación ambiental, sin embargo es conveniente optimizar su operación a fin de minimizar la producción de contaminantes y lograr con ello un mejor aprovechamiento de los combustibles.

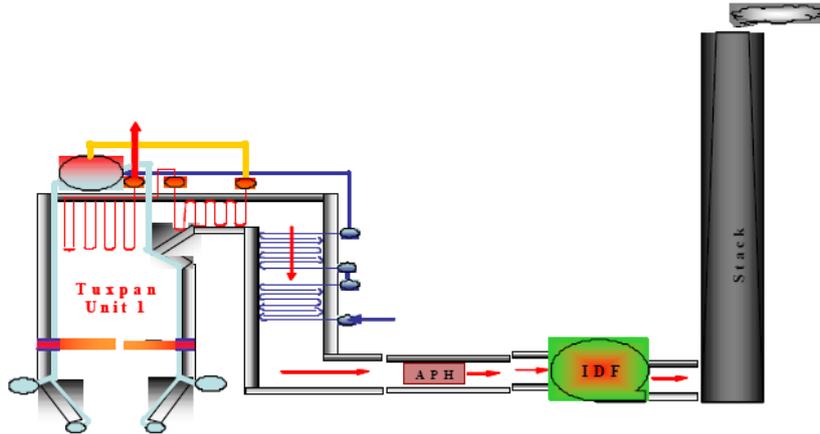
Existen otras alternativas disponibles para mitigar la contaminación en las centrales como puede ser la instalación de quemadores de bajo NO_x, modificación de esquemas de inyección de aire, uso de aditivos y hasta utilizar combustible de importación entre otras medidas; la viabilidad de estos cambios se cuestionan por los altos costos de inversión de la tecnología, porque para su instalación se requiere tener fuera de operación las unidades por periodos prolongados con la consecuente pérdida de generación de energía.

El alcance del proyecto no implica la realización de cambios físicos ni sustitución de componentes en las unidades, el propósito es identificar el grupo de variables del proceso que son sensibles al funcionamiento óptimo del sistema de combustión el cual es un proceso difícil y complejo de modelar, pero necesario conocer para controlarlo.

Para la implementación de esta nueva tecnología se requiere instrumentar un sistema de monitoreo continuo de los gases emitidos a fin de conocer en todo momento el estado de la combustión, actualmente estas mediciones se realizan de manera puntual en pocas ocasiones al año utilizando para ello equipos de medición portátiles, adicionalmente en el diagnóstico muy poco se incluye el grupo de variables del proceso necesarias para identificar el estado integral de la unidad, siendo el motivo principal para el desarrollo del proyecto.

1.1 Descripción de la Unidad

La unidad 1 del Complejo Termoeléctrico Presidente Adolfo López Mateos (CTPALM) es una unidad de 350 MW con quemadores frontales, diseñada y fabricada por Babcock Hitachi. El generador de vapor es de hogar de tiro balanceado con sobrecalentador y recalentador. La producción de vapor sobrecalentado a máxima carga es de 1,058 ton/h, a 170 kg/cm² y 538 °C. El sistema de quemado se compone por 12 celdas de quemadores convencionales (2 quemadores por celda, 6 celdas por pared), con registros de aire comunes por cada par de quemadores. No existe control individual del flujo de combustible para cada quemador. La atomización del combustible se realiza con vapor, con una viscosidad de atomización en la ficha, esperada entre 15 a 30 cSt. Las temperaturas de diseño del vapor principal y del vapor recalentado caliente son de 538 °C para ambos. Un esquema de la unidad 1 del CTPALM se muestra en la figura siguiente.



La unidad 1 del CTPALM quema combustóleo nacional e importado con alto contenido de azufre (3~4 por ciento). Los límites ambientales de emisiones permitidos por norma de esta unidad son: Partículas Suspendidas Totales (PST): 350 mg/Nm³, óxidos de nitrógeno (NOx): 375 ppm_v, y bióxido de azufre (SO₂): 2,200 ppm_v, todos al 5% de nivel de oxígeno (O₂) de referencia. Antes del proyecto la unidad no contaba con un sistema de control sobre los niveles de estos contaminantes. Actualmente no existen restricciones ambientales para las emisiones de CO en esta unidad, sin embargo, las emisiones de CO se restringieron a menos de 200 ppm_v para la optimización de la combustión y se monitoreo durante las pruebas para determinar su sensibilidad a los ajustes de control de la caldera y evitar condiciones de quemado potencialmente inseguras.

La unidad 1 del CTPALM opera con un perfil de carga particular que incluye su operación en modo de control de generación automática (AGC) en el rango de máxima carga hasta aproximadamente 300 MW. El resto del perfil de cargas se define de la siguiente manera: en modo caldera en seguimiento, a 262 MW (75% de carga) y 175 MW (50% de carga). Por esta razón, la optimización de la combustión se realizó específicamente al 100, 75 y 50 % de la carga.

1.2 Objetivo principal del proyecto

La mayoría de los generadores de vapor de las plantas termoeléctricas se especificaron sin considerar la instalación de un sistema de monitoreo de emisiones de manera continua (CEMs), debido a que en ese tiempo la eficiencia del generador de vapor, fue la variable más importante para el cumplimiento de las garantías con los proveedores.

Posteriormente ya en operación comercial la legislación ambiental se hizo más exigente en cuanto a producción de las emisiones de NOx, SO₂ y PST, de acuerdo con la norma ambiental NOM-085-ECOL-1994 SEMARNAT

El 11 de diciembre de 1997 se reunieron en Kioto Japón, más de ciento cincuenta países convocadas por la Convención Marco de de las Naciones Unidas sobre el cambio climático, con el propósito de enfrentar el problema del

calentamiento global, debido al efecto invernadero por la emisión de gases producidos, especialmente el CO₂.

Los países que suscribieron y ratificaron el documento se comprometieron a reducir sus emisiones de CO₂, en el período comprendido entre los años 2008 y 2012, a un nivel inferior en no menos del 5%, al registrado en 1990.

México forma parte de los países suscritos al protocolo de Kioto y como la mayoría de los generadores de vapor se especificaron antes de la firma del acuerdo, y para dar cumplimiento a los compromisos conviene involucrar tecnologías avanzadas de vanguardia, como la citada en el presente esfuerzo.

1.3 Definición del proyecto

Contar con un sistema de medición en línea de contaminantes que permita operar al generador de vapor por abajo de los límites permitidos por la legislación ambiental del gobierno mexicano; la reducción de contaminantes refleja mejoras en la eficiencia térmica del proceso y por consiguiente en los costos de operación y mantenimiento.

1.4 Implantación

Adquirir, instalar y probar los equipos para medición de gases en el ductos y en chimenea, validar las mediciones con equipos alternos certificados para que el usuario tenga la confianza y tome las acciones adecuadas de evitar superar los límites permitidos en la emisión de los contaminantes. Transferir a las autoridades de la Central y los operadores metodologías de operación y mantenimiento del sistema de medición.

1.5 Resultados obtenidos

Se entregó funcionando de manera confiable y segura el sistema de medición de contaminantes, proporcionamos la información técnica de operación, mantenimiento y validación de los equipos de medición, dar capacitación al personal de operación de la Unidad, entregar los manuales de fabricante de los equipos instalados y las garantías de mantenimiento de los mismos.

Capítulo 2. Sistema de monitoreo de contaminantes, CEMs

El sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMs, por sus siglas en inglés) seleccionado para éste proyecto utiliza como principio de funcionamiento la tecnología de dilución.

Los cinco subsistemas principales que lo conforman son:

2.1 Probeta de dilución para la toma de muestra

Probeta de dilución externa modular de flujo bajo, principio en base seca con analizador de oxígeno integrado. La probeta de dilución de flujo bajo ofrece significativas ventajas en aplicaciones típicas para toma de muestra en chimeneas. La probeta de flujo bajo cumple con los requerimientos de EPA como se define en 40 CFR 75 y 40 CFR 60 para el Monitoreo Continuo de Emisiones utilizando tecnología extractiva de dilución para medición en base seca.

2.2 La línea de muestra

El cordón umbilical contiene tubos neumáticos para ser conectados a los ensambles de la probeta de muestreo, los tubos son de fácil instalación, transportando gas de muestra, gas de calibración, aire de dilución y aire de purga.

2.3 Analizadores

Modelo: 42i, **Gases Medidos:** NO, NO₂, NO_x, **Principios de Medición:** Quimo luminiscencia, **Lectura:** Indicación Digital LCD, **Salidas:** 4-20mA, RS232/RS485, TCP/IP, 10 Alarmas de Status e Indicación de Falla de Alimentación Eléctrica.

Modelo: 43i, **Gases medidos:** SO₂, **Principios de medición:** Fluorescencia pulsada, **Lectura:** Indicación digital LCD, **Salidas:** 4-20mA, RS232/RS485, TCP/IP, 10 Alarmas de status e indicación de falla de alimentación eléctrica.

Modelo: PRO902C “Incluido en la probeta de muestreo”, **Gases Medidos:** O₂, **Principios de Medición:** Electroquímico. **Lectura:** Indicación digital LCD.

Analizador de monóxido de carbono, principio de medición: Infrarrojo

Analizadores de oxígeno en ductos de celdas de óxido de zirconio

2.4 Funcionamiento del sistema

La muestra es tomada de la chimenea mediante una bomba de diafragma. La muestra caliente pasa a través de la probeta de dilución calentada y después hacia la línea de muestra. La muestra seca se dirige al conjunto de rotámetros donde la muestra y el flujo de bypass son regulados para optimizar el tiempo de respuesta de los analizadores. La muestra es analizada y venteadada a la atmósfera.

El sistema está diseñado para cumplir la Norma Oficial Mexicana NOM-085-ECOL-1994 SEMARNAT. Y cumple los requerimientos de la EPA.

Análisis de información para selección del sistema a utilizar.

2.4.1 Ventajas de los sistemas extractivos de dilución.

Un sistema de dilución utiliza una probeta para diluir el gas de muestreo a tal grado que el punto de condensación del gas diluido será menor que la temperatura ambiente más baja en la localización del muestreo. Esto permite al sistema de CEM evitar el uso de una línea con calefacción.

El uso de la probeta extractiva de dilución ofrece las siguientes ventajas:

La línea de la muestra no requiere estar protegida contra la congelación, por lo tanto, puede ser más simple y menos costosa.

Los componentes de la probeta de dilución se colocan fuera de la pared para un acceso rápido y fácil mantenimiento.

Las probetas de dilución tienen filtros más grandes requiriendo menor mantenimiento.

El sistema de dilución tiene un diseño simple de los componentes y un mantenimiento bajo debido a la muestra inerte.

Mínimo tiempo de ensamble requerido por no contar con piezas móviles.
No se requiere sistema de refrigeración adicional.

La línea de salida no afecta en ninguna forma a la exactitud.
El método de referencia usado por la EPA es el de alta sensibilidad de los analizadores similar al usado en los equipos.

Los analizadores tienen un sobre-tiempo más alto debido a la muestra inerte contra las altas concentraciones en sistemas extractivos completos.

Las líneas de la muestra permanecen relativamente limpias y requieren mantenimiento mínimo comparado a los sistemas extractivos.

Para muestrear el SO₂, un sistema de dilución proporciona un funcionamiento superior cuando se compara a un sistema extractivo. El SO₂ se degrada comúnmente en un sistema de refrigeración, causando sesgo en el sistema y la posibilidad de fallar en la precisión de la prueba.

Además, un artículo presentado por RMB Consulting & Research, Inc. y el Instituto de Investigación de la Energía Eléctrica de Estados Unidos, mostró que los sistemas de dilución colocados por fuera de la pared pueden tolerar un cambio mayor en las temperaturas externas y que los materiales de fabricación pueden tener una temperatura más baja para facilitar el mantenimiento.

2.4.2 Tecnologías de medición disponibles

En los Estados Unidos los mayores fabricantes de equipo son:

Para analizadores de SO₂:

Empresas	Equipos vendidos	
• Thermo Electron Corporation	2, 183 analizadores	63.7%
• Teledyne/Supervise		13.4% del API 459
• Rosemount	410 analizadores	12.0%
• Forney/Anarad/Analizadores		4.0% deCSI 137
• Siemens	13 analizadores	1.1%

Para analizadores de NO_x:

Empresas	Equipos vendidos	
• Thermo Electron Corporation	833 analizadores	71.6%
• Teledyne/Supervise		18.4% del API 214
• Forney/Anarad/Analizadores		4.0% de CSI 47
• Ametek/Investigación occidental	27 analizadores	2.3%
• Horiba	107 analizadores	3.1%

Tabla 2.1 Estándares de la industria con base a técnicas de adquisición de la muestra.

Método de adquisición de la muestra	Total CEMS SO ₂ (1,163 analizadores)	% CEMS SO ₂	Total CEMS NO _x (3,429 analizadores)	% CEMS NO _x
Dilución	1,032	88.7	1,643	47.9
Extractivo	106	9.1	1,737	50.7
In-Situ	25	2.2	49	1.4

(1) Fuente, base de datos EPA 2004 EDR.

A continuación se listan los equipos de monitoreo instalados en la Unidad número 1 del Complejo Termoeléctrico Presidente Adolfo López Mateos.

En chimenea nivel 60 (60 m. sobre el nivel de piso)

- Probeta calentada de dilución Modelo: PRO 902C Marca: Thermo.
- Línea de muestra de 80 metros Marca: Thermo
- Transmisor de temperatura Marca: Honeywell
- Medidor de presión diferencial Marca Honeywell
- Medidor Annubar con sistema de purga Marca: Meriam's
- Sistema de Adquisición de Datos (Data loguer) Marca: ESC
- PLC Marca: Allen Bradley OPC
- Opacímetro NEO 2900 Marca: Servomex
- Generador de aire cero con compresor Marca: Thermo

Al pie de la chimenea:

- Cabina para monitoreo de emisiones de 8 x 8 x 10 pies
- Lote de gases de calibración Marca: PRAXAIR

Analizadores en el CEM's:

- Analizador de SO₂ Marca:Thermo.
- Analizador de NO₂, NO, NO_x Marca: Thermo.
- Analizador de O₂ Marca Thermo Contenido en el interior de la probeta de dilución.

En los ductos de gases a la salida del economizador:

- Cuatro analizadores de O₂ Marca Yokogawa, dos por ducto
- Dos analizadores de CO Marca Land Combustión

Todos los equipos instalados se muestran en la figura 2.1

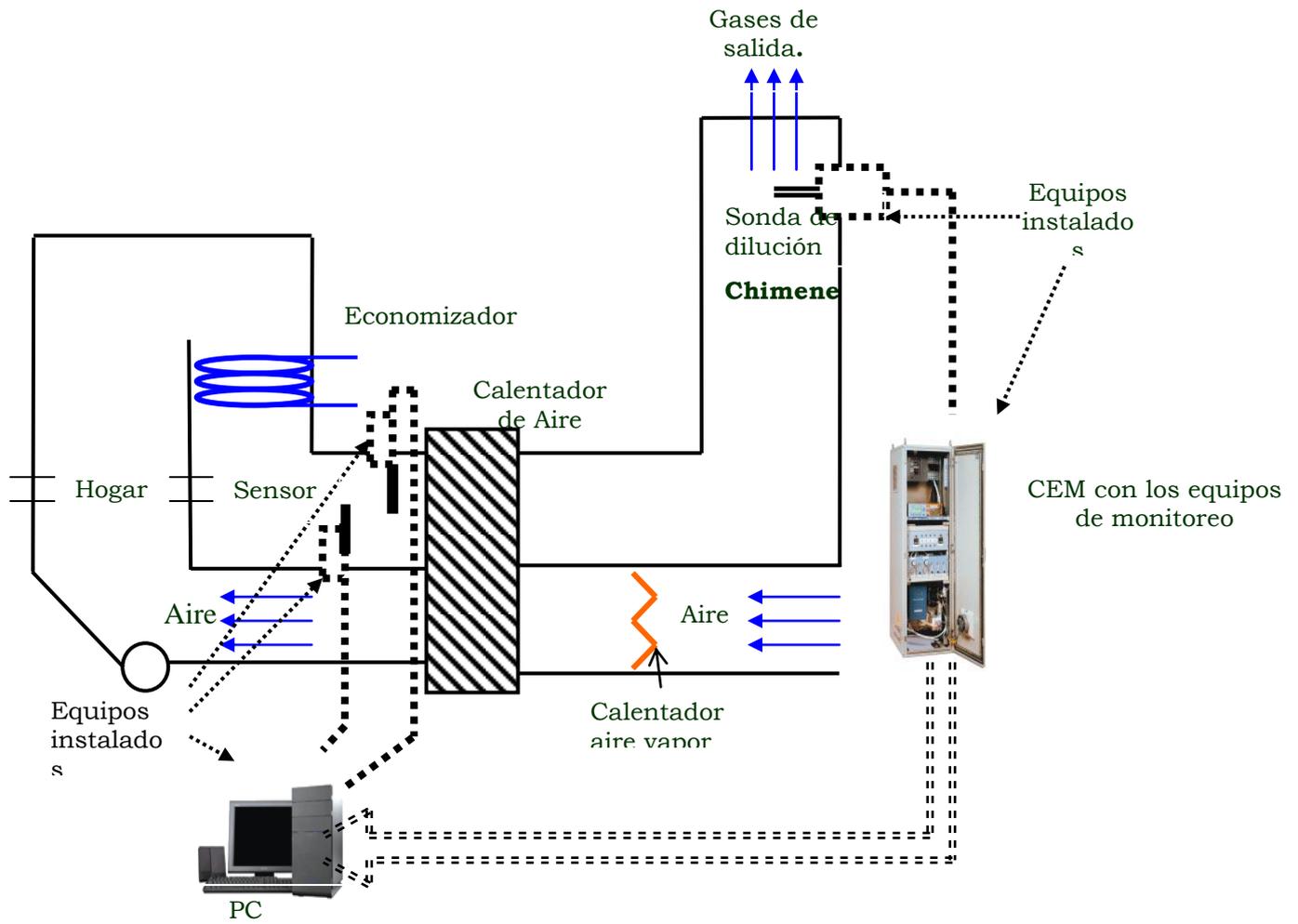


Figura 2.1. Equipos instalados en el sistema de medición de contaminantes

Capítulo 3. Características de los equipos de medición

3.1 Probeta de dilución con sistema de medición de O₂

Dilución extractiva

El método de dilución extractivo extrae una porción representativa muy pequeña de una corriente de gas y diluye la muestra con aire antes de transportarla a un analizador. Este método implica la imposibilidad para que la humedad en la muestra del gas se condense fuera de la suspensión y forme gotitas de agua.

Existen dos maneras de diluir la muestra extraída. Una técnica para diluir la muestra del gas ocurre dentro de la sonda. Es decir, el mecanismo de dilución es parte de la sonda. A esta técnica se le conoce como “dilución en la chimenea”.

La otra técnica para que la dilución ocurra inmediatamente se le conoce como “dilución fuera de la chimenea”.

Ambas técnicas logran resultados deseados similares. Una vez que esté diluida, la muestra se transporta al analizador. La figura 2 muestra este equipo como quedó instalado. La probeta no se observa por estar dentro de la chimenea.



Figura 3.1. Instalación de la probeta de dilución

Especificaciones técnicas:

La sonda de dilución de flujo bajo, PRO902C, maneja ambientes más resistentes. La sonda de flujo bajo cumple con los requisitos de EPA según lo definido en 40 CFR 60 de CFR 75 y 40 para las emisiones continuas que supervisan con la tecnología extractiva de dilución para la medición en base seca de los gases contaminantes.

Tabla 3.1. Características de la probeta de dilución

Temperatura del filtro	0.1 μ de fibra de vidrio con temperatura controlada a 300°F (146 °C)
Orificio de la muestra	De cuarzo con temperatura controlada a 300°F (146 °C)
Eductor de Dilución	De acero inoxidable o material conveniente. Muestrear el flujo de aproximadamente 100 cc/min. Caudal del aire de dilución de aproximadamente 5 litros/minuto. Temperatura de calentamiento del eductor 300°F +/- 2°F (149°C). Vacío del eductor 15" Hg ¼" (0.64 cm)
Línea de Calibración	
Peso del ensamble de la probeta	73 lbs (33kg)
Punto de rocío de la muestra diluida	0° F a -35 °F (-18 °C a -37°C) dependiendo de la razón de dilución
Instrumentos requeridos para el aire	Aire limpio y seco con punto de rocío -40°F (-40°C) a 70 psi de presión mínima
Requisitos de energía	120 VAC, 1200 wat
Rango de operación de temperatura	-20°C (-4°F) a 50°C (122°F).
Temperatura máxima de proceso	1112°F (600°C)
Intercambiador de calor	Fresco con temperatura de 35°F a 45°F (2°C a 7°C)
Sistema de análisis de O₂	Sensor electroquímico de oxígeno
Entradas	16 entradas digitales (estándar) 8-10 entradas analógicas (opcionales)

La probeta de dilución PRO202C mide la cantidad de O₂ en la muestra de gas bajo el principio de medición electroquímica.

3.2 Línea de muestra

El cordón umbilical contiene tubos neumáticos para ser conectados a los ensambles de la probeta de muestreo, los tubos son de fácil instalación, transportando gas de muestra, gas de calibración, aire de dilución y aire de purga.

Aplicaciones:

Usadas con todas las probetas de dilución en condiciones ambientales.

3.3 Transmisor de temperatura

Transmisor de de temperatura programable Modelo STT15R.
Tipo J con termopozo de 1,5 metros.

Este equipo se muestra en la parte inferior de la figura 3



Figura 3.2. Instalación del transmisor de temperatura

3.4 Medidores de presión diferencial

La medición de flujo de gases en conductos cerrados, consiste en la determinación de la cantidad de masa o volumen que circula por unidad de tiempo.

Los instrumentos que llevan a cabo la medición de flujo se denominan, habitualmente, medidores de flujo.

Puesto que la medición de flujo volumétrico en la industria se realiza, generalmente con instrumentos que por restricción dan origen a una presión diferencial al paso del fluido, en primer lugar trataremos este tipo de medidores.

Esta clase de medidores presenta una reducción de la sección de paso del fluido, dando lugar a que el fluido aumente su velocidad, lo que origina un aumento de su energía cinética y por consiguiente su presión tiende a disminuir en una proporción equivalente, de acuerdo con el principio de la conservación de la energía, creando una diferencia de presión estática entre las secciones aguas arriba y aguas abajo del medidor.

Principales medidores de presión diferencial.

Entre los principales tipos de medidores de presión diferencial se pueden destacar los siguientes:

- placas de orificio,
- tubos Ventura,
- tubos Pitot,
- toberas
- tubos Annubar,
- medidores de área variable,
- medidores de placa.

El equipo seleccionado para el proyecto es del tipo Annubar.

Tubo Annubar.

Es una innovación del tubo Pitot y consta de dos tubos, el de presión total y el de presión estática. El tubo que mide la presión total está situado a lo largo de un diámetro transversal de la tubería y consta de varios orificios de posición crítica determinada por computador que cubren cada uno la presión total en un anillo de área transversal de la tubería.

3.5 Medidor de flujo Annubar con sistema de purga

La selección eficaz de un medidor de caudal exige un conocimiento práctico de la tecnología del medidor, además de un profundo conocimiento del proceso y del fluido que se quiere medir.

El medidor de flujo Accutube realiza un promedio similar al tubo Pitot y es un dispositivo principal que genera una señal de presión diferenciada similar al orificio y al venturi. Puede ser utilizado para la medición del flujo únicamente o para un control del mismo. Se ha probado que la exactitud de medición del flujo de Accutube es mejor que la del orificio. El Accutube también genera ahorros de costos considerables por su instalación simple y su diseño económico, proporcionando alternativas viables a los dispositivos tradicionales de medición de flujo.

Los sensores de flujo de Meriam's Accutube continúan siendo la mejor opción por su facilidad de instalación, de operación rentable y de funcionamiento altamente exacto

Existen muchos métodos confiables para la medición de flujo, uno de los más comunes es el que se basa en la medición de caídas de presión causadas por la inserción, en la línea de flujo, de un mecanismo que reduce la sección; al pasar el fluido a través de la reducción aumenta su velocidad y su energía cinética.

Se indican también las ventajas e inconvenientes de emplear uno u otro tipo de medidor de caudal, tanto técnica como económicamente.

La figura 3.3 muestra el equipo antes de instalarse en el interior de la chimenea, para cubrir un diámetro total de 5.5 m.



Figura 3.3. Elemento de medición de flujo

Especificaciones técnicas:

Resistente para altas presiones
Aplicaciones para flujos de gas y líquidos
Presión máxima de trabajo: 1500 psi
Temperatura máxima de trabajo: 800 F

3.6 Sistema de adquisición de datos

MODELO 8832 ESC

El Sistema de Adquisición de Datos (Data Loguer) modelo 8832 está basado en microprocesadores y diseñado para adquirir, procesar, almacenar, reportar y enviar datos a distancia en un ambiente de multitareas. El 8832 está diseñado alrededor de un bus de expansión que da al usuario gran flexibilidad en la configuración de la unidad con casi cualquier combinación de tipos de entradas o salidas.

Características:

- Aislamiento de 200 VDC, 115 VAC en las entradas analógicas y RS-485.
- Interfaz con menús de uso amigable.
- La entrada de datos soporta teclas de flecha, espacio-atrás, insertar.
- Soporta varios tipos de canales incluyendo paquete matemático, cambio de línea de muestreo, contadores en línea, promedios de rodillo y opcionalmente parámetros meteorológicos.

- Programas simples y complejos de calibración, ambos con flexibilidad y fácil uso.
- Desplegados en tiempo real, en tamaño total de la pantalla de los valores.
- Despliegue gráfico de datos en tiempo real e histórico.
- Sistema flexible de alarmas sin limitación por canal.
- Seis niveles de protección con llaves programadas por el usuario.
- Almacenamiento de datos configurable por cada canal e intervalo de ajuste, para permitir el uso óptimo de la RAM, también permite el almacenamiento instantáneo de lecturas cada segundo.
- Se puede hacer toda la configuración vía software.
- Se pueden monitorear hasta 50 parámetros por Data Loguer.

La figura 3.4 muestra el equipo instalado:



Figura 3.4. Gabinetes del sistema de adquisición de datos

3.7 PLC Allen Bradley Modelo Compact Logix

Con una memoria de usuario de hasta 1.5 Mb, canales seriales integrados de Ethernet o de control Net, comunicación modular a DeviceNet y capacidad local de I/O de hasta 30 módulos de I/O.

En la figura 3.5 se observa este equipo instalado en el panel de instrumentos.



Figura 3.5. PLC Allen Bradley

3.8 Medidor de partículas (Opacímetro)

El láser de trayectoria media (PM) y la trayectoria larga (LP) de monitores NEO es compacto, con una gran sensibilidad para la medición continua "in-situ" de la concentración de polvo o la opacidad. De acuerdo con la tecnología láser de diodo, los instrumentos tienen algunas características únicas.

- Tiempo de reacción menor a un segundo
- Límite de detección muy bajo (0.5 mg/Nm³) de pulso de polvo
- Alto rango dinámico
- Detección dispersada para los niveles de polvo bajos
- Conexión de Internet (opcional)

El diseño compacto de los monitores abarca la unidad del transmisor y del receptor. La figura 3.6 muestra el equipo como quedó instalado en la pared de la chimenea, se aprecia en el display el conjunto de valores que reporta de manera continua.



Figura 3.6. Medidor de partículas

Principio de medición

El NEO Monitors Laser-Dust es un instrumento óptico basado en transmitir luz láser visible de una unidad transmisora, en un lado de la chimenea, a una unidad receptora, en el lado diametralmente opuesto de la chimenea. La técnica de medición se basa en la absorción y la dispersión que mide la luz originada por las partículas de polvo presente en la chimenea.

El NEO Monitors Laser Dust puede funcionar en dos modos de medición, pues el receptor detecta dos señales. La primera señal es una *medición para la absorción de la luz láser* (reducción en la intensidad debido al polvo presente), mientras que la segunda señal es una *medición para la luz dispersada* generada por las partículas de polvo.

Los cálculos de polvo basados en la absorción directa no son muy exactos para concentraciones bajas de polvo (debajo de 10 mg/m^3) y son sensibles a depósitos de polvo en las ventanas ópticas. También da un valor de polvo que representa la concentración sobre el conjunto de la trayectoria óptica. En este modo el instrumento se puede también utilizar para la medición de la opacidad.

El rayo láser se transmite de la unidad del transmisor a través del conducto a la unidad del receptor. Las partículas de polvo dispersan la luz según lo ilustrado en la figura 3.7. El detector B mide la intensidad de la luz que se dispersa de las partículas de polvo en la trayectoria óptica, mientras que el detector A medirá la intensidad de la luz transmitida directamente del transmisor al receptor.

Esta medida de transmisión se utiliza para examinar cómo la cantidad de polvo en las ventanas ópticas afecta la intensidad de luz, dando una referencia muy buena para el modelo del cálculo del polvo.

Por consiguiente la reducción en la intensidad de luz del transmisor debido al polvo en las ventanas ópticas no afecta la exactitud de las medidas.

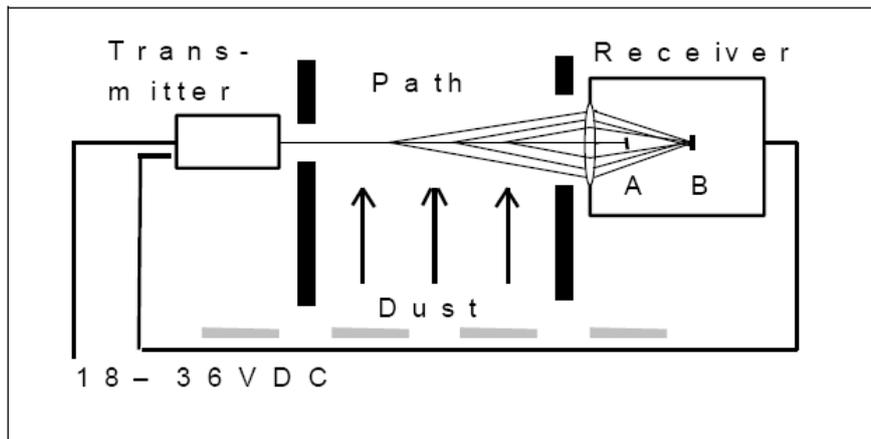


Figura 3.7. Principio de medición del equipo *Laser Dust Monitor*

Temperatura de proceso	< 800 C
Presión de proceso	0.1 a 1.5 bar
Límite de detección	0.5 mg/Nm ³ o más (Dependiendo de la aplicación)
Rango de medición	Mín. 0-25 mg/Nm ³ Máx. 0-10,000 mg/Nm ³
Precisión	± 0.5 mg/Nm ³ o ± 5%
Longitud de la trayectoria óptica (OPL)	Trayectoria Media: 1.5-3 m Trayectoria Larga: 3-6 m
Tiempo de respuesta	1-2 sec
Temperatura de operación	-20 C a 55 C
Deriva de Cero	< 0.5 mg/Nm ³ entre intervalos de mantenimiento
Salida analógica	4-20 mA
Salida digital	Formato RS-232
Tipo de láser	Clase IIIb, acordado por IEC 60825-1

Tabla 3. 2. Especificaciones técnicas del medidor de partículas

3.9 Generador de aire cero y compresor

Modelo 1160

El generador de aire cero es conveniente para sistemas que necesitan generación de gas libre de contaminantes “cero” en análisis de NO-NO₂-NO_x-SO₂ y CO. El generador de aire cero utiliza un compresor externo. El modelo 1160 ha sido diseñado para cualquier aplicación en donde requieran bajos niveles de contaminantes con flujos de hasta 20 litros por minuto a presiones de 30 psi.

Especificaciones técnicas:

Presión	10-30 psi
Rango de Flujo	0-20 litros
Dimensiones	12.2" (H) * 19" (W) * 15.5" (D)
Peso	9 Kg.
Compresor	½ HP, 5.75 cfm @ 5.25 psi

3.10 Cabina del sistema de monitoreo de emisiones

Dimensiones 8 x 8 x 10 pies. Su diseño considera una resistencia de cargas de 37 lb/pie² en paredes, 120 lb/pie² en piso y 70 lb/pie² en techo con factor de seguridad 1.5. El bastidor es construido con tubular de acero alta resistencia ASTM A500 grado 8, con espesor de 0.120". Todas las penetraciones como puertas contarán también con bastidor con tolerancias de cuadratura y paralaje de 0.13" o menor. La caseta será calzada en patines de perfil rectangular de 3" x 0.120" de aluminio unidos por remaches a lo largo del bastidor. El aislamiento térmico es de espuma de poliestireno de alta densidad R11 y 2" de espesor.

La caseta considera los siguientes elementos:

Un sistema de acondicionamiento de aire para mantener el ambiente interior aproximadamente a 25 °C y 50% de humedad relativa.

Las siguientes fotografías muestran el proceso de su instalación y supervisión.



3.11. Gases de calibración con trazabilidad al sistema Internacional

- Los productos ambientales Praxair han sido desarrollados en cumplimiento con las regulaciones vigentes en materia de regulación ambiental por parte de US EPA y cumplen con todas las certificaciones, y auditorias de equipo analítico.

Tabla 3.3. Especificaciones técnicas de gases de calibración

Modelo	Cilindros modelo ALS con capacidad de 4 m ³
Aplicación	Mezclas gaseosas para calibración y auditoria de sistemas de monitoreo ambiental. Cumplen con el protocolo G.1/3.04 de la EPA y las normas CGA para la instalación de cilindros y reguladores. Cumple con trazabilidad NIST.
Tamaño de los cilindros	8 pulgadas de diámetro * 48 pulgadas de altura
Reguladores	Cuerpo de acero inoxidable de 2 pulgadas de diámetro.
Peso del cilindro	48 libras, regulador de presión 4.8 libras
Rango de temperatura	Reguladores -40 a 60 C
Rango de humedad relativa	0 a 100 %
Calibración	Solo se recomienda verificar la fecha de caducidad, que generalmente es de un año a partir de la certificación inicial de fábrica.

La figura 3.8 muestra los cilindros situados dentro de la cabina del CEMs



Figura 3.8. Gases patrón

3.12 Analizado de NO₂ Modelo 42i

Analizador de gases por principio de quimo luminiscencia para el monitoreo de contaminantes

La nueva línea de analizadores de la *i* series se construyen para la operación en campo. Se diseñan para un mantenimiento más fácil y rápido de realizarse. Son exactos en el registro de los datos que se necesitan.

Usando tecnología de la quimo luminiscencia, el modelo 42*i* mide la cantidad de óxidos del nitrógeno en el aire hasta 100 ppm. El modelo 42*i* es de un solo compartimiento, el solo diseño del tubo del foto-multiplicador completa un ciclo entre los modos de NO y de NO_x

El 42*i* tiene salidas independientes para NO, NO₂, y NO_x y cada uno se puede calibrar por separado.

La figura 3.9 muestra el equipo instalado dentro del CEMs



Figura 3.9. Medidor de óxidos de nitrógeno

Rangos Programables	0-0.05, 0.1, 0.2, 0.5, 1, 2, 5, 10, 20, 50 y 100 ppm 0-0.1, 0.2, 0.5, 1, 2, 5, 10, 20, 50, 100 y 150 mg/m ³
Rangos comúnmente utilizados	0-0.05 a 100 ppm 0-0.1 a 150 mg/m ³
Ruido en Cero	0.20 ppb RMS (60 s en promedio)
Límite bajo detectable	0.40 ppb (60 s en promedio)
Deriva de Cero (24h)	Menos de 0.40 ppb
Deriva de Span (24h)	± 1 %
Tiempo de respuesta	40s (10s en promedio) 80 s (60s en promedio) 300 s (300s en promedio)
Precisión	± 0.4 ppb
Linealidad	± 1% de la escala máxima
Flujo de la muestra	0.6 l / min
Temperatura de operación	15 °C – 35 °C
Salidas	Voltaje a seleccionar Interfaz RS232/RS485
Entradas	16 entradas digitales (estándar) 8-10 entradas analógicas (opcionales)

Tabla 3.4. Especificaciones técnicas del medidor de óxidos de nitrógeno

3.13 Analizador de SO₂ Modelo 43i

Analizador de gases por fluorescencia pulsada para el monitoreo de contaminantes

La línea de analizadores de la *i* series se construyen para la operación de campo. Se diseñan para un mantenimiento más fácil y rápido de realizarse. Son exactos en el registro de los datos que se necesitan.

Usando tecnología de fluorescencia pulsada, el modelo 43*i* mide la cantidad de SO₂ en el aire hasta 10 ppm de onda. Esto da lugar a una mayor detección y estabilidad a largo plazo.

Es necesario que los gases de muestra y de calibración se encuentren a la presión atmosférica para establecer que un gas constante atraviese el compartimiento de la muestra donde el gas de muestra se expone a la luz ultravioleta que causa el SO₂ excitado (SO₂*). Mientras que estas moléculas de SO₂* decaen a SO₂ despiden luz fluorescente. El instrumento mide la cantidad de fluorescencia para determinar la cantidad de SO₂ presente en el gas de la muestra.

Este analizador avanzado ofrece características tales como un puerto de Internet así como memoria flash para almacenar gran cantidad de datos.

El valor de concentración y la información proporcionada se almacenan en el sistema interno de adquisición de datos y se muestran al usuario como datos electrónicos con varios puertos de comunicación.

Con el uso de una interfaz, la operación y programación del equipo es fácil. La información mostrada es intuitiva y fácil de entender.

La funcionalidad de entrada-salida y las nuevas capacidades de conexión hacen fácil la integración de los instrumentos de la *i* series en cualquier operación de la planta.

Todos los componentes son fácilmente accesibles para el mantenimiento. Los analizadores comparten un diseño similar y muchos componentes son comunes por ello son no sólo más fáciles de mantener, sino que proporciona facilidad para entrenar al personal de servicio.

La figura 3.10 muestra el equipo instalado dentro del CEMs



Figura 3.10. Analizador de óxidos de azufre

Tabla 3.5. Especificaciones técnicas del analizador de óxidos de azufre

Rangos Programables	0-0.05, 0.1, 0.2, 0.5, 1, 2, 5 y 10 ppm 0-0.2, 0.5, 1, 2, 5, 10, 20 y 25 mg/m ³
Rangos Ampliados	0-0.05, 1, 2, 5, 10, 20, 50 y 100 ppm 0-2, 5, 10, 20, 50, 100, 200 y 250 mg/m ³
Rangos comúnmente utilizados	0-0.05 a 10 ppm 0-0.2 a 250 mg/m ³
Ruido en Cero	0.25 ppb RMS (300 s en promedio), 0.5 ppb RMS (60 s en promedio), 1.0 ppb RMS (10 s en promedio)
Límite bajo detectable	0.5 ppb (300 s en promedio), 1.0 ppb (60 s en promedio), 2.0 ppb(10s en promedio)
Deriva de Cero (24h)	Menos de 1ppb
Deriva de Span (24h)	± 1 %
Tiempo de respuesta	80s (10s en promedio) 110 s (60s en promedio) 320 s (300s en promedio)
Precisión	1% de la lectura
Linealidad	± 1 % de la escala máxima ≤ 100 ppm
Flujo de la muestra	0.5 l / min (estándar) 1 l / min (opcional)
Interferencias (Niveles EPA)	Menos del límite bajo detectable excepto para los siguientes: NO < 3ppb M-Xileno < 2ppb H ₂ O < 2% de la lectura
Temperatura de operación	20 °C – 30 °C
Salidas	Voltaje a seleccionar Interface RS232/RS485
Entradas	16 entradas digitales (estándar) 8 entradas analógicas (opcionales)

3.14 Analizador de O₂ “Incluido dentro de la probeta de dilución”

Existen varios métodos para medir la concentración de oxígeno en un gas de muestra. Pero el más comúnmente utilizado es el sensor electroquímico para medir la concentración directamente. Los métodos regularmente utilizados para medir el oxígeno son:

- Sensor electroquímico.
- Sensor de presión parcial.
- Sensor de Zirconio.
- Medición paramagnética.

La mayor parte de los sensores usados en analizadores de flujo de gas son de tipo electroquímico.

En nuestro caso particular, el sensor de O₂ utiliza el método electroquímico.

Existen dos tipos de células electroquímicas:

- Galvánicas (produce de forma instantánea energía eléctrica)
- Electrolíticas (consumen energía eléctrica).

El analizador de oxígeno tipo electroquímico requiere una muestra del gas, usando la bomba de muestreo, de modo que los componentes de la muestra del gas puedan reaccionar con el electrolito

En la figura 3.11 se puede apreciar la parte externa de este sensor como quedo instalado en la chimenea.



Figura 3.11. Analizador de oxígeno en chimenea

3.15 Analizador de O₂ Modelo ZR202G

Analizadores de O₂ por óxido de zirconio para el monitoreo de contaminantes, instalado en los ductos de gases

La sonda utiliza un sensor altamente confiable de zirconio y un montaje de calentamiento. El analizador ofrece interruptores infrarrojos, permitiendo que el usuario opere el instrumento sin la necesidad de abrir la cubierta en el campo. Una unidad automática de calibración está disponible para la calibración completamente automatizada.

Principio de operación

El elemento primario del sensor electroquímico de oxígeno de alta temperatura es una célula hecha de óxido de zirconio, estabilizado con óxido de itrio o de calcio que forma un enrejado en su estructura y es mantenido a una temperatura controlada. La célula está revestida en el interior y el exterior por capas porosas de platino que sirven como electrodos en ambos lados del enrejado. A temperaturas altas (649 °C), el tamaño del enrejado permite el paso de los iones de oxígeno. Mientras las presiones parciales del oxígeno sean iguales en ambos lados del enrejado, el movimiento de los iones es al azar dentro del enrejado. Cuando un gas de muestra se introduce en un lado del enrejado, los iones del oxígeno pasan a través del enrejado a una velocidad determinada por la temperatura y la diferencia en las presiones parciales del oxígeno del gas de muestra y del gas de referencia (generalmente aire) en el otro lado del enrejado.

El electrodo en contacto con el gas con una presión parcial de oxígeno más alta actúa como electrodo negativo. Mientras que el gas que tiene contacto con el elemento de zirconio actúa como electrodo positivo, las moléculas de oxígeno en el gas obtienen ganancia de electrones y se convierten en iones. Moviéndose en el elemento de zirconio, llegan eventualmente al electrodo positivo del lado opuesto.

Tabla 3.6. Especificaciones técnicas del analizador de oxígeno

Repetibilidad	± 0.5% del valor máximo del rango del sistema
Deriva	± 2% Valor máximo del rango/mes del sistema
Velocidad de respuesta	90% (5seg)
Concentración de oxígeno	0.01 to 100 vol% O ₂
Rangos de medición	Ajustando en el rango de 0 a 5 para 0 a 100 vol% O ₂ (en 1 vol% O ₂), o rango parcial
Comunicación Digital (HART)	250 a 550V, dependiendo del número de dispositivos conectados
Presión del gas de muestra	-5 a + 250 kPa
Temperatura del gas de muestra	0 a 700 °C (únicamente en la sonda)
Longitud de la sonda	0.4, 0.7, 1.0, 1.5, 2.0, 2.5, 3.0 m
Salidas de contacto	Dos puntos, capacidad de contacto de 30 V DC 3 A, 250V AC3 A (resistencia de carga) Tres puntos de la salida se pueden seleccionar al estado normalmente energizado des-energizado. Funciones retrasadas (0 a 255 segundos) Las funciones siguientes son programables para las salidas de contacto. (1) Anormal (2) Alarma Alto-Alto, (3) Alarma Alto, (4) Alarma Bajo-Bajo, (5) Alarma Bajo, (6) Mantenimiento, (7) Calibración, (8) Calentamiento, (9) Apagar alarma de temperatura, (10) Inicio del soplado.
Calibración	Método: Calibración cero/span Modo de Calibración: Semiautomático y Manual
Temperatura Ambiente	Sonda: -10 °C a 150 °C Convertidor: -20 °C a 55 °C
Requerimientos de energía	85 a 264 V AC; 50/60 Hz

La figura 3.12. muestra la instalación final de estos equipos (cuatro) en la unidad en también se muestra el detalle del display, donde se pueden observar los datos reportados en un momento dado.



Figura 3.12. Analizadores de oxígeno en ductos

3.16 Analizador de monóxido de carbono CO *SERIES 9000*

La serie 9000 de monitoreo a través del conducto (no un solo punto de muestra) permite una medición real, representativa del nivel de monóxido de carbono. El control del proceso exige un sistema que responda rápidamente. Los analizadores extractivos son a menudo demasiado lentos, debido al tiempo del transporte del gas de muestra y a la inexactitud debido a un solo punto de muestreo.

Características y beneficios

- Medición continua de monóxido de carbono.- Exactitud en las lecturas.
- Mediciones reales.- Lecturas promedio a lo largo del ducto.
- Mejoramiento en el proceso de combustión y en la eficiencia.- Tiempo de respuesta rápido para las mediciones.

Principio de operación

El método de referencia para determinar la concentración del monóxido de carbono en el aire ambiente, es el de absorción infrarroja por medio de un fotómetro no dispersivo.

El método de referencia se basa en la capacidad que tiene el monóxido de carbono para absorber la energía a determinadas longitudes de onda, que consiste en medir la radiación infrarroja absorbida por el monóxido de carbono mediante un fotómetro no dispersivo.

En este método se hace pasar un haz de energía infrarroja a través de una celdilla que contiene la muestra de aire por analizar, midiéndose la energía infrarroja absorbida por el monóxido de carbono presente en esa muestra de aire por medio del fotómetro.

Procedimiento de medición

Para determinar la concentración de monóxido de carbono en la muestra conforme al método de referencia, se ajusta la sensibilidad del fotómetro a la capacidad de absorción de energía del monóxido de carbono, empleando monóxido de carbono patrón, ya sea en el detector o en una celdilla de filtración en el trayecto óptico, determinando así las longitudes de onda de interés. La absorción registrada en el fotómetro es convertida en una señal eléctrica de salida, la cual tiene una correspondencia con la concentración de monóxido de carbono contenido en la muestra de aire.

Tabla 3.7. Especificaciones técnicas de los analizadores de CO

Medición objetivo	Concentración de CO en gas de escape de la combustión y gas mezclado.
Suministro de energía	Voltaje dual con encendido y apagado automático a 85-132 volts c. a., 50-60 Hz.
Sistema de medición	Infrarrojo
Señal de salida	RS232/485, Modbus, Doble lazo de corriente 0, 2, 4, -10 a 20 mA
Alarmas digitales	Para mantenimiento y por falla.
Panel de pantalla	Teclado para diagnóstico, calibración y ajuste.
Temperatura del gas de muestra	0 a 370 °C
Rango de medición	0-10000 ppm
Exactitud	+/- 2 %
Temperatura Ambiente	-30 °C a 55 °C

La figura 3.13 muestra la instalación final de estos equipos (uno por cada ducto) en la unidad termoeléctrica, en una foto se puede observar los datos reportados en un instante dado.



Figura 3.13. Instalación de los analizadores de CO

3.17 Actividades complementarias

Durante el desarrollo de esta etapa se realizaron todos los trabajos de instalación y puesta en funcionamiento del paquete de equipos e instrumentos adquiridos, fue necesario realizar diversos trabajos complementarios. De los de mayor trascendencia se pueden listar:

Piezas de corte para la construcción de los orificios donde se instalaron las bridas para los equipos en la chimenea.

Fabricación y ajuste de las bridas en los ductos de gases.

Fabricación de estructuras metálicas

Para la instalación de los analizadores, fue necesaria la construcción mecánica complementaria de bases, así como otro tipo de estructuras para la instalación de cableado y anclaje de la caseta.



3.18 Software para el reporte de mediciones

El paquete de equipos e instrumentos adquiridos incluye una licencia del software DIGITREN. Este software permite tener gráficos y reportes de todas las variables medidas en el CEMs.

La figura 3.14 muestra una pantalla de este software operando en tiempo real, en esta se puede observar que es posible visualizar los valores de manera gráfica.



Figura 3.14. Gráfica de tendencia de variables

A continuación se muestran en forma gráfica los datos obtenidos en el CEMs, en estas graficas se puede apreciar el cambio de las diferentes variables analizadas como una respuesta al cambio en las condiciones de operación en el sistema.

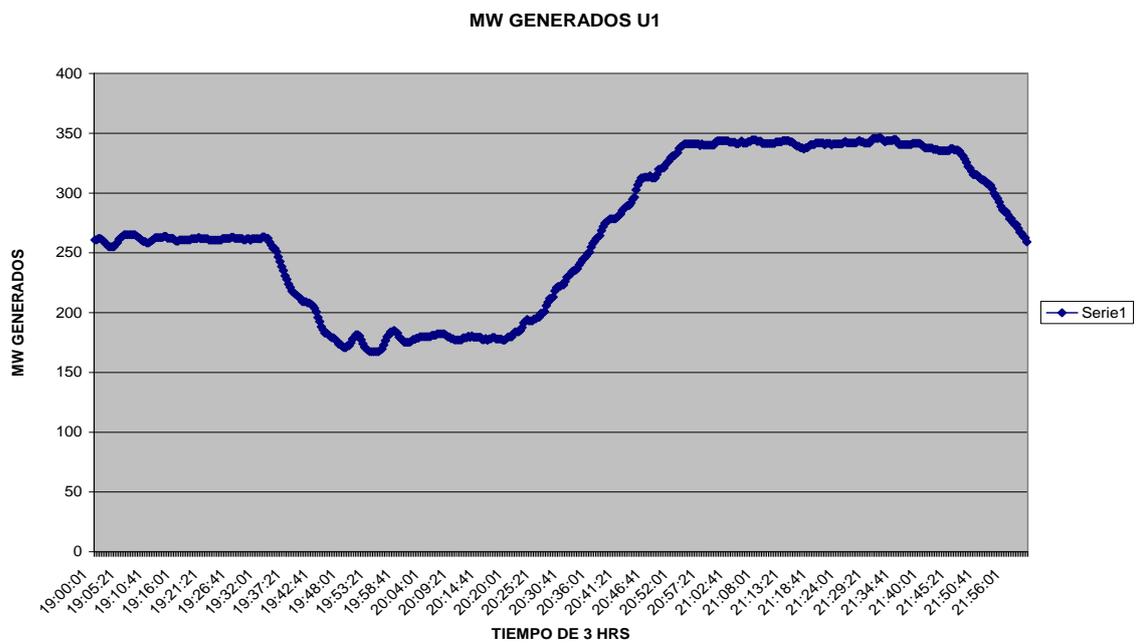
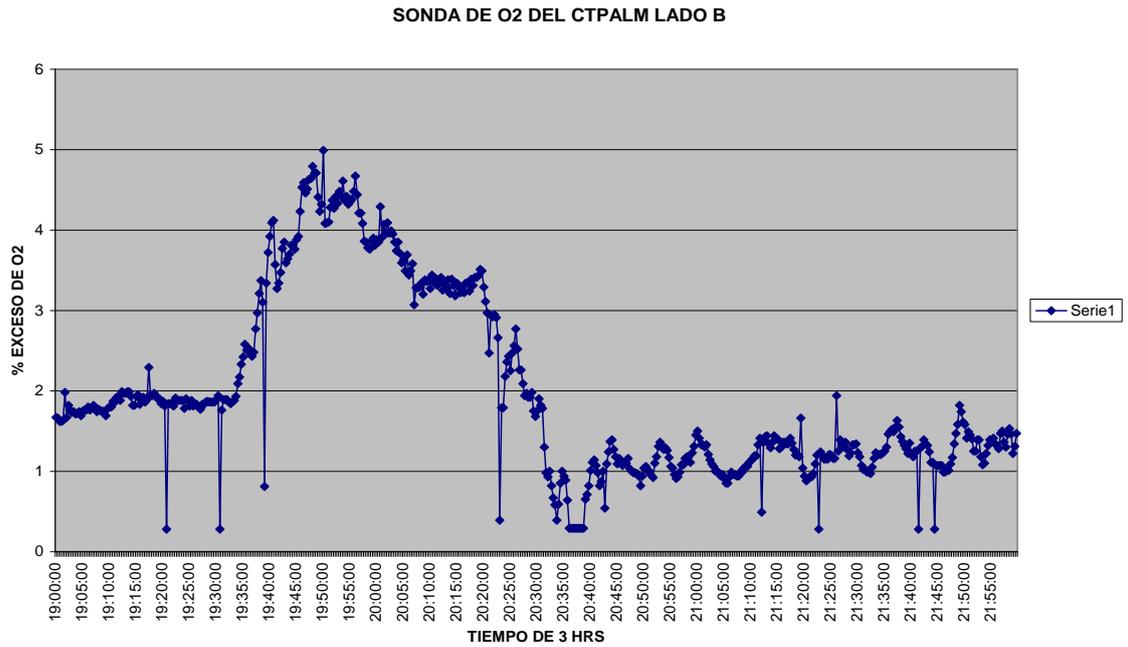


Fig. 3.15. Tendencia del oxígeno a variaciones de Potencia

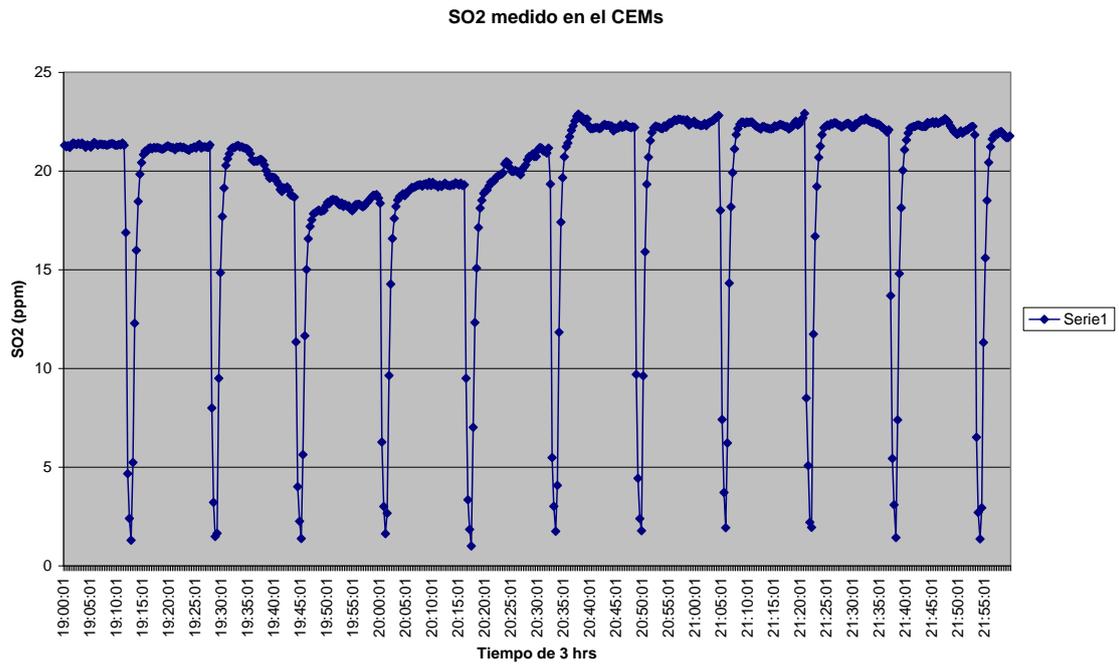
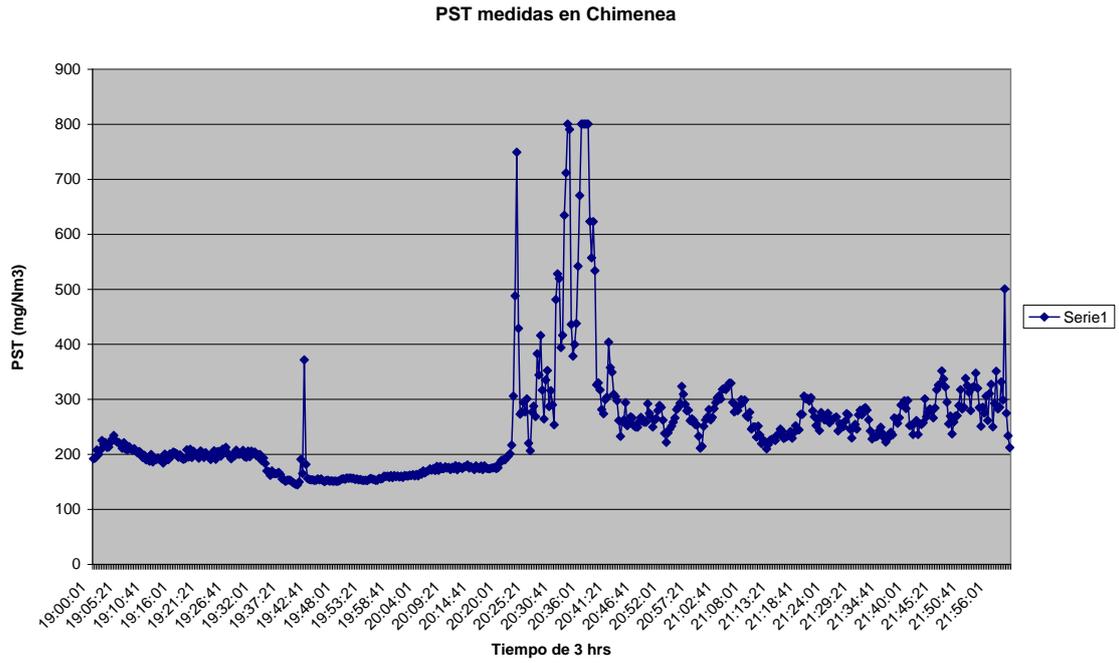


Fig. 3.16. Variaciones de PST y de SO₂

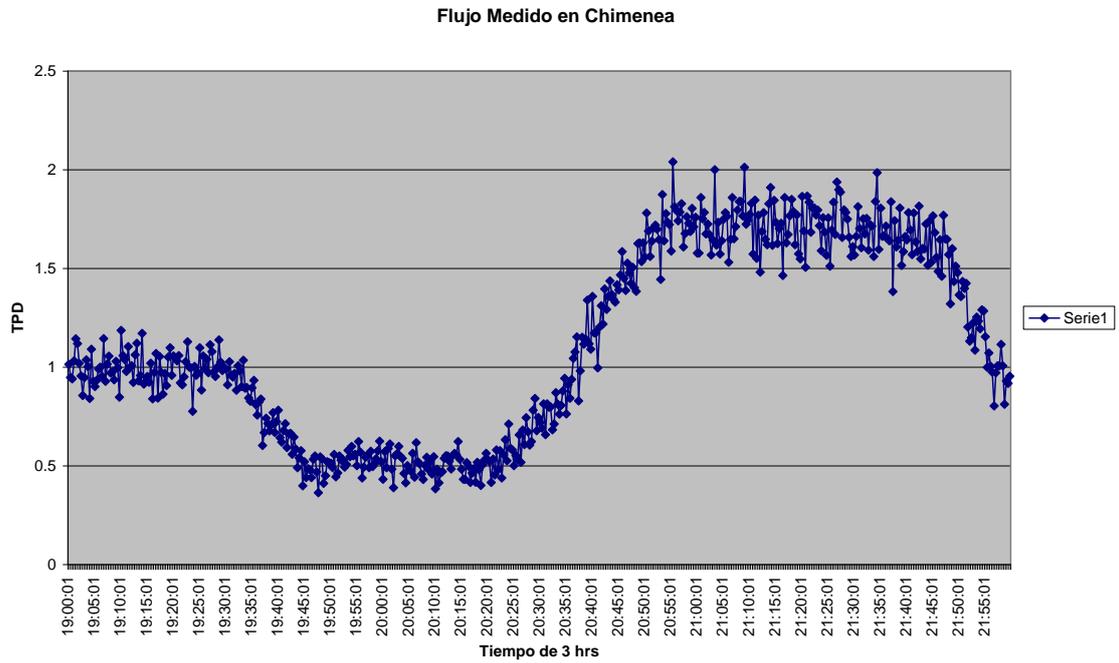
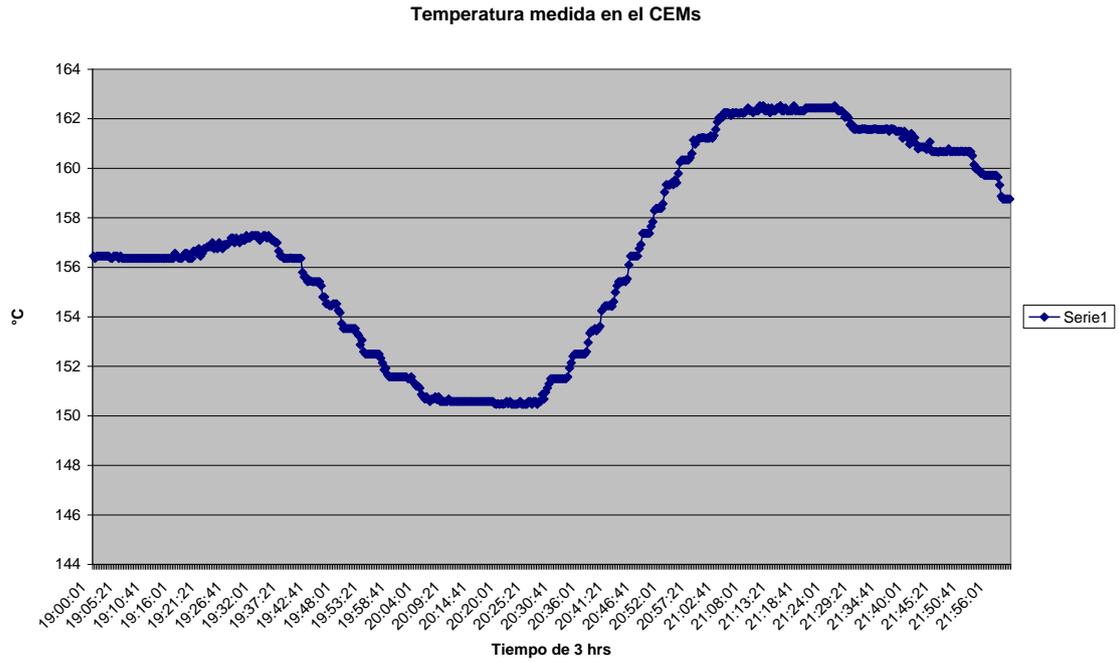


Fig.3.17. Comportamiento de la temperatura y del flujo de gases

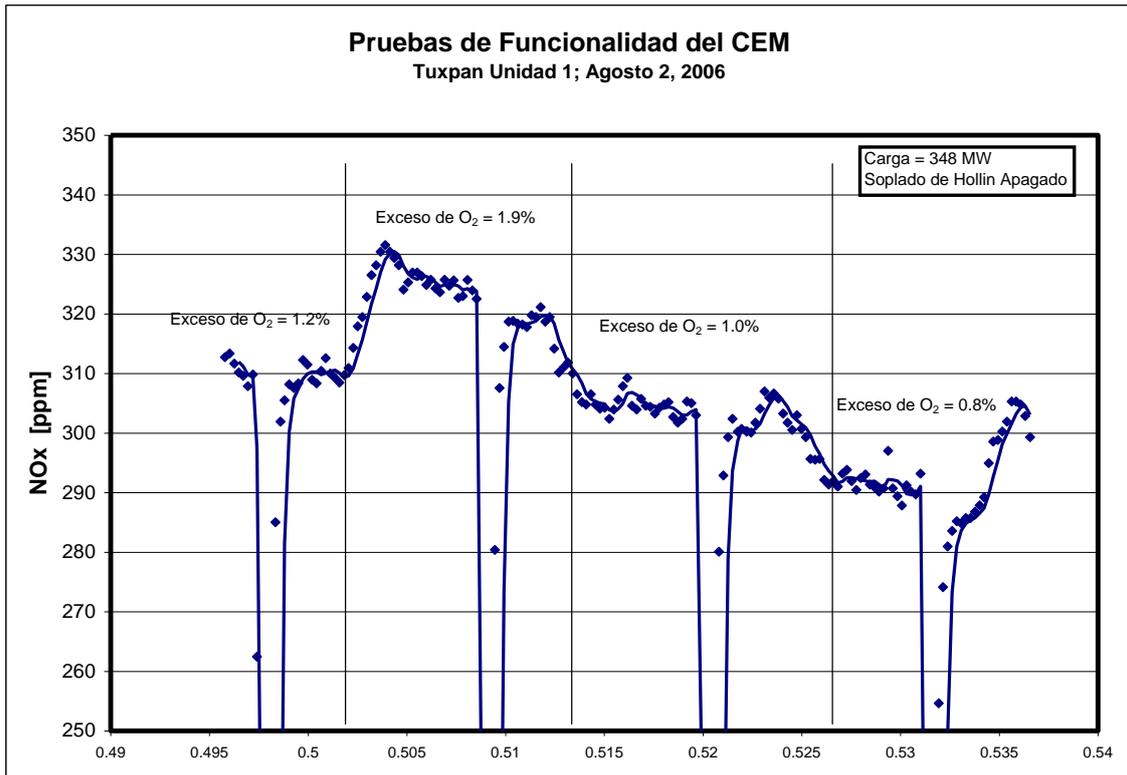
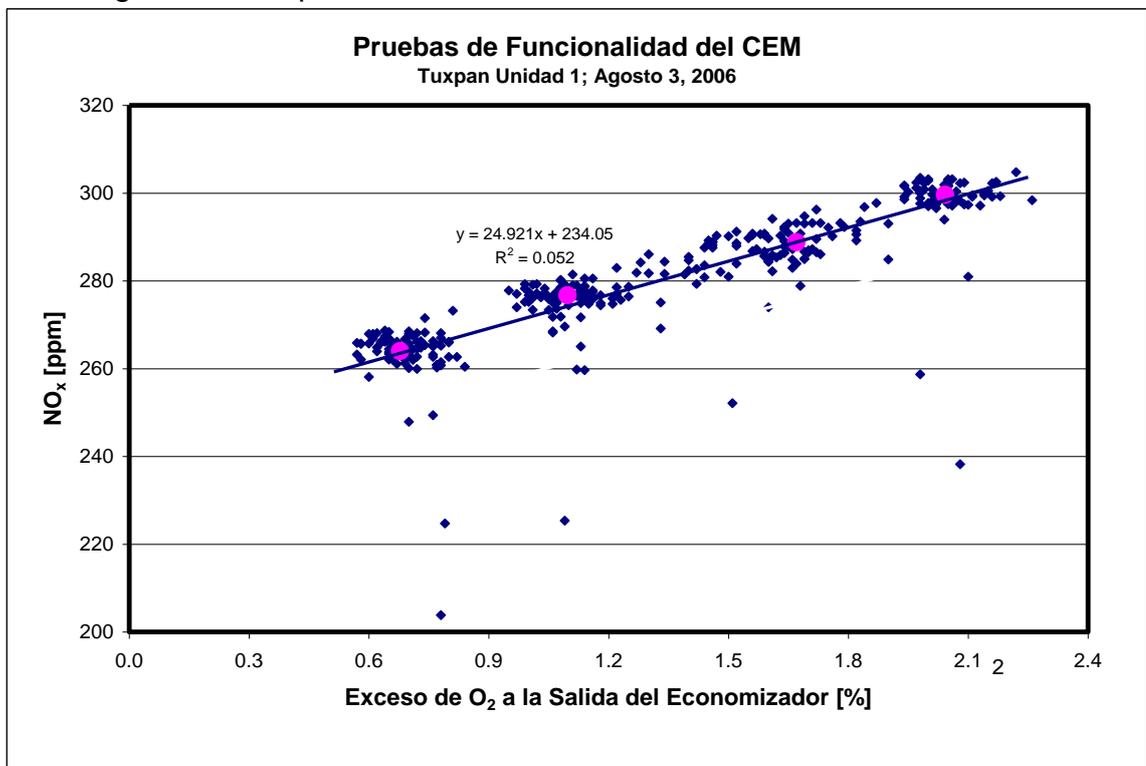


Fig. 3.18. Comportamiento de los NO_x a variaciones de O₂



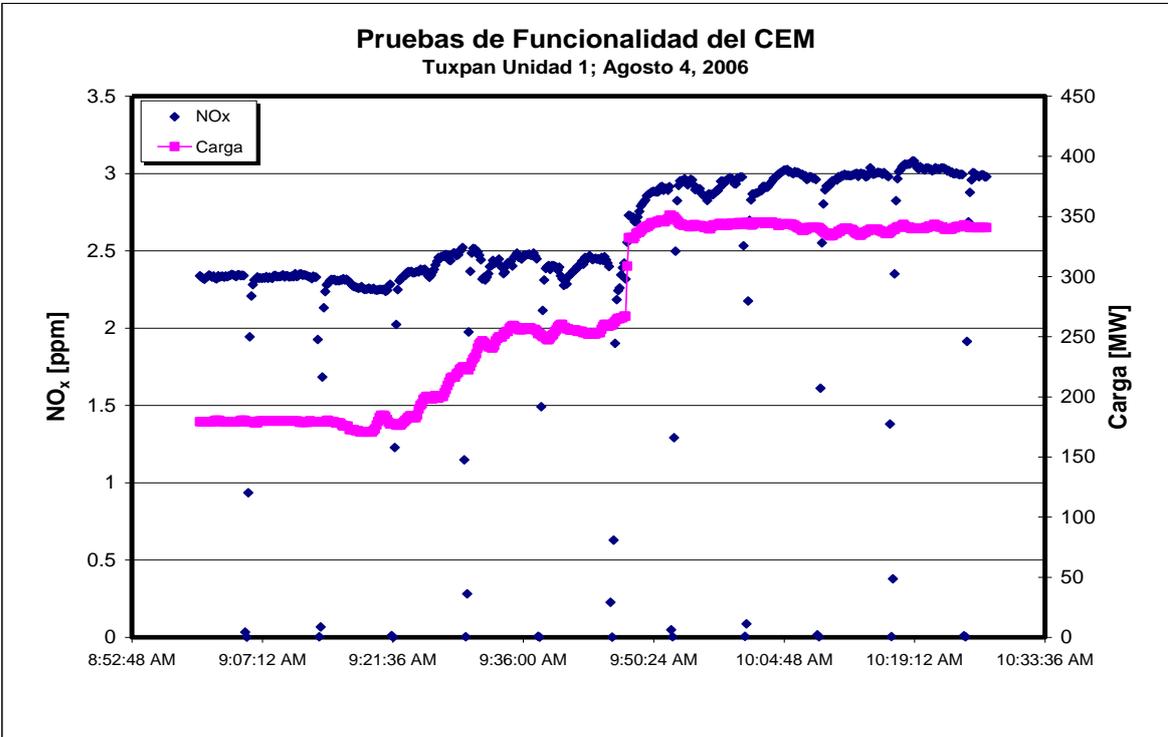
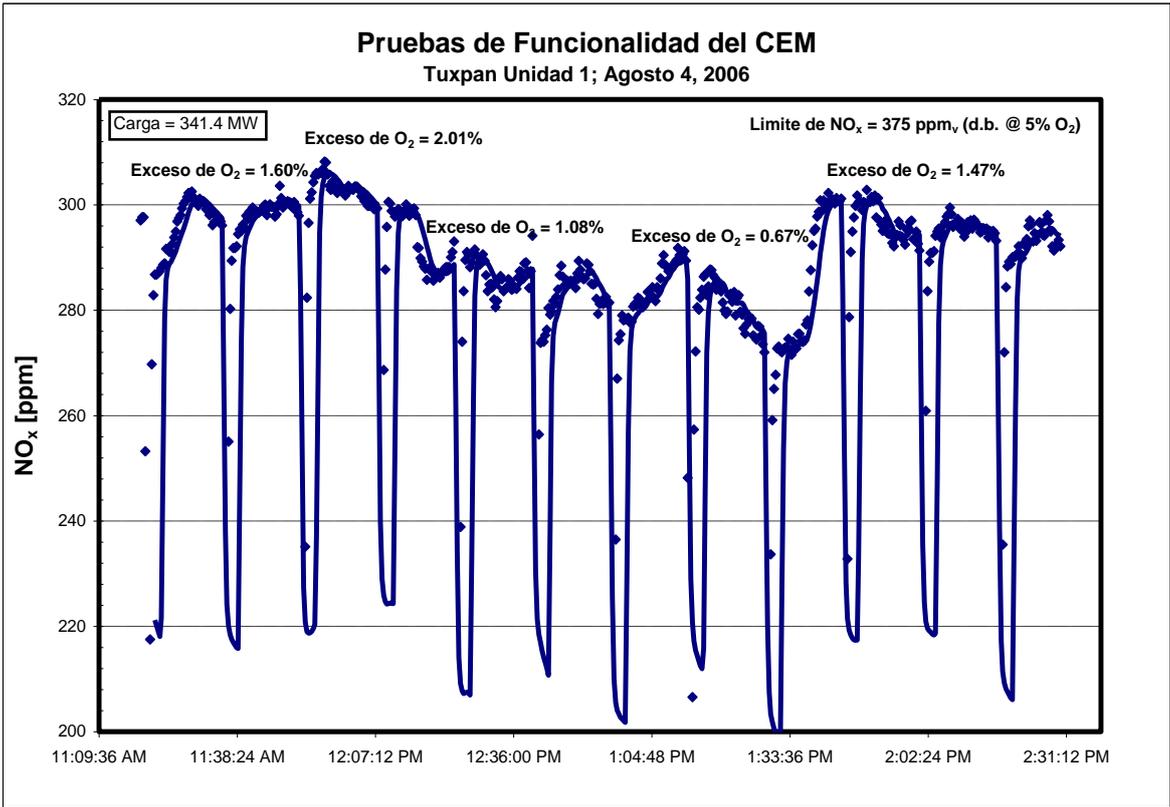


Fig. 3.19 Comportamiento de los NO_x a variaciones de potencia

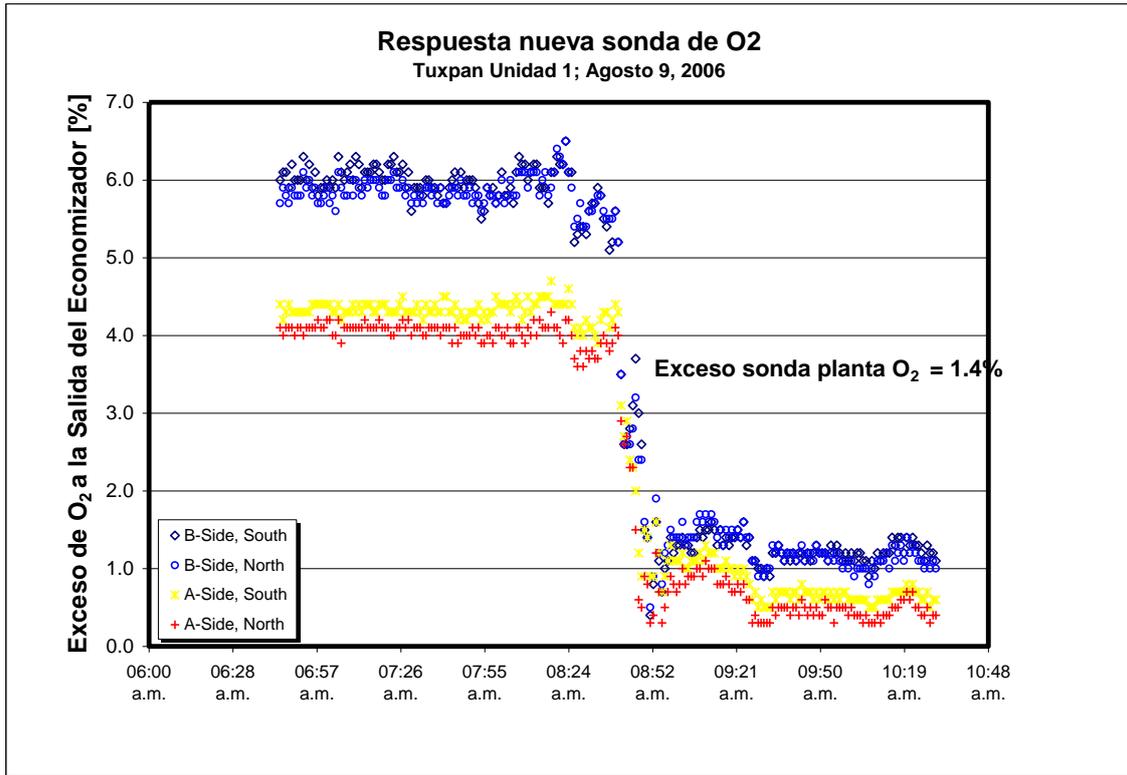
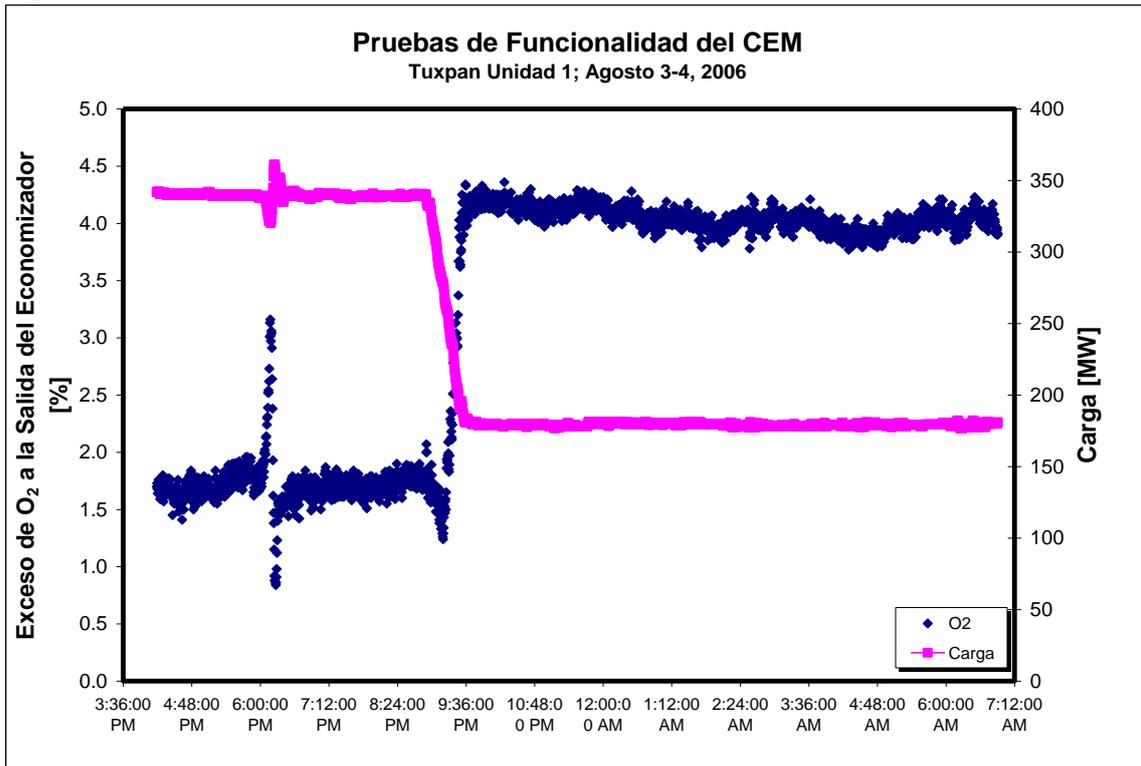


Fig. 3.20. Variaciones de O₂ en ductos salida del economizador



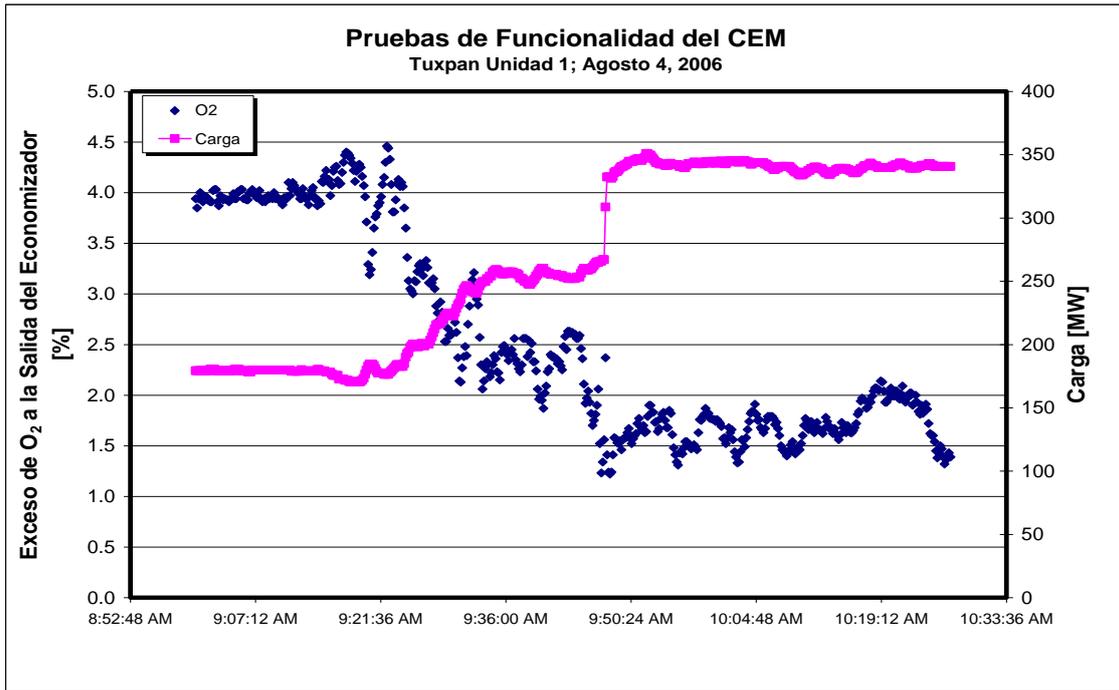


Fig. 3.21. Variaciones de O₂ a movimientos de carga

Capítulo 4. Validación del medidor de partículas

Introducción a los sistemas ópticos

La luz es una forma de radiación electromagnética que esencialmente es como las ondas de radio, ondas infrarrojas (calor), ultravioleta, y rayos X. La principal diferencia entre estos varios tipos de ondas electromagnéticas es su frecuencia f y longitud de onda λ . La longitud de onda de la luz visible está dentro de 400 a 800 nanómetros ($1\text{nm} = 10^{-9}\text{m}$), los cuales corresponden a las frecuencia entre 7.5×10^{14} y 3.75×10^{14} Hz. La radiación infrarroja tiene longitudes de onda mayores a 800 nm, y la ultravioleta tiene longitudes menores a 400 nm; La radiación X tiene longitudes aún menores que el ultravioleta. Frecuencia y longitud de onda, en ondas electromagnéticas están relacionadas por la ecuación:

$$\lambda = \frac{c}{f} \quad (1)$$

En esta ecuación se tiene que: c es la velocidad de la luz (300,000,000 m/s)
 λ es la longitud de onda en metros
 f es la frecuencia en Hz

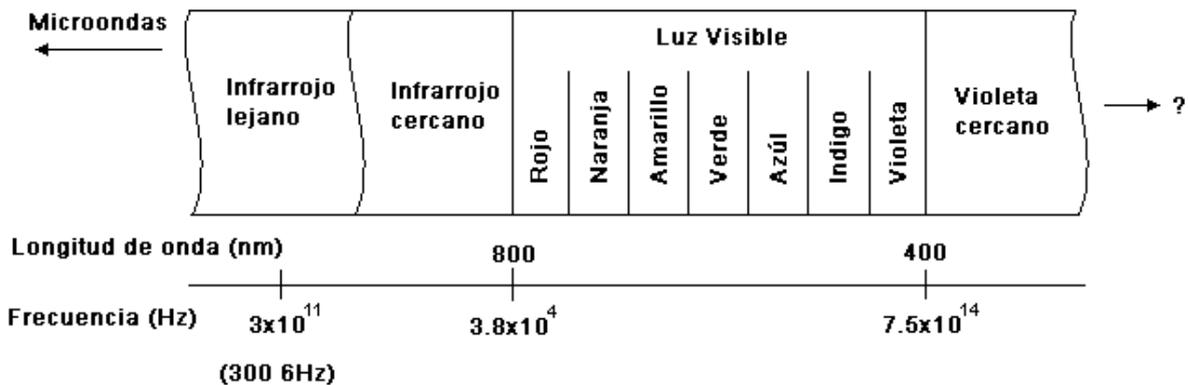


Figura 4.1. Espectro electromagnético de las regiones: IR, Visible y UV.

Debido a que los IR, UV y rayos X son de naturaleza similar a la longitud de onda de la luz visible, muchos de los sensores y técnicas aplicadas a la luz visible trabajan en una extensión u otra en regiones adyacentes del espectro electromagnético. El nivel de energía de cada fotón es expresado por la ecuación:

$$E = \frac{ch}{\lambda} \quad (2)$$

o alternativamente,

$$E = hv \quad (3)$$

Esta ecuación contiene: E es la energía en electrón-volts

c es la velocidad de la luz ($3 \times 10^8 \text{ m/s}$)
 λ es la longitud de onda en metros
 h es la constante de planck ($6.62 \times 10^{-34} \text{ J}\cdot\text{s}$)
 ν es la frecuencia de la luz en hertz (Hz)

(Nota: La constante ch es algunas veces combinada y expresada como 1240 eV/nm).

4.1 El opacímetro

El opacímetro comercial que se utiliza es el Laser Dust Monitor, que es un instrumento óptico basado en la transmisión de la luz láser visible proveniente de una unidad de transmisión colocada en un extremo de la chimenea hacia una unidad receptora colocada diametralmente opuesta, la técnica de medición está basada en la absorción y desviación de la luz debido a las partículas presentes en la chimenea. El Laser Dust Monitor puede ser operado en dos modos de medición, la unidad de recepción detecta dos señales. La primera señal mide la absorción de la luz láser (la reducción de la intensidad ocasionada por las partículas), la segunda señal es una medición de la luz desviada por las partículas (las partículas de ceniza desviarán la luz del láser). Los cálculos de las partículas basados en la absorción directa no son tan exactos como en el segundo modo de medición para concentraciones por debajo de 10 mg/m^3 . Éste modo tiene un rango dinámico virtual ilimitado, teniendo como límite máximo hasta 10 g/m^3 . En éste modo el instrumento puede funcionar como un opacímetro en unidades de porcentaje de opacidad.

Los cálculos basados en el segundo modo de medición (luz desviada) son muy exactos para bajas concentraciones (pueden realizar detecciones por debajo de 0.1 mg/m^3). El instrumento utilizado para medir emisión de partículas es láser, tiene una longitud de onda de 670 nm , que se ubica en el rojo, como se muestra en la siguiente figura.

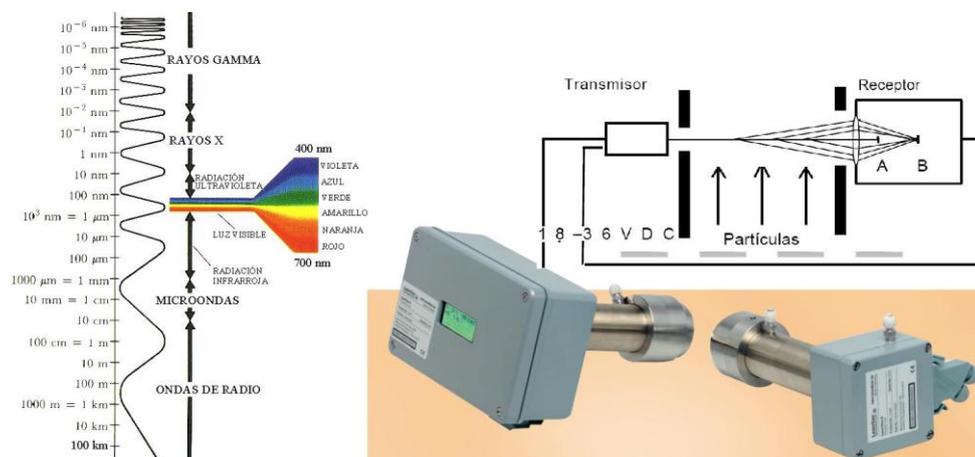


Figura 4.2. Regiones del espectro electromagnético, imagen y esquemático del instrumento de medición

La longitud de onda específica del láser se transmite desde la unidad transmisora a través del ducto de la chimenea hasta la unidad receptora. Las partículas de la ceniza desvían ésta luz (detección B) la cuál es medida por el Láser Dust Monitor, en cuanto al modo detección A mide la intensidad de la luz transmitida directamente hasta la unidad receptora (mide la luz no absorbida por las partículas). La medición de la transmisión se usa para conocer la cantidad de ceniza en las ventanas ópticas que puede afectar la intensidad del láser, proporcionando también una muy buena referencia para el modelo del cálculo del tipo de ceniza. La medición en el modo A también se usa para mostrar un aviso cuando las ventanas ópticas se deben limpiar. El Laser Dust Monitor consiste de 3 unidades separadas: a) Unidad de transmisión con purga, b) Unidad de recepción con purga y c) Abastecimiento de energía (opcional). La unidad transmisora es instalada a través de bridas DN80 como estándar. La unidad contiene un diodo láser seleccionador de longitudes de onda de 670 nm. La unidad receptora se instala a través de bridas DN80 complemento estándar. La unidad contiene dos lentes para enfocar la longitud de onda de cualquiera de los dos modos de detección. Las señales detectadas se transmiten de regreso a la unidad transmisora a través de cables de señales eléctricas. Ambos, transmisor y receptor tiene una protección IP66 ó NEMA 4X, y las ventanas ópticas pueden soportar presiones de hasta 1,5 bares. Las ventanas son conectadas con una unidad de alineamiento y purga integrados. El alineamiento óptico es fácil y confiable, y previene la contaminación de las ventanas ópticas de la ceniza. La electrónica del transmisor tiene consideraciones importantes de los modelos de cálculo. La pantalla LCD muestra la concentración de las cenizas, la transmitancia y el estado del instrumento de manera continua (mensajes de fallas y alarmas). Las características de este instrumento se muestran en la siguiente tabla:

Instrument data	
Specifications	
Process temperature	< 800 °C
Process pressure	0.1 – 1.5 bar (optional windows for up to 5 bar)
Window transmission	Max. 40 % reduction in window transmission allowed
Detection limit	0.5 mg/Nm ³ or better (application dependent)
Measurement range	min. 0 – 25 mg/Nm ³ max. 0 – 10,000 mg/Nm ³
Accuracy	+/- 0.5 mg/Nm ³ or +/- 5% (whichever is higher)
Optical Path length (OPL)	Medium Path: 1.5 - 3 m (shorter OPL on request) Long Path: 3 – 6 m (longer OPL possible in case of mechanically stable mounting)
Response time	1 – 2 sec Pulse mode: 50 ms
Averaging time	5 – 600 sec (default = 10 sec)
Zero drift	< 0.5 mg/Nm ³ between maintenance intervals
Environmental conditions	
Operating temperature	-20 °C to +55 °C
Storage temperature	-20 °C to +55 °C
Protection classification	IP66
Inputs / Outputs	
Analogue output	4 – 20 mA current loop
Digital output	RS – 232 format Optional 10 or 10/100 Base T Ethernet Optional fibre optic (ASCII – format)
Relay output (3)	High dust -, Warning - and Fault relays (normally closed-circuit relays)
Analogue input	Optional 4 – 20 mA process temperature and pressure reading
Ratings	
Input power supply unit	100 – 240 VAC, 50/60 Hz, 0.36 – 0.26 A
Output power supply unit	24 VDC, 900 – 1000 mA
Input transmitter unit	18 – 36 VDC, max. 20 W
4 – 20 mA output	500 Ohm max. isolated
Relay output	1 A at 30 V DC/AC
Installation and Operation	
Flange dimension	Medium Path: DN50/PN10 Long Path: DN80/PN10 Optional ANSI or other on request
Alignment tolerances	Flanges parallel within 1.5 °
Purging of windows	Dry and oil-free pressurised air or gas, or by fan
Purge flow	50 – 100 l/min (application dependent)
Maintenance	
Interval	Recommended every 6 – 12 months (no consumables needed)
Calibration	Remote instrument check by Ethernet connection or external modem possible Recommended every year, in-situ against extractive reference method
Security	
Laser class	Class IIIb according to IEC 60825-1
CE	Certified
EMC	Conformant with EMC standards EN 61000-6-2(3) and LVD 73/23/EEC
Explosion protection (optional)	
Area classification	Zone 1
Type of protection	EEx P – purged/pressurized
Explosion group	GD – all gases, vapours, and dusts
Temperature class	T5 – max. 100 °C
Dimension and weight	
Transmitter unit	200 (plus 100 for purge unit) x 270 x 170 mm, 6.2 kg
Transmitter unit (EEx p version)	200 (plus 100 for purge unit) x 270 x 310 mm, 7.9 kg
Receiver unit	300 (380 for LP) (plus 100 for purge unit) x 120 x 120 mm, 3.9 kg (5 kg for LP)
Power supply unit	180 x 85 x 70 mm, 1.6 kg

Tabla 4.1. Características del opacímetro

El láser opera en un intervalo de emisión de 5 a 15 miliwatts y es Clase III b. La conexión para conectarse mediante una computadora al instrumento es RS232.

La composición interna del instrumento se muestra en la figura 4.3

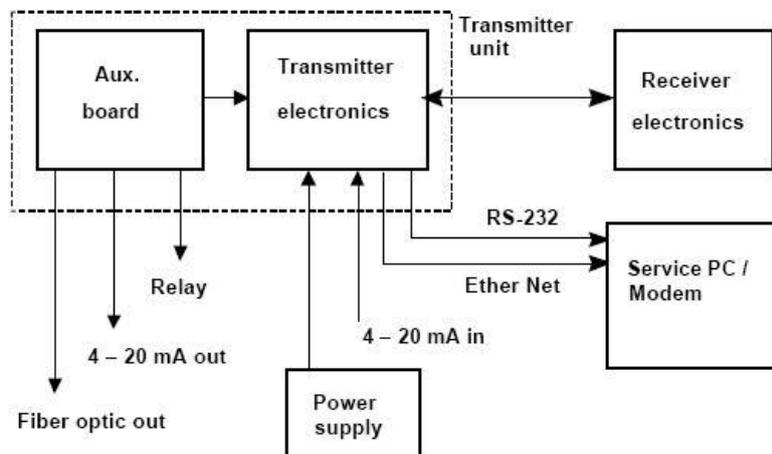


Figura 4.3. Bloques internos del instrumento.

4.2 Funcionamiento del opacímetro

En la figura 4.4 se puede apreciar la respuesta del opacímetro ante cambios en las condiciones de operación de la unidad. Esta grafica nos permite establecer una correcta respuesta del instrumento para variaciones importantes de partículas debido a las acciones de los sopladores operados de manera convencional, a intervalos de una hora y esparcidos durante todo un turno laboral (8 horas).

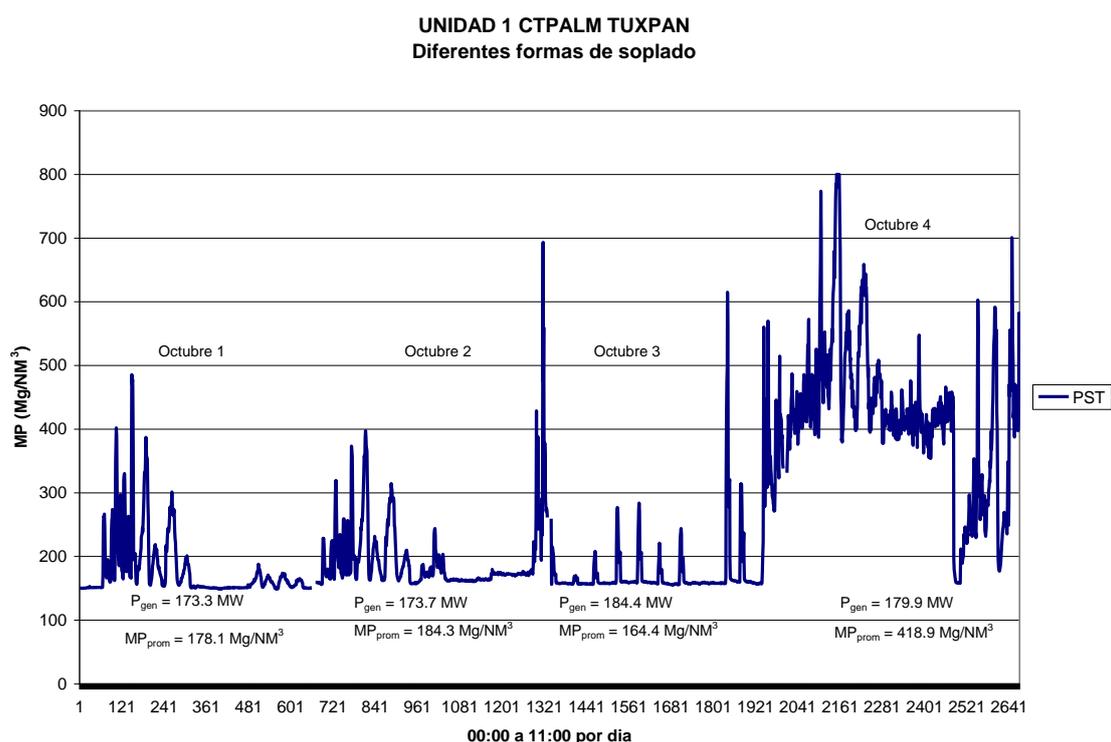


Fig. 4.4. Variaciones de partículas a movimientos de carga

En la parte final de los datos se aprecia un excesivo nivel de PST, esto ocurrió aún con la unidad operando a baja carga. Ante esta situación se sugirió al personal operativo de la unidad la limpieza de algunos quemadores y efectivamente estos resultaron con ensuciamiento significativo. Luego de su limpieza se observa en la respuesta del equipo una disminución de las PST emitidas y el regreso a niveles normales de emisiones. De esto se percibe que el monitoreo en línea de las PST emitidas permite de manera inmediata al operador verificar el correcto funcionamiento de la combustión.

En las siguientes figuras se grafican los valores de PST como respuesta de los cambios en el nivel de exceso de O₂. Estos cambios de nivel de exceso de oxígeno se realizaron ex profeso para constatar la funcionalidad del instrumento.

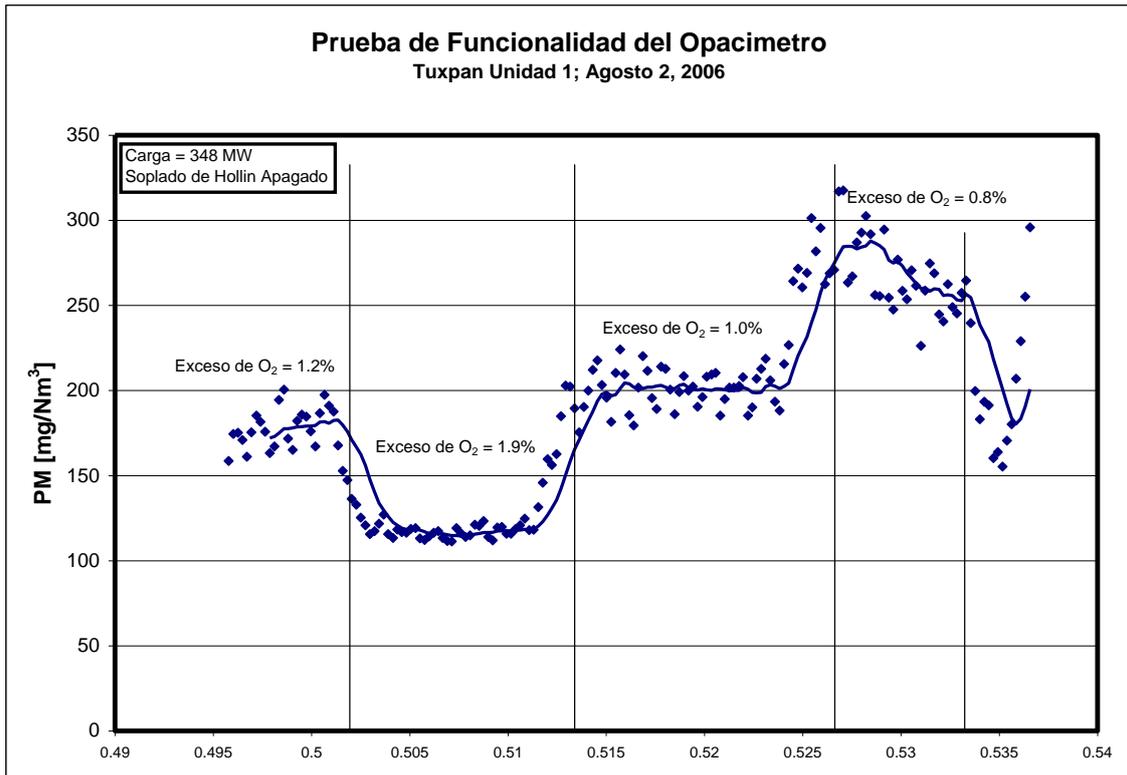
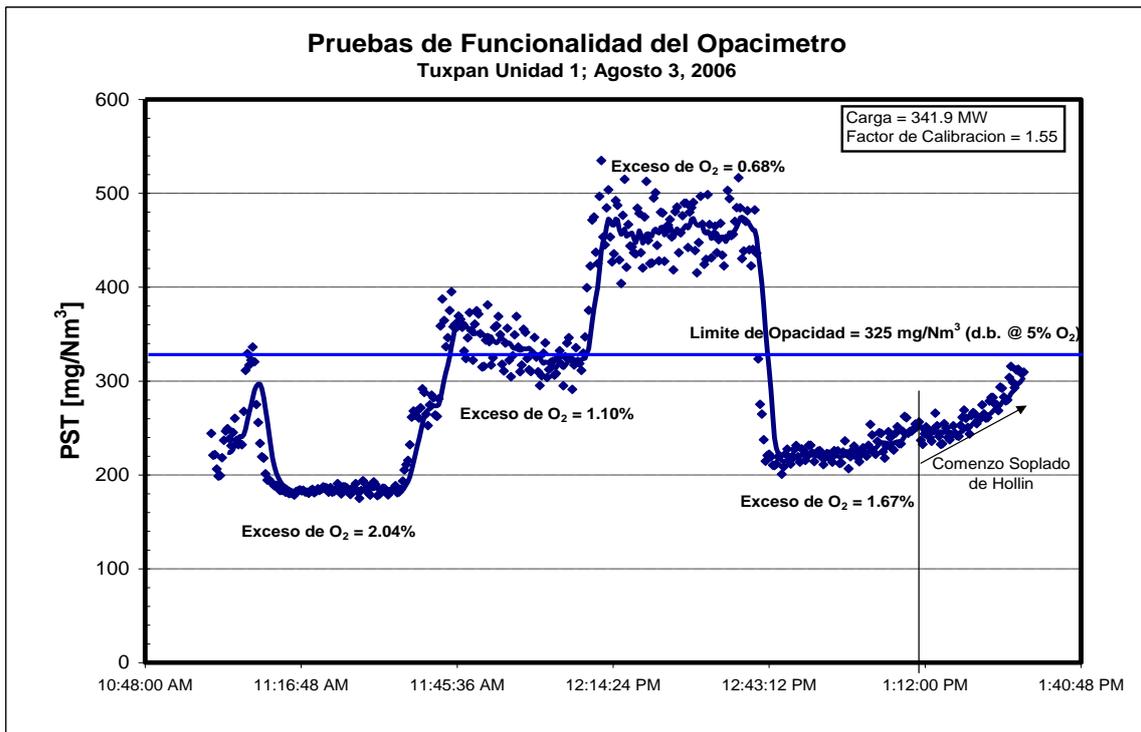


Fig. 4.5. Mediciones de partículas a variaciones de O₂



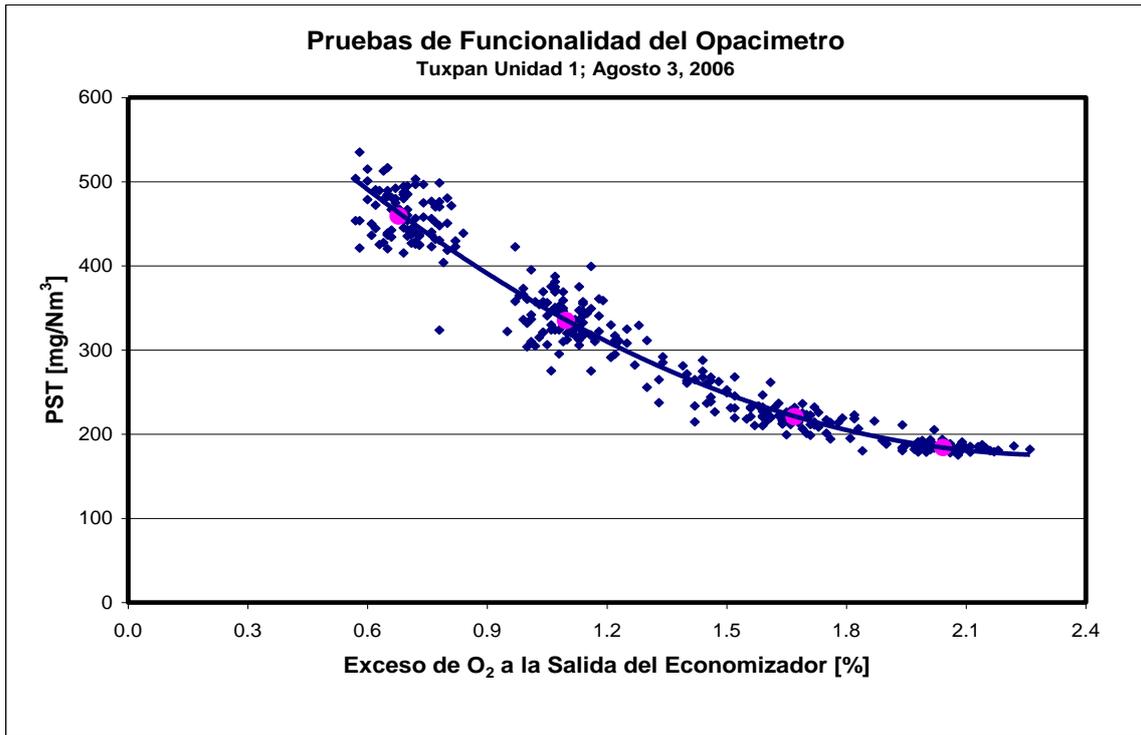
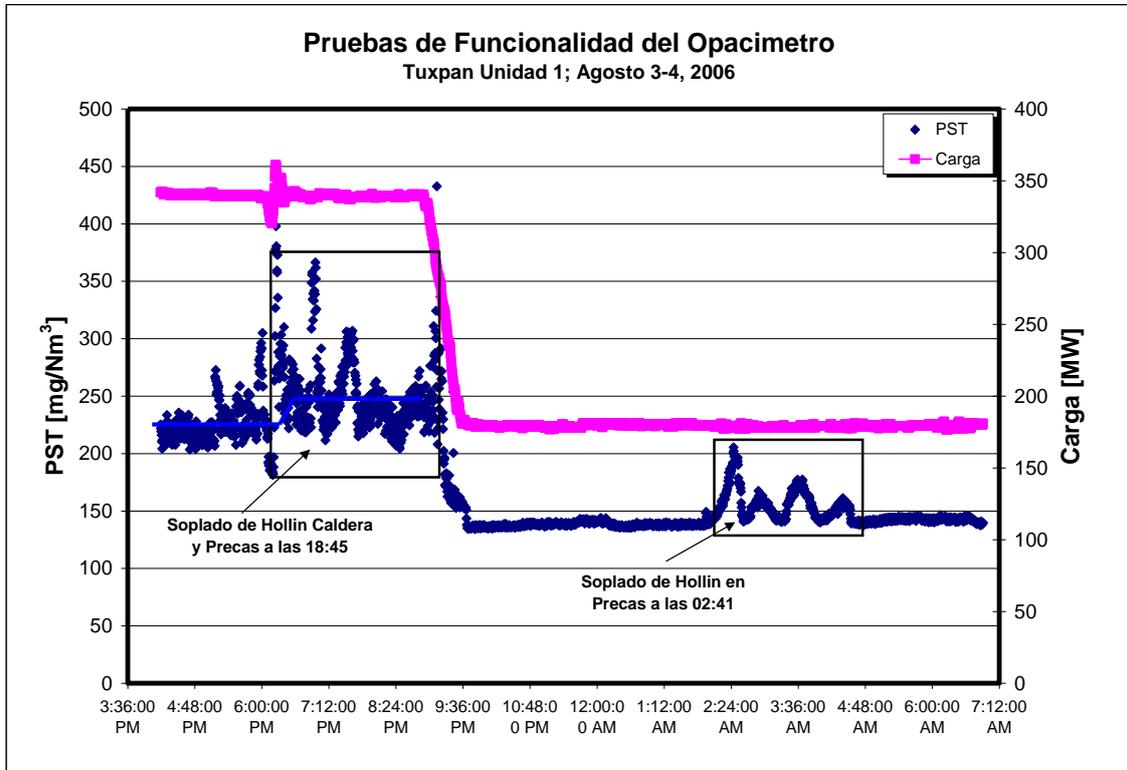


Fig.4.6. Funcionalidad del opacímetro



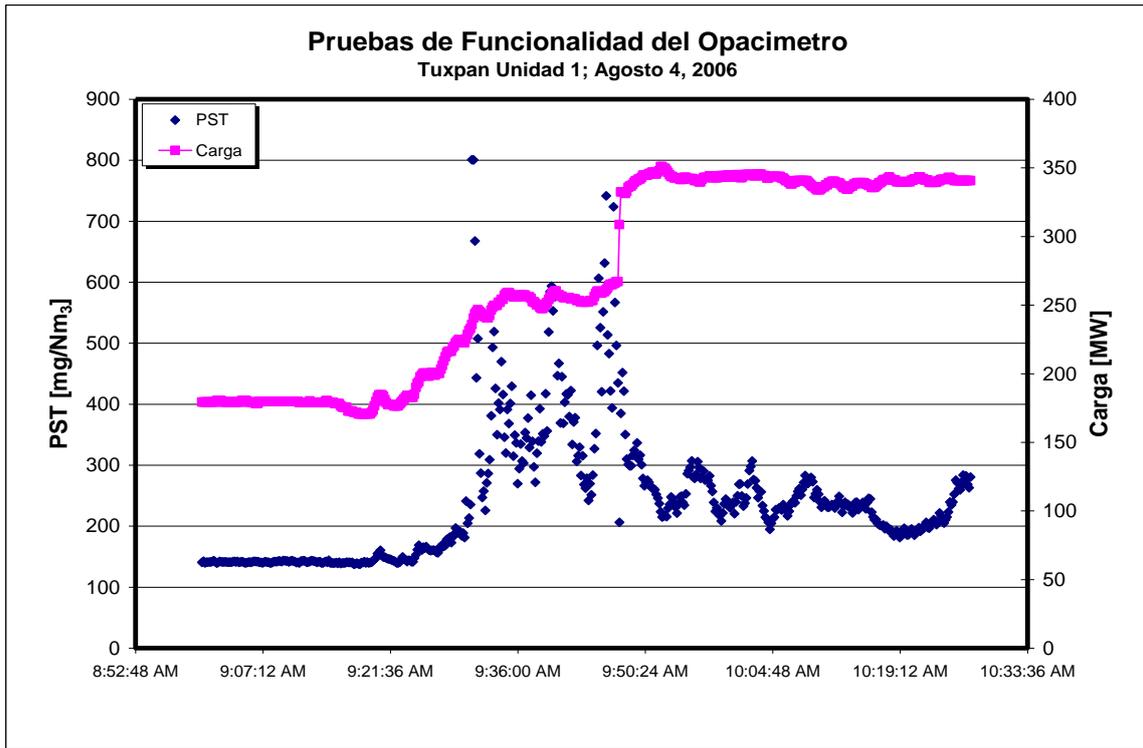


Fig. 4.7. Funcionalidad del opacimetro a variaciones de carga

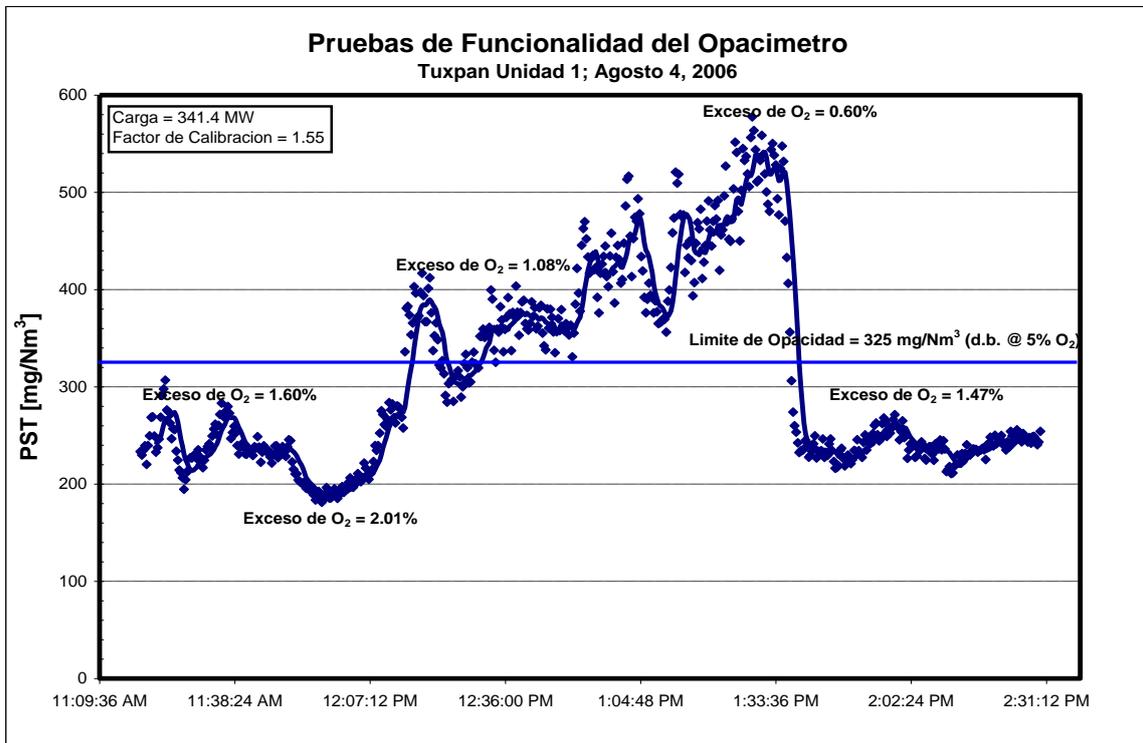


Fig. 4.8. Variación de partículas con movimientos de O₂

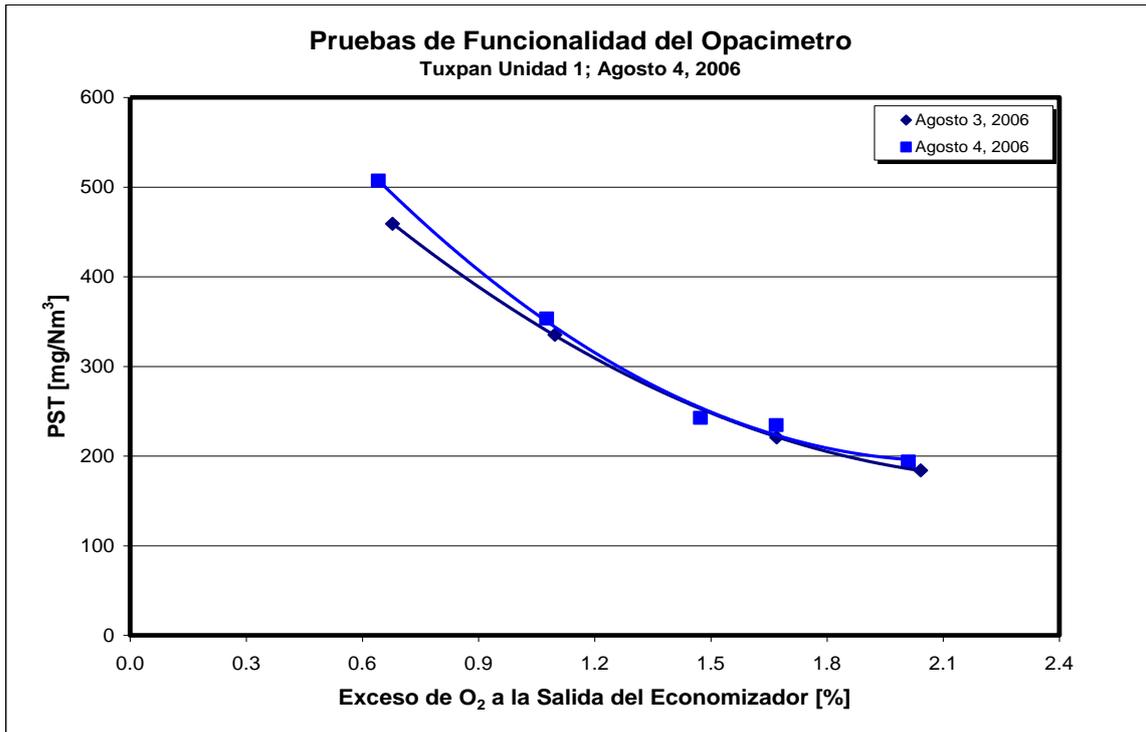


Fig. 4.9. Comportamiento de las partículas a diferentes valores de O₂

4.3 Validación del opacímetro

El monitoreo continuo de concentraciones de medición de partículas (PM, particulate matter) en chimeneas inició durante los años 1960s en Alemania y se convirtió en un requerimiento en la República Federal Alemana a mediados de los años 1970s. En los Estados Unidos, las concentraciones de PM estuvieron correlacionadas a las lecturas del monitoreo de opacidad durante los años 1970s. Posteriormente, a la mitad de los años 1970s, la agencia de protección ambiental EPA (Environment Protection Agency) dictaminó el uso de transmisores para el monitoreo continuo de la opacidad de las emisiones de fuentes estacionarias. La opacidad se usa como un sustituto de las emisiones PM y proporciona información cualitativa sobre la operación y el mantenimiento de los equipos o sistemas para el control de partículas. Como parte del estándar propuesto Combustión de Desechos Peligrosos (61 FR 17358), la EPA propuso el monitoreo continuo másico de partículas como un requisito regulador en el año 1996. La EPA también propuso la especificación y procedimientos de pruebas para sistemas de monitoreo continuo de medición de partículas en fuentes estacionarias, para evaluar la aceptación de un sistema de monitoreo continuo de emisiones PM (CEMs).

El procedimiento PS-11 se usó para evaluar la aceptabilidad del equipo PM CEMs instalado. Esta especificación de funcionalidad requiere de una correlación específica de la respuesta del PM CEMs contra un método gravimétrico estándar. El procedimiento PS-11 establece los procedimientos y

los criterios de aceptación para la instalación y operación de la instrumentación y para los cálculos y reportes de los datos generados durante una correlación de PM CEMs. El procedimiento PS-11 es único, en cuanto a la especificación de funcionalidad para otros CEMs, debido a que se basa en la técnica de correlacionar la respuesta del PM CEMs a las emisiones determinadas por el método estándar manual de PM.

Una vez instalado el equipo PM CEMs, sus resultados se correlacionaron con los datos obtenidos mediante el método estándar isocinético norma NOM-085-SEMARNAT-1994. A continuación se listan las tareas realizadas:

- El programa de pruebas consistió de 21 mediciones.
- El equipo encargado de realizar las mediciones isocinéticas es un equipo con mucha experiencia en estas mediciones, razón por la cual solo se utilizó un solo tren de muestreo.
- La duración de las prueba fue de una hora.
- Paralelamente, se aplicó un programa de pruebas que consiste en verificar durante un periodo de siete días continuos, el rango de desviación de los valores de CERO y SPAN en el equipo. Este se realizó en el modo manual y directamente en el equipo.
- El método isocinético empleado cumple con los principios de medición que establece la norma NOM-085-SEMARNAT-1994 para este tipo de fuente fija.

Las pruebas se realizaron en la Unidad No 1 de la Central Termoeléctrica Presidente Adolfo López Mateos (CTPALM) de la ciudad de Tuxpan, a diferentes condiciones de operación y carga del generador de vapor.

Estas pruebas se realizaron durante siete días continuos y a la misma hora para tener las mismas condiciones, el procedimiento PS-11 establece que en estas pruebas no debe existir una desviación mayor al 2%, pues de lo contrario las pruebas pueden invalidarse.

El procedimiento PS-11 establece que se deben realizar al menos 15 mediciones isocinéticas usando el método 17 de la EPA o bien el método 5 de la EPA, recomienda usar dos trenes de muestreo y hacer mediciones de 30 minutos de duración. En México se usa la norma NMX-AA 010-2001 (método 5 de la EPA), con mediciones al menos de una hora. Los valores obtenidos en las mediciones se reportaron en la tabla 4.2.

No Prueba	Valor Isocinético	Valor Opacimetro
1	300	301
2	116	192
3	113	117
4	229	187
5	284	473
6	292	327
7	240	153
8	331	340
9	344	477
10	266	329
11	377	536
12	382	644
13	310	519
14	297	501
15	232	263
16	253	253
17	282	260
18	303	421
19	305	408
20	117	108
21	147	130

Tabla 4.2. Comparación de resultados en medición de partículas

El procedimiento PS-11 establece que se debe buscar la mejor correlación para estos datos usando formulas lineal, polinomial o exponencial; es decir, se debe hacer una búsqueda de los parámetros para seleccionar una ecuación que correlacione ambas respuestas dentro de un rango de error del 10%, a su vez, se establecen los criterios de selección de ecuación y tolerancias de ajuste, las ecuaciones de ajuste para ambos grupos de datos son:

- 1) Lineal ($Y=b_0+b_1*X$)
- 2) Polinomial ($Y=b_0+b_1*X+ b_2*X^2$)
- 3) Exponencial ($Y=b_1*Exp(b_0*X)$)
- 4) Logarítmica ($Y=b_1*\ln(X)+ b_0$)

Las siguientes graficas muestran los resultados de aplicar las ecuaciones anteriores.

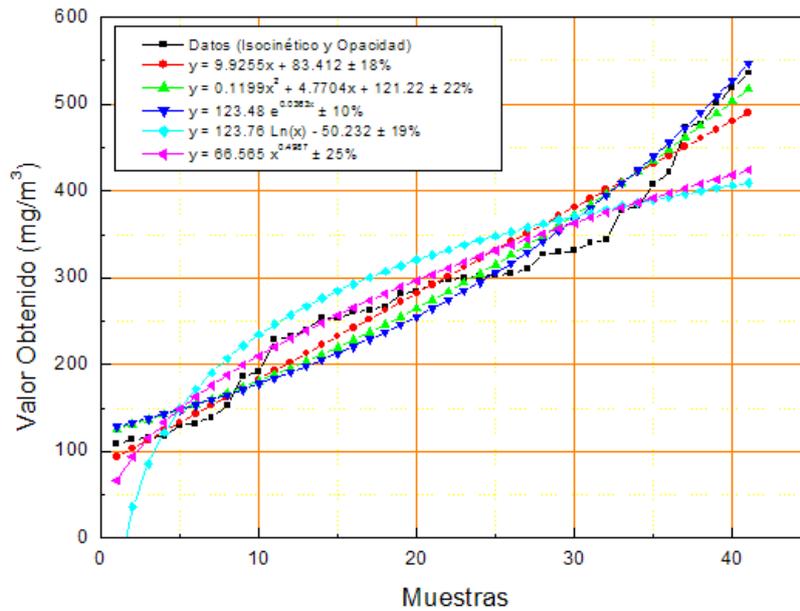


Figura 4.10 Respuesta de sistema Isocinético y del PM CEM con ajustes de datos.

En la figura se observa que la ecuación más aproximada a los datos en todas sus regiones es la exponencial, la cual es:

$$Y = 123.48 e^{0.0363x}$$

$$Y = b_1 e^{b_0 * X}$$

Donde b_1 representa la inclinación de la curva que tiene una diferencia máxima con los datos de $\pm 10\%$, b_0 es la intercepción para la curva de correlación, una grafica que muestra los ajustes posibles para los datos obtenidos, a su vez, el error en los diferentes intervalos para las diferentes funciones se muestra en la figura 4.11.

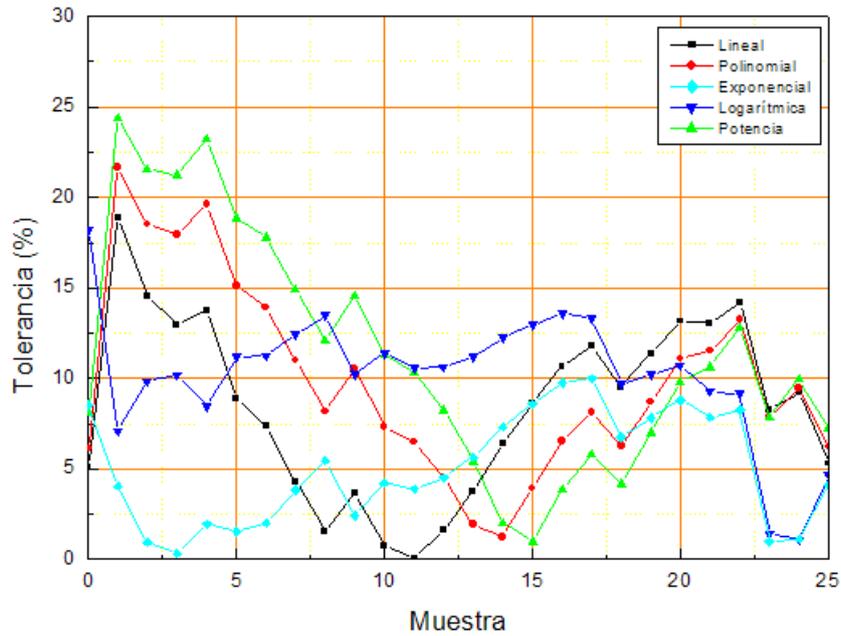


Figura 4.11 Comparación en porcentajes de error de las diferentes funciones opcionales de ajuste.

Una vez identificada la correlación entre los datos del PM CEMs y los resultados de las mediciones isocinéticas, se procedió a calibrar el equipo usando su propio software. Esta calibración final da como resultado la correlación que se muestra en la siguiente figura. Para verificar esta última calibración se realizó una última medición isocinética. Como se puede observar hay una alta correspondencia entre los valores reportados por el PM CEM y el método estándar.

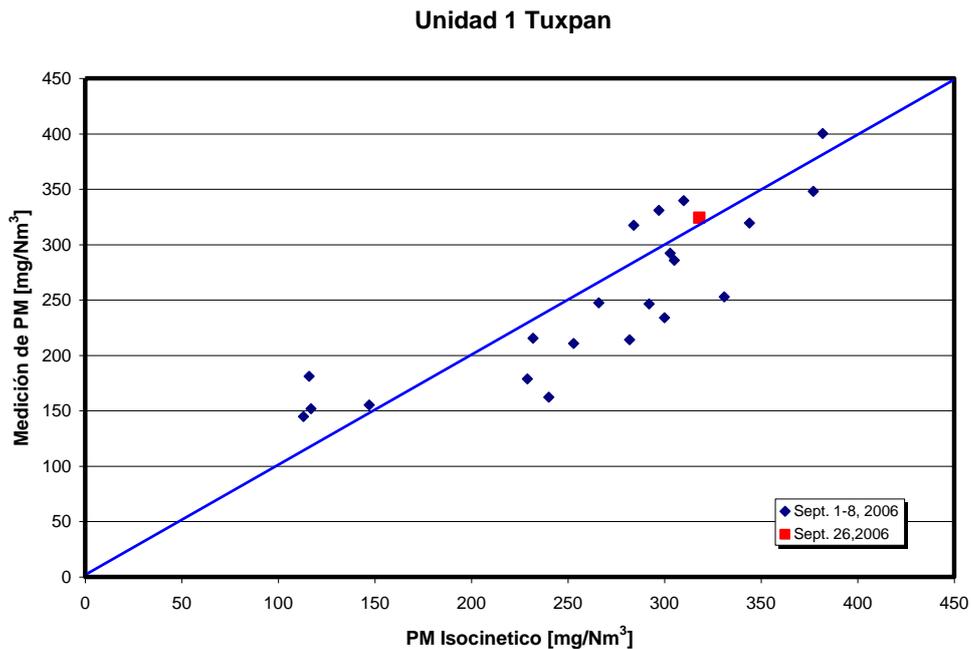


Fig. 4.12. Correlación de resultados entre métodos

En la siguiente figura se muestra la calibración final realizada al equipo.

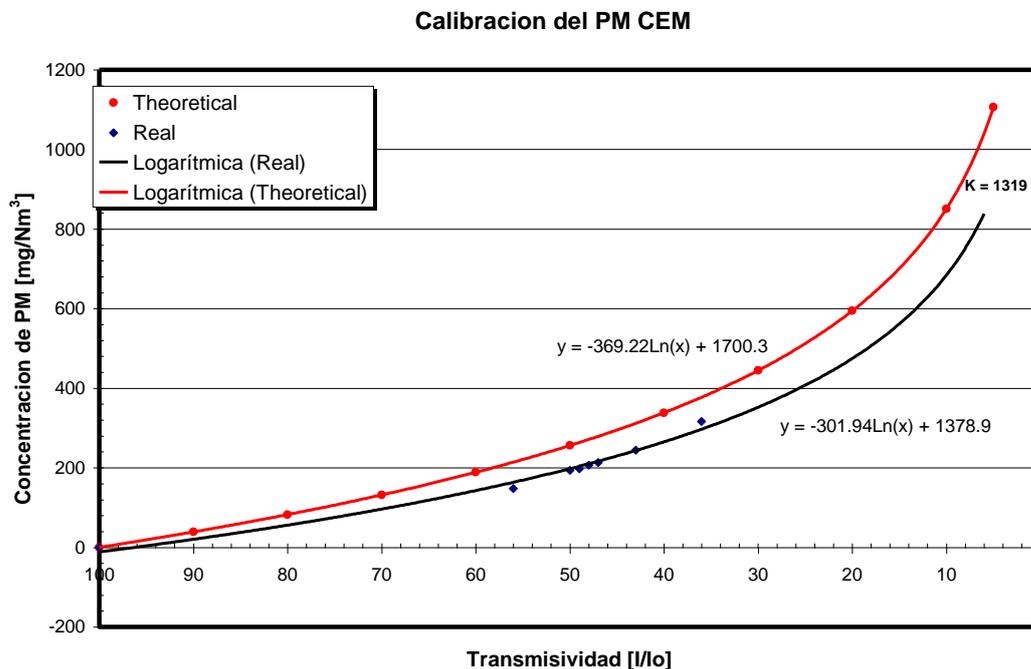


Fig. 4.13. Calibración final realizada al opacímetro

Capítulo 5. Resultados del sistema de medición

Una vez concluida la fase de validación de común acuerdo con la central se establecieron los objetivos para la implantación de la metodología de optimización de la combustión los cuales son:

- Realizar la optimización de la combustión teniendo como referencia el mantener un nivel específico de emisiones de Partículas Suspendidas Totales (abajo del valor límite de 350 mg/Nm^3), manteniendo las emisiones de Óxidos de Nitrógeno dentro de los límites ambientales establecidos por las normas y sujetos a un mínimo impacto en el Régimen Térmico de la Unidad.
- Implementar el software de optimización como una interfaz gráfica *en-línea* para los operadores.

La optimización de la combustión representa una alternativa a las modificaciones por hardware para lograr reducir las emisiones generadas o bien, se podrían usar de manera conjunta para maximizar el desempeño del sistema de quemado. Esta opción involucra modificaciones a los ajustes de control de la caldera con el fin de lograr el nivel deseado de emisiones con un mínimo impacto en el desempeño de la unidad u otros parámetros de interés (por ejemplo, la estratificación o el ensuciamiento de la caldera, el valor de ajuste de la temperatura del vapor, etc.). Debido al gran número de parámetros de control de la caldera que a menudo se involucran en la automatización de la combustión, es difícil lograr la determinación manual de los valores de ajustes al control, que satisfagan un objetivo de optimización y que cumplan con las restricciones de operación. De lo anterior, se deduce la necesidad de una metodología sistemática. En este proyecto se desarrollo una metodología, la cual consiste en las siguientes tareas: pruebas paramétricas y factoriales, correlación de los datos resultantes de estas pruebas y determinación de los valores de ajuste óptimos mediante un algoritmo de optimización.

La metodología para la construcción del *software de optimización* incluye una etapa de preparación para las pruebas (inspección de la unidad), sintonización de la combustión para identificar problemas con el sistema de quemado e identificar patrones o condiciones de los quemadores que presenten ventajas para la optimización de la combustión (identificación de variables independientes); realización de pruebas paramétricas para la creación de una base de datos; correlación de los datos resultantes, determinación de las soluciones óptimas e implementación y mantenimiento de los valores de ajuste óptimos.

5.1 Preparación de las pruebas,

Antes de iniciar las pruebas paramétricas, es importante determinar si la unidad está lista para realizar la optimización de la combustión. En este paso, es importante inspeccionar y calibrar la instrumentación que estará involucrada en las pruebas de optimización (por ejemplo, las sondas de O_2 a la salida del economizador), así como inspeccionar la caldera y el sistema de combustión

para asegurar que los quemadores, los registros y actuadores de aire y los ventiladores de gases de recirculación (VGRs) estén en buenas condiciones mecánicas, que los ductos de flujo de combustible estén balanceados (lo más prácticamente posible), y los dispositivos del combustible tengan un buen estado de mantenimiento.

Se requiere realizar la evaluación de la instrumentación de la planta para medir O_2 , asegurando que estas lecturas sean representativas de la concentración promedio del exceso de O_2 en el ducto y que no sea afectada por los cambios en los valores de ajuste de la caldera. Esto es especialmente importante en calderas de quemadores opuestos, en las cuales ocurren grandes estratificaciones de O_2 . En este paso se realizaron pruebas exploratorias para identificar parámetros de prueba claves y sus efectos sobre los objetivos de optimización y en las restricciones de operación, ambientales y las establecidas por la central. Las pruebas exploratorias ayudan a desarrollar un protocolo de pruebas para optimizar la combustión e identificar la instrumentación y los datos necesarios. Cualquier otra restricción, tales como la estratificación y el ensuciamiento de la caldera se evalúan durante las pruebas exploratorias.

Desarrollo:

Para esta actividad se obtuvo información de la caldera, del sistema de quemado del combustible y de los sistemas de captura de datos de la unidad. Además, se realizó un recorrido por la unidad y se inspeccionaron los equipos y la instrumentación existentes. Se identificaron los parámetros y su rango de prueba para la optimización de la combustión. Estos parámetros fueron: el nivel de exceso de O_2 a la salida del economizador, la temperatura del combustible, la presión del vapor de atomización, la recirculación de gases de salida, y los registros de aire (para la sintonización de la combustión). La presión y la viscosidad del combustible y el sistema de soplado, se identificaron como parámetros que se consideraron durante el programa de pruebas.

Se requirió investigar el efecto de los siguientes parámetros en las emisiones de la chimenea:

- Exceso de O_2 a la salida del economizador.
- Temperatura del combustible.
- Presión del vapor de atomización.
- Recirculación de los gases.
- Registros de aire.
- Viscosidad de combustible.
- Soplado del hollín.

Se estableció la línea base para las emisiones en la chimenea; posteriormente, se realizarán una serie de pruebas paramétricas en las cuales un parámetro de la caldera será modificado a la vez. Por ejemplo, el exceso del nivel O_2 a la salida del economizador será variado paramétricamente a un nivel de bias positivo y negativo, mientras que el resto de los parámetros se mantendrán en valores constantes. El exceso del aire en una carga particular de la unidad afecta las PST, los NO_x , el CO, las temperaturas de vapor, el nivel de

atemperación, las temperaturas del flujo de gases y el nivel de no quemados. Estos últimos parámetros tienen un impacto en el régimen térmico de la unidad. El propósito del programa de pruebas es construir una base de datos entre parámetros independientes tales como el exceso O₂ y parámetros dependientes tales como las PST.

5.2 Plan de desarrollo de las pruebas:

Se realizaron pruebas de línea base al principio del programa de pruebas y al inicio de cada día de pruebas. Los ajustes del control de la caldera son los mismos para cada prueba de referencia. Los ajustes de la línea base son los ajustes de funcionamiento típicos de la caldera usados por los operadores en las cargas objetivo. El propósito de la prueba de referencia es establecer las condiciones de línea base para cada día de la prueba y un punto de referencia para las comparaciones.

La carga de la unidad se mantiene constante, tanto como sea posible, durante la prueba. Pequeñas variaciones en la carga de la unidad son aceptables. Las pruebas se realizaron a tres cargas, carga completa, carga al 75 por ciento y carga al 50 por ciento.

Tabla 5.1. Alcance de pruebas programadas

Día	No de prueba.	Actividad	Combustible	Exceso de O ₂	T combustible
1	1	Prueba de Calibración	Nacional	Línea Base	Línea Base
1	2	Prueba de Calibración	Nacional	Alto-Alto	Línea Base
1	3	Prueba de Calibración	Nacional	Bajo-Medio	Línea Base
1	4	Prueba de Calibración	Nacional	Medi-Alto	Línea Base
1	5	Prueba de Calibración	Nacional	Bajo-Bajo	Línea Base
2	1	Prueba de Exactitud	Nacional	Línea Base	Línea Base
2	2	Prueba de Exactitud	Nacional	Alto-Alto	Línea Base
2	3	Prueba de Exactitud	Nacional	Bajo-Medio	Línea Base
2	4	Prueba de Exactitud	Nacional	Medio-Alto	Línea Base
2	5	Prueba de Exactitud	Nacional	Bajo-Bajo	Línea Base
2	6	Prueba de Exactitud	Nacional	Línea Base	Alto-Alto
2	7	Prueba de Exactitud	Nacional	Alto-Alto	Alto-Alto
3	8	Prueba de Exactitud	Nacional	Bajo-Bajo	Alto-Alto
3	9	Prueba de Exactitud	Nacional	Línea Base	Bajo-Bajo
3	10	Prueba de Exactitud	Nacional	Alto-Alto	Bajo-Bajo
3	11	Prueba de Exactitud	Nacional	Bajo-Bajo	Bajo-Bajo
3	12	Prueba de Exactitud	Nacional	Línea Base	Línea Base
3	13	Prueba de Exactitud	Nacional	Alto-Alto	Alto-Alto
3	14	Prueba de Exactitud	Nacional	Bajo-Bajo	Bajo-Bajo

La actividad de sintonización de la combustión se realiza después de que la unidad este en línea base o referenciada para el proyecto. El objetivo de esta actividad es equilibrar las condiciones de combustión estequiométricas en los quemadores. Esto se llevara a cabo en un proceso de prueba y error usando los registros de aire que controlan la cantidad de aire que se aplica a cada celda y muestreando el gas a la salida del economizador.

Los valores de emisiones y de rendimiento se establecen durante la línea base para la unidad, al inicio de cada día de prueba. La serie de pruebas paramétricas para cada parámetro se realizaron con cambios positivos o negativos a partir de los ajustes de la línea base. La magnitud de la variación positiva o negativa dependerá de las restricciones ambientales y de la operación específica de la unidad. Si los ajustes recomendados resultan en

una condición no deseable, la prueba se cancelara y se probaran otras condiciones. La matriz de pruebas propuesta para esta parte, se incluye en la Tabla 5.2 solamente para las pruebas a máxima carga. Esta matriz de pruebas se puede modificar dependiendo como se desarrollen las pruebas y de los resultados que se vayan obteniendo.

Dependiendo de la respuesta de la unidad, cada prueba requiere aproximadamente un período de una hora de duración, para recolectar suficientes muestras de datos en estado estable de los parámetros de interés. Los niveles mínimos y máximos de los parámetros de prueba se establecen en términos de contar con los datos suficientes para caracterizar el efecto de cada parámetro sobre las PST, NOx, y otras variables de interés y de no violar ninguna restricción operacional o ambiental impuesta por el operador (por ejemplo, la presión mínima en caja de aire, las temperaturas mínima y máxima del vapor, máximo CO, temperatura máxima de vapor, temperatura máxima de los gases a la salida del hogar, etc.). La instrumentación de la planta se utilizara para determinar el impacto de las pruebas en las variables de importancia y el grado de estabilidad después de los cambios en el ajuste del control.

El exceso de aire es manipulado dentro de las capacidades de ajuste de control para el O₂. Los parámetros del combustible a quemar, tales como la temperatura y la atomización se manipulan al máximo grado permitido por el sistema de quemado (limitaciones físicas, detectores de flama, etc.) e indicado por la experiencia de los ingenieros u operadores.

Se ajustaron la regulación del VRG y del registro del aire dentro de la capacidad disponible de regulación del VRG y del control del registro del aire secundario. Los cambios paramétricos se realizaran por los operadores de la planta y por el personal de instrumentación y control. Si fuera necesario, a juicio del responsable se repiten algunas pruebas.

Tabla 5.2. Programa de ejecución de pruebas paramétricas

Día	No. de Prueba	Carga	Exceso de O ₂	T Combustible	P. de Vapor Atomizado	P. del Combustóleo	VRG	Registros de aire	Combustible
1	1	100% MCR	Línea base	Línea base	Línea base	Línea base	Línea base	Línea base	Nacional
1	2	100% MCR	2,1	Línea base	Línea base	Línea base	Línea base	Línea base	Nacional
1	3	100% MCR	2,2	Línea base	Línea base	Línea base	Línea base	Línea base	Nacional
1	4	100% MCR	2,3	Línea base	Línea base	Línea base	Línea base	Línea base	Nacional
1	5	100% MCR	Línea base	Tcomb.,1	Línea base	Línea base	Línea base	Línea base	Nacional
1	6	100% MCR	Línea base	Tcomb.,2	Línea base	Línea base	Línea base	Línea base	Nacional
1	7	100% MCR	Línea base	Línea base	P vap. Atom.1	Línea base	Línea base	Línea Base	Nacional
1	8	100% MCR	Línea base	Línea base	P vap. Atom. 2	Línea base	Línea base	Línea base	Nacional
1	9	100% MCR	Línea base	Línea base	Línea base	P comb. 1	Línea Base	Línea base	Nacional
1	10	100% MCR	Línea base	Línea base	Línea base	P comb.2	Línea base	Línea base	Nacional

Día	No. de Prueba	Carga	Exceso de O2	T Combustible	P. de Vapor Atomizado	P. del Combustóleo	VRG	Registros de aire	Combustible
2	11	100% MCR	Línea base	Línea base	Línea base	Línea base	Línea base	Línea base	Nacional
2	12	100% MCR	2.0	T comb.1	Línea base	Línea base	Línea base	Línea base	Nacional
2	13	100% MCR	2,1	T comb.,2	Línea base	Línea base	Línea base	Línea base	Nacional
2	14	100% MCR	2,1	T comb.3	Línea base	Línea base	Línea base	Línea base	Nacional
2	15	100% MCR	2,1	T comb.,4	Línea base	Línea base	Línea base	Línea base	Nacional
2	16	100% MCR	2.0	T comb.,5	Línea base	Línea base	Línea base	Línea base	Nacional
2	17	100% MCR	2.0	T comb.,5	Pvap. atom.1	Línea base	Línea base	Línea base	Nacional
2	18	100% MCR	2.1	TruOI,5	Pvap. atom.2	Línea base	Línea base	Línea base	Nacional
2	19	100% MCR	2.0	Tcomb.,5	Línea Base	Prue,01	Línea base	Línea base	Nacional
2	20	100% MCR	2.0	Tcomb.,5	Línea Base	Pruel,2	Línea base	Línea base	Nacional
3	21	100% MCR	Línea base	Línea base	Línea base	Línea base	Línea base	Línea base	Nacional
3	22	100% MCR	02,2	Tcomb.,1	Línea Base	Línea Base	Línea base	Línea base	Nacional
3	23	100% MCR	02,2	Tcomb.,2	Línea Base	Línea Base	Línea base	Línea base	Nacional
3	24	100% MCR	02,2	Tcomb.,3	Línea Base	Línea Base	Línea base	Línea base	Nacional
3	25	100% MCR	2,2	Tcomb.,4	Línea Base	Línea Base	Línea base	Línea base	Nacional
3	26	100% MCR	2.2	Tcomb.,5	Línea Base	Línea Base	Línea base	Línea base	Nacional
3	27	100% MCR	2,2	Tcomb.,5	Pvap. atom.	Línea Base	Línea base	Línea base	Nacional
3	28	100% MCR	2,2	Tcomb.,5	Pvap. atom,2	Línea Base	Línea base	Línea base	Nacional
3	29	100% MCR	2.2	Tcomb.,5	Línea base	P'Uel"	Línea base	Línea base	Nacional
3	30	100% MCR	2,2	Tcomb.,5	Línea base	PrUel.2	Línea base	Línea base	Nacional
4	31	100% MCR	Línea base	Línea Base	Línea base	Línea Base	Línea base	Línea base	Nacional
4	32	100% MCR	2,3	Tcomb.,1	Línea base	Línea base	Línea base	Línea base	Nacional
4	33	100% MCR	2,3	Tluel,2	Línea base	Línea base	Línea base	Línea base	Nacional
4	34	100% MCR	2,3	Tcomb.,3	Línea base	Línea base	Línea base	Línea base	Nacional
4	35	100% MCR	2,3	Tcomb.,4	Línea base	Línea base	Línea base	Línea base	Nacional
4	36	100% MCR	2,3	Tcomb.,5	Línea base	Línea base	Línea base	Línea base	Nacional
4	37	100% MCR	2,3	Tcomb.,5	Pvap atom.'	Línea base	Línea base	Línea base	Nacional
4	38	100% MCR	2,3	Tcomb.,5	Pvap atom.2	Línea base	Línea base	Línea base	Nacional
4	39	100% MCR	2,3	Tcomb.,5	Línea Base	Pruel,'	Línea base	Línea base	Nacional
4	40	100%_MCR	2,3	Tcomb.,5	Línea Base	Pluel,2	Línea base	Línea base	Nacional
5	41	100% MCR	Línea base	Línea base	Línea base	Línea base	Línea base	Línea base	Nacional
5	42	100% MCR	El mejor O2-1	La mejor Tcomb.-1	La mejor P vap a lOm-1	La mejor Pfuel-1	FGR,	Línea base	Nacional
5	43	100% MCR	El mejor O2-1	La mejor Tcomb.-1	La mejor P vap atom-1	La mejor Pfuel-1	FGR2	Línea base	Nacional

Día	No. de Prueba	Carga	Exceso de O ₂	T Combustible	P. de Vapor Atomizado	P. del Combustóleo	VRG	Registros de aire	Combustible
5	44	100% MCR	El mejor O ₂ -1	La mejor Tcomb. 1	La mejor P vap. atom-1	La mejor Pfuel-1	FGR3	Línea base	Nacional
5	45	100% MCR	El mejor O ₂ -1	La mejor Tcomb. 1	La mejor P vap. atom-1	La mejor Pfuel-1	FGR4	Línea base	Nacional
5	46	100% MCR	El mejor O ₂ -2	El mejor Tcomb. 2	El mejor P vap. atom-2	La mejor Pfuel-2	FGR,	Línea base	Nacional
5	47	100% MCR	El mejor O ₂ -2	La mejor Tcomb. 2	La mejor P vap. atom-2	La mejor Pfuel-2	FGR2	Línea base	Nacional
5	48	100% MCR	El mejor O ₂ -2	El mejor Tcomb. 2	La mejor P vap. atom-2	La mejor Pfuel-2	FGR3	Línea base	Nacional
5	49	100% MCR	El mejor O ₂ -2	La mejor Tcomb. 2	La mejor P vap atom -2	La mejor Pfuel-2	FGR4	Línea base	Nacional
5	50	100% MCR	El mejor O ₂	La mejor Tcomb.	La mejor P vap atom	La mejor Pfuel	El mejor FGR	SA Reg.1	Nacional
5	51	100% MCR	El mejor O ₂	La mejor Tcomb.	La mejor P vap atom	La mejor Pfuel	El mejor FGR	SA Reg.2	Nacional

Para cuantificar los efectos de la calidad del combustible en la combustión y su efecto en la producción de emisiones, con frecuencia se determina la viscosidad de quemado del combustible.

El soplado de hollín poco interfiere en estas pruebas. Para evitar posibles alteraciones se recomendó detener durante la prueba, el sistema de soplado en el paso convectivo y en el calentador de aire regenerativo.

Los datos de operación se colectaran en el historial del sistema de adquisición de datos de la unidad. Frecuencias de dos minutos de muestreo son suficientes. Los datos incluyen los parámetros pertinentes para ser configurados en el histórico.

5.3 Ajustes de la combustión

Este es el proceso de eliminar o mitigar las restricciones de operación tales como emisiones de monóxido de carbono CO altas o irregulares, altas cantidades de cenizas por combustible no quemado, etc. mediante la sintonización del sistema de combustión. Las restricciones de operación generalmente afectan los requerimientos del exceso de aire para un objetivo particular de emisiones. Como resultado, esto puede tener un efecto negativo sobre la eficiencia térmica de la unidad.

Generalmente los altos niveles de CO son causados por una mala distribución del aire y del combustible a los quemadores individuales y esta es una restricción importante de seguridad. Se pueden lograr mejoras en la mala distribución del combustible y del aire balanceando estequiometricamente la relación aire/combustible y verificando el estado de mantenimiento de los componentes de los quemadores. Por lo tanto, la sintonización de la combustión representa un paso muy importante en el proceso de optimización de la combustión, especialmente en calderas de quemadores opuestos. Si se omitiera el proceso de sintonización de la combustión, esto podría causar menores logros en la reducción de emisiones. En términos matemáticos, una optimización restringida genera resultados óptimos locales y no globales. La

optimización resultante estará más cerca del óptimo global, entre mejor se realice la sintonización de la combustión.

Proceso de ajuste de la combustión

El principal objetivo de esta actividad es el balancear las condiciones estequiométricas de la combustión en los quemadores e identificar problemas con el sistema de quemado que requieran ser abordados previos al inicio de las pruebas paramétricas para la optimización de la combustión e identificar patrones y/o condiciones de los quemadores que sean ventajosos para la optimización de la combustión. Esto se llevo a cabo principalmente, por prueba y error, usando los registros que controlan la cantidad aire que se introduce a cada celda y muestreando el gas a la salida del economizador.

A carga completa, la unidad estuvo en aproximadamente 345 MW, con el exceso de O_2 a la salida del economizador en el rango de 1.0 a 1.3 por ciento, y todos los quemadores en servicio (E/S). La posición de todos los registros de aire se encontraron en posición totalmente abierta, con excepción de la celda 1-A, la cual estaba abierta a un 80 por ciento. La medición del gas de salida para la línea base se realizó a la salida del economizador usando una cuadrícula de muestreo de 4x4 para cada ducto (ducto A y ducto B). La figura 5.1 muestra los resultados del mapeo de los gases de salida, para la condición de línea base. Las mediciones de los gases de salida con el ajuste de los registros de aire como se encontraron (línea base) indican una estratificación en ambas concentraciones CO y O_2 en ambos ductos. Las elevadas emisiones de CO se localizan en la esquina sur superior del ducto B y en la esquina inferior norte del ducto A. Se encontró que el ducto A operaba con mayor déficit de aire que el ducto B, con emisiones de CO excediendo el límite de 1000 ppm_v en la parte inferior del ducto A. El valor promedio del exceso de O_2 muestreado para el ducto A fue de 0.86 por ciento, mientras el promedio del exceso de O_2 muestreado para el ducto B fue de 1.09 por ciento.

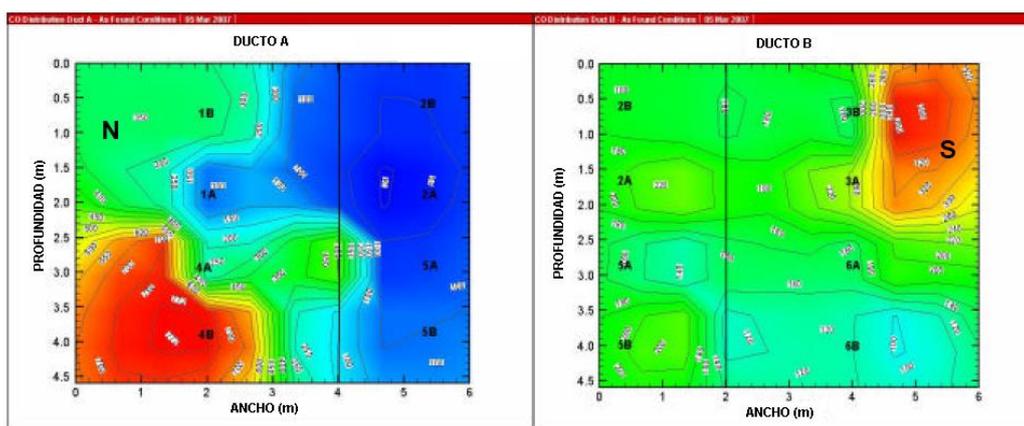


Figura 5.1. Balance de la combustión en ductos de gases A y B a la salida del economizador.

En el esquema de la figura 5.2 se identifica la celda de los quemadores sobre la pared de combustión en la parte inferior del hogar y las correspondientes líneas de flujo, así como las correspondientes zonas en el plano de salida del economizador donde se deben reflejar las condiciones de la combustión para

cada celda particular. Aquí se muestra que las condiciones estratificadas en la parte superior e inferior del ducto de salida del economizador están asociadas con las celdas de combustión superiores. También se observaron visualmente condiciones deficientes de combustión en estas áreas por el puerto de observación.

Se realizaron movimientos a los registros de aire en las celdas para evaluar una estrategia que pudiera resultar en condiciones de combustión mas uniformes en la caldera y en el plano de salida del economizador. Esta operación involucró también el abrir y cerrar los registros de aire de las celdas y el flujo de combustible a un quemador particular mediante la válvula manual del combustible. Además, se recomendó y realizó la limpieza de algunas de las fichas de los quemadores. Los resultados obtenidos por estas actividades indican que al aumentar la cantidad de aire a los quemadores superiores resultará en un incremento en la presión de la caja de aire y generará una mejor combustión en aquellas esquinas que presentaban estratificación de aire.

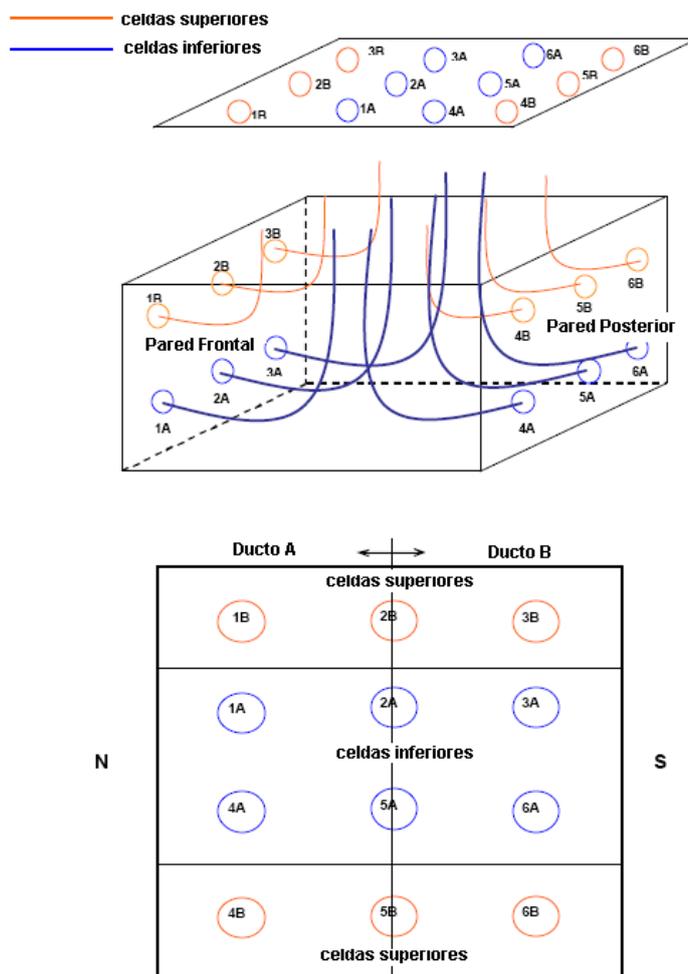


Figura 5.2 Identificación de los flujos de gases por cada quemador.

La unidad 1 del CTPALM sigue una lógica automática para los quemadores durante un cambio de carga hacia abajo desde máxima carga, donde primeramente las celdas 4-A y 6-A se ponen F/S para operar a 75 por ciento de

carga, seguido de las celdas 1-A y 3-A para operar a 50 por ciento de carga, finalmente, poner todas las celdas en la elevación B F/S, dejando E/S las celdas 2-A y 5-A para fijar la operación al 25 por ciento de carga. Durante un cambio de carga ascendente, la estrategia para poner E/S las celdas se deja a discreción del operador. Aquí, se pueden presentar situaciones en las cuales la configuración de los quemadores puede ocasionar altas emisiones de contaminantes y reducir la eficiencia térmica de la unidad. La configuración óptima de los quemadores, para las diferentes cargas, unificará a los operadores y resultará en niveles reducidos de emisiones en la chimenea con un impacto mínimo en las temperaturas de vapor y su atemperación.

Las pruebas al 75 por ciento de carga, se realizaron en aproximadamente a 264 MW, el promedio del nivel de exceso de O₂ a la salida del economizador fue de 2.55%, el flujo de combustóleo total de 61.9 m³/hr., la temperatura del combustible de 131°C y la presión de atomización de 15.05 bar. Se probaron 5 combinaciones diferentes de celdas F/S.

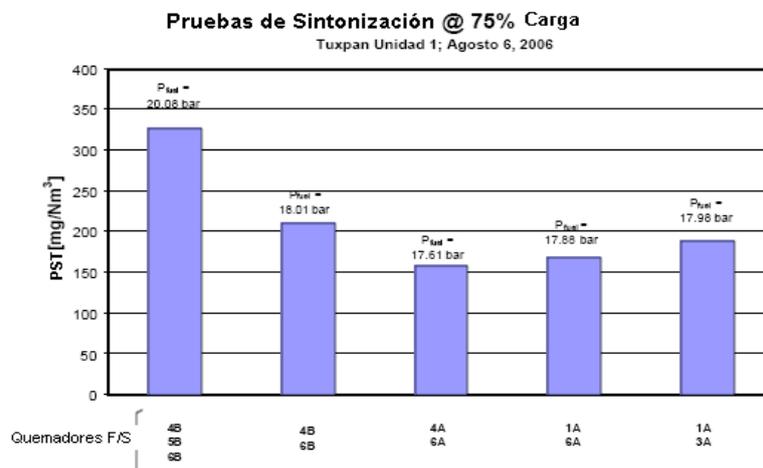


Figura 5.3. Pruebas de sintonización al 75 % de carga.

En general, para la línea base, la configuración con las celdas 4-A y 6-A F/S son la mejor configuración de celdas F/S para el 75 por ciento de carga, debido a su nivel más bajo de emisiones de PST y a la temperatura más alta para el vapor recalentado.

Las pruebas al 50 por ciento de carga se realizaron en aproximadamente 178 MW, con un nivel promedio de exceso de O₂ en el economizador de 3.99 %, el flujo total del combustóleo de 42.9 m³/hr., la temperatura del combustible a 130 °C y la presión de atomización de 14.03 bar. Se probaron cinco combinaciones diferentes de celdas F/S.

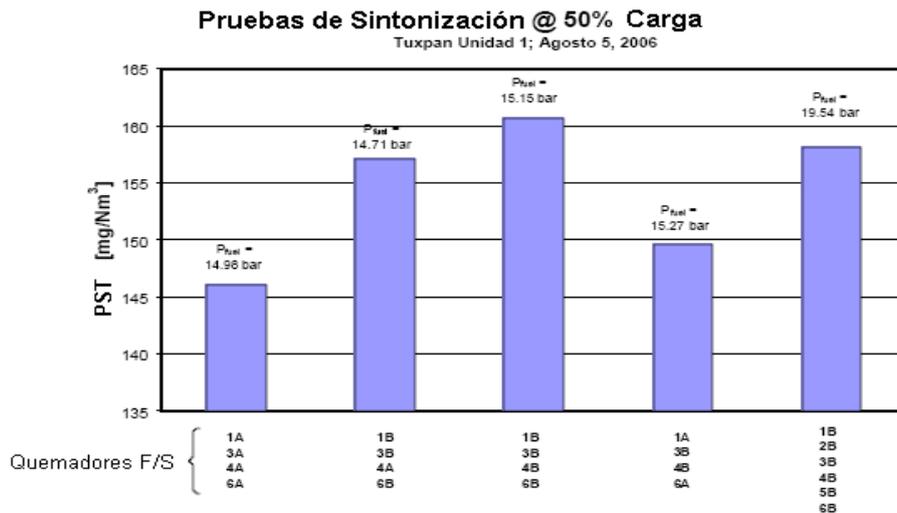


Figura 5.4. Pruebas de sintonización al 50% de carga.

En general, la línea base, la configuración con las celdas 1-A, 3-A, 4-A y 6-A F/S es la mejor configuración de celdas F/S para una carga de 50 por ciento, debido a sus más bajas emisiones de PST y a las más altas temperaturas del vapor recalentado.

5.4 Pruebas paramétricas y construcción de la base datos.

Las pruebas paramétricas y factoriales se realizan para construir una base de datos, la cual relaciona el efecto de los parámetros de operación de la caldera (ajustes al control de la caldera) respecto de las emisiones y los parámetros de desempeño tales como las PST, NO_x, temperaturas de vapor, flujo de atemperación, y el régimen térmico de la unidad. Al desarrollar el plan de pruebas, es necesario considerar los siguientes factores importantes: la selección de los parámetros más importantes de operación, la secuencia de las pruebas, el número y rango para cada parámetro de prueba y las interdependencias entre los parámetros de prueba. Las pruebas paramétricas se realizan variando un parámetro a la vez, manteniendo fijos los parámetros restantes. Esta metodología sistemática provee información respecto del efecto de cada parámetro sobre las emisiones y el desempeño de la unidad, lo cual ayuda a comprender la compleja relación entre la caldera y sus parámetros de ajuste y entre las emisiones y el régimen térmico de la unidad. Las pruebas factoriales se realizan probando de manera simultánea dos o más parámetros interrelacionados para explorar la interdependencia entre estos parámetros.

5.4.1 Desarrollo

Se realizaron las pruebas paramétricas a condiciones de operación de 100, 75 y 50 por ciento de carga. Todas las pruebas se realizaron con combustóleo nacional. Sin embargo, a partir de un reporte otorgado por CTPALM para el análisis, se deduce que la calidad del combustible es variable. Un análisis de los datos del combustible para el periodo del año 2006 indica que la variabilidad de la viscosidad del combustible es lo suficientemente significativa

para afectar la temperatura de atomización recomendada que el laboratorio químico de la planta sugiere al departamento de operación con base en la viscosidad de atomización de 17.5 cSt. En general, los aceites pesados de combustible se calientan a una viscosidad de entre 1,000 a 2,000 cSt para bombeo y de 15 a 30 cSt para atomización. En la unidad 1 se usa un nivel de viscosidad de 17.5 cSt, debido al diseño particular de sus fichas de atomización.

La figura 5.5 muestra los resultados de realizar los cálculos con los valores de viscosidad extremos determinados del reporte del año 2006. Estos resultados se grafican en una gráfica logarítmica. Para el rango de variación de la viscosidad observada en 2006, la temperatura de atomización para lograr la viscosidad recomendada de 17.5 cSt podría variar de 119.9 a 125.1 °C.

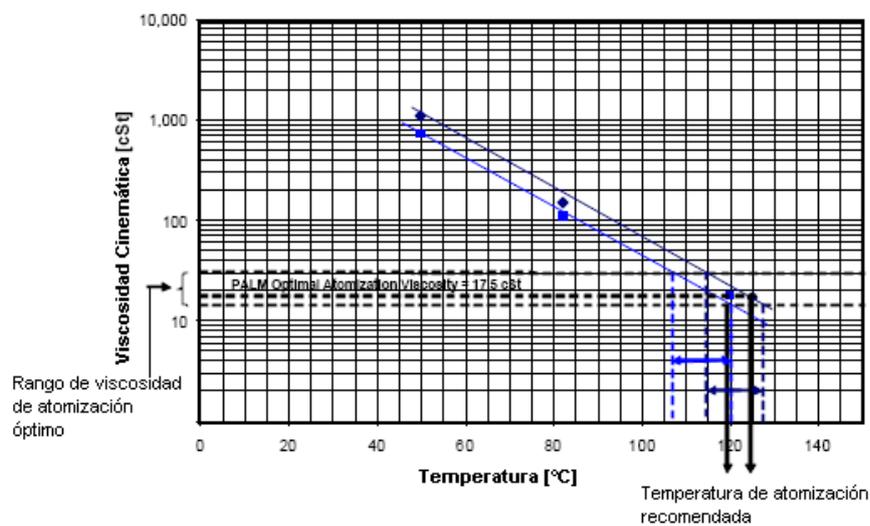


Figura 5.5. Determinación de la temperatura de atomización.

5.5 Resultado de las pruebas paramétricas al 50 por ciento de carga.

Las pruebas incluyeron combinaciones de exceso de O₂ y de los VRGs. Los parámetros de atomización (la temperatura del combustible y la presión del vapor de atomización) no se probaron a esta carga puesto que tales parámetros se probaron a carga completa y sus niveles óptimos determinados se mantendrán fijos en todo el rango de cargas.

En la tabla 5.1 se resumen las condiciones de operación de referencia típicas para una carga del 50 por ciento y la mejor configuración de los quemadores determinada, la cual incluye las celdas 1-A, 3-A, 4-A y 6-A F/S. Las condiciones de referencia para una carga del 50 por ciento se establecieron en aproximadamente: flujo de combustible a 43 m³/hr., el exceso de O₂ a 5.5 por ciento, la temperatura del combustible a 134 °C, la presión de atomización en 15 bar y el registro controlable de succión del VRG fuera de servicio. En la tabla se incluyen los valores de referencia para los siguientes parámetros: PST, NO_x y el CO. La temperatura del vapor principal tuvo aproximadamente el mismo valor de diseño, con una atomización de 34.3 ton/h, mientras que la

temperatura del vapor recalentado caliente bajó respecto al valor de diseño, alcanzado solo 524.5 °C, debido a la ausencia de gases de recirculación. Los valores de línea base promedio para las emisiones de PST y de NOx fue de aproximadamente 235 y 270 mg/Nm³ y ppm_v al 5 por ciento de O₂, respectivamente.

Parámetro	Valor
Potencia de la Unidad (MW)	174.7
Flujo de combustible (m ³ /hr)	42.9
Exceso de O ₂ promedio (%)	5.44
Temperatura del combustible (°C)	134.5
Presión de atomización (bar)	15.1
Flujo total de aire (ton/hr)	707.8
Flujo de vapor principal (ton/hr)	538.9
Temperatura del vapor principal (°C)	536.7
Temperatura del vapor recalentado (°C)	524.5
Flujo de atemperación al vapor principal (ton/hr)	34.3
Flujo de atemperación al vapor recalentado (ton/hr)	0.0
Temperatura gases salida del hogar (°C)	940.3
Temp. gases salida del precalentador (°C)	137.3
Promedio de PST (mg/Nm ³ corregidos al 5% de O ₂)	234.6
Promedio de NOx (ppm _v corregidos al 5% de O ₂)	270.1
Promedio de SO ₂ (ppm _v)	1,868.7
Promedio de CO (ppm _v)	67.7

Tabla 5.3. Condiciones de operación al 50% de carga.

Las conclusiones a partir de los resultados observados son: la correlación entre la medición de exceso de oxígeno de la central y el flujo de aire es muy buena, lo cual válida el uso de estas sondas para medir el exceso de aire en el proceso de combustión. Además, esta correlación se puede usar para ajustar el flujo de aire deseado para el valor óptimo recomendado de exceso de O₂ en búsqueda de un nivel PST objetivo, el cual puede variar un poco debido a la estratificación de la combustión.

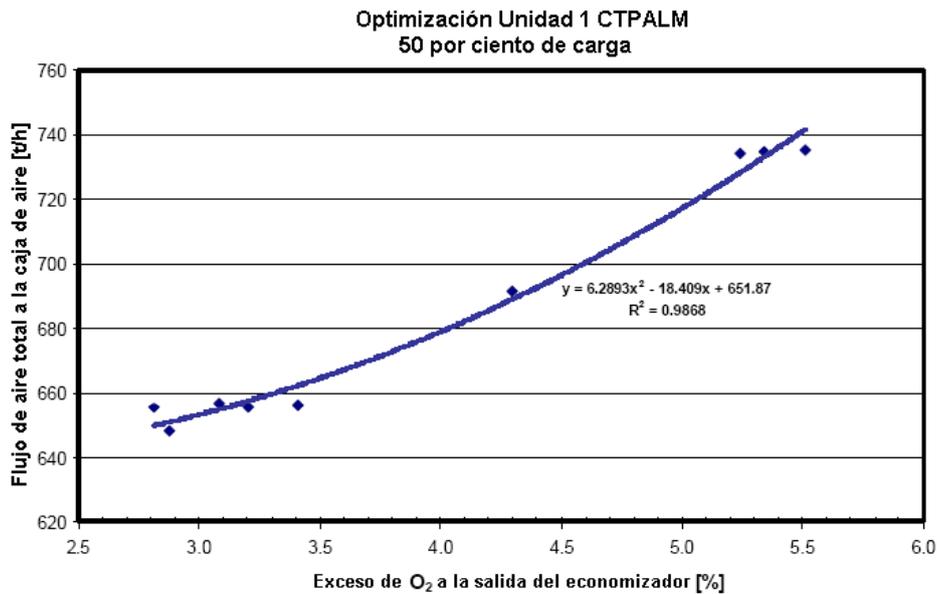


Figura 5.6. Exceso de O₂ vs. Flujo total de aire

La figura 5.7 muestra las emisiones para PST en función del exceso de O₂ a la salida del economizador. En la figura se muestran dos conjuntos de datos, el primero de ellos se tomó con los quemadores sucios, cuando la presión del combustible se incrementó a 18.5 bar. El segundo grupo corresponde a quemadores limpios, después de limpiar los quemadores, la presión del combustible se redujo a 15.4 bar. La tendencia en ambos casos es similar, sin embargo, muestra que conforme los quemadores se ensucian, la curva PST vs. Exceso de O₂, se desplaza a la derecha y se requieren mayores niveles de aire para operar en el doble de la curva y evitar que las emisiones de PST se disparen por arriba del límite ambiental. Con base en el impacto que el grado de ensuciamiento de los quemadores tiene sobre los parámetros importantes para la optimización de la combustión (las emisiones y el desempeño) se hizo una corrección (con base en la presión del combustible), para expresar la relación entre los parámetros de ajuste de control de la caldera y los parámetros dependientes.

Las graficas que se muestran posteriormente, corresponden a la condición de quemadores limpios. La figura 5.8 muestra como las emisiones se redujeron conforme el nivel de exceso de aire se redujo. La tendencia muestra que para una carga de 50 por ciento, las emisiones de NO_x disminuyen en aproximadamente 35 ppm_v para una reducción del 1 por ciento en la concentración promedio de O₂ a la salida del economizador.

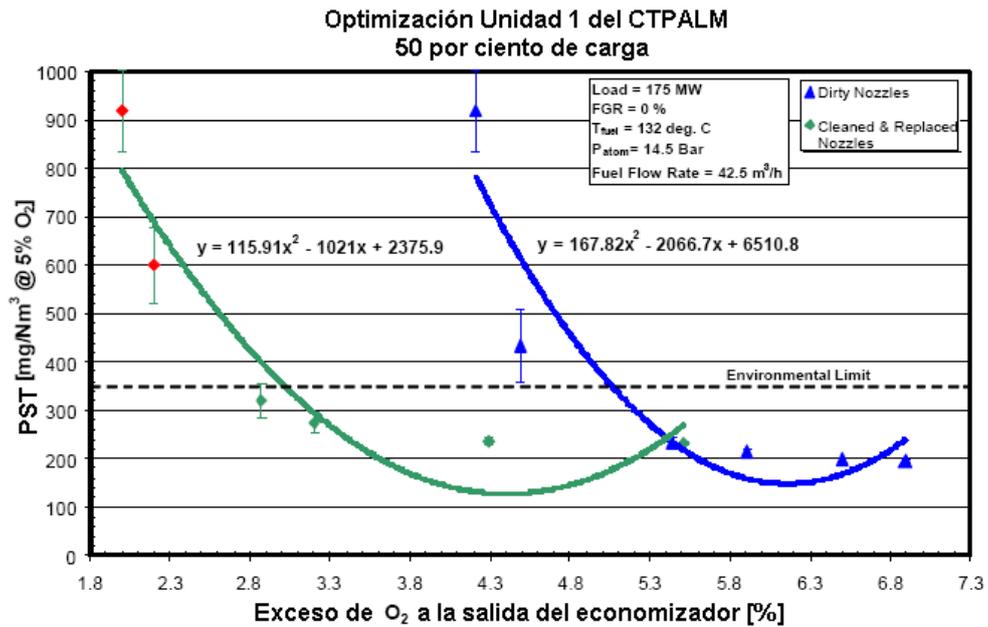


Figura 5.7. PST vs. Exceso de O₂ a la salida del economizador.

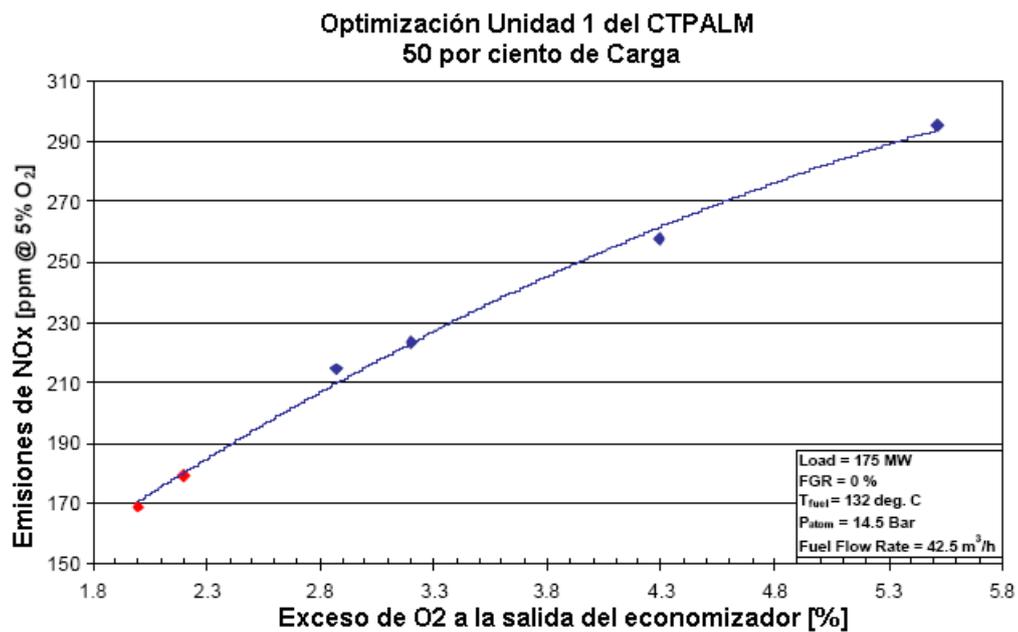


Figura 5.8. Emisiones de NO_x vs. Exceso de O₂ salida economizador.

Las figuras 5.9 y 5.10 muestran la repercusión del exceso de O₂ sobre la necesidad de flujo de atemperación del vapor principal y los efectos en la temperatura del vapor recalentado caliente, respectivamente. La temperatura del vapor principal se controla bien con el flujo automático de atemperación al vapor principal, manteniendo el nivel de temperatura en un valor cercano al punto de ajuste de 538 °C. La temperatura del vapor recalentado caliente se controla de manera manual con el flujo de atemperación del recalentado.

Durante las pruebas se encontró que es complicado controlar la temperatura del vapor recalentado caliente, esto debido principalmente a las condiciones de mantenimiento de sus válvulas de atemperación. Debido a lo anterior, todos los datos aquí reportados de la temperatura del vapor recalentado caliente solo se refieren al lado A. El efecto del exceso de O₂ sobre la atemperación al vapor principal es un incremento del flujo de 25 ton/hr.

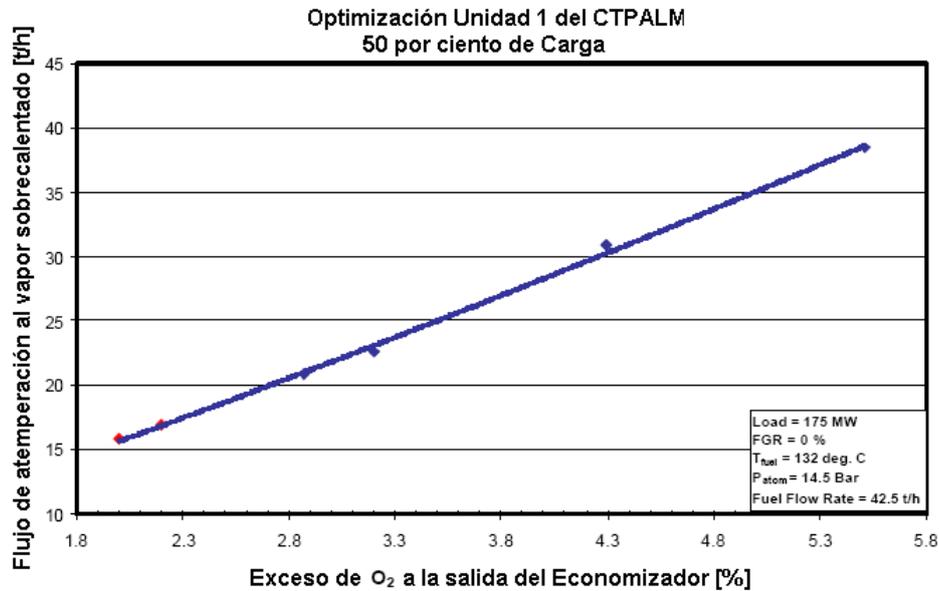


Figura 5.9. Flujo de atemperación vs. Exceso de O₂.

La figura 5.10 muestra el efecto del exceso de O₂ sobre la temperatura del vapor recalentado caliente; indica la correspondencia que existe entre el exceso de O₂ y la temperatura del vapor recalentado, aproximadamente un incremento de 0.6 °C en la temperatura del recalentado caliente para 0.1 por ciento de incremento en el O₂, al 50 por ciento de carga.

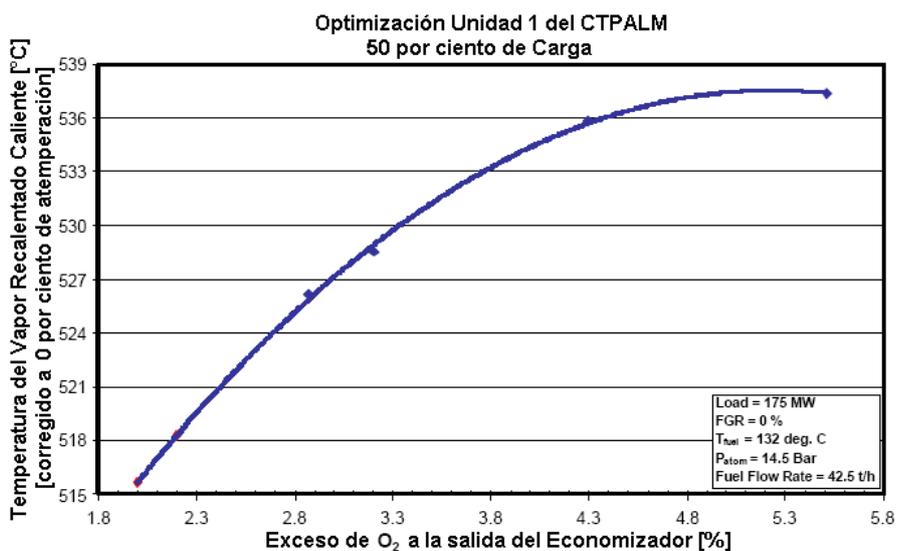


Figura 5.10. Temperatura vapor recalentado vs. Exceso de O₂.

En la figura 5.11 muestra que las emisiones de PST se incrementan en un 65 por ciento para un incremento de los gases de salida de 0 a 100 por ciento.

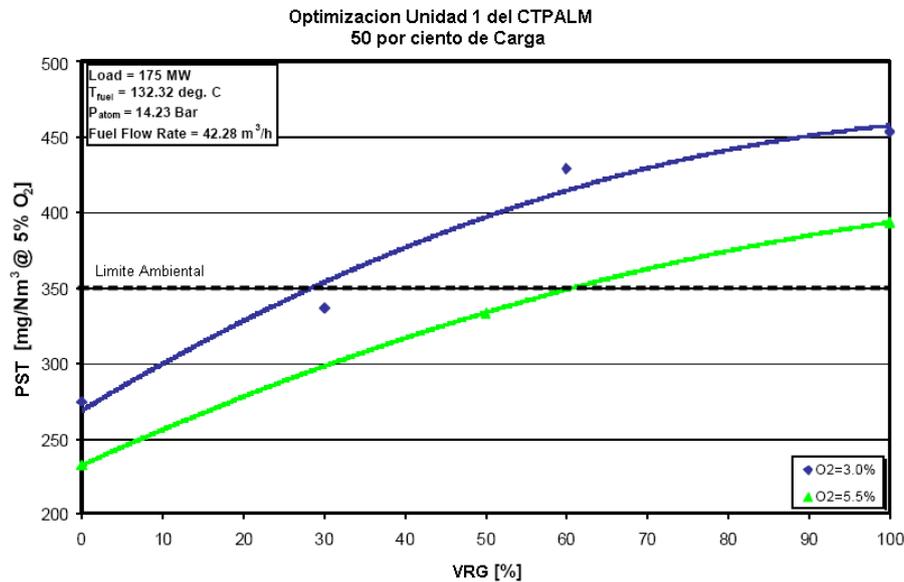


Figura 5.11. PST vs. VRGs

El impacto de los gases de recirculación sobre los NO_x es de segundo orden, representando aproximadamente un incremento del 10 por ciento para el rango incrementado de los gases de recirculación del 1 al 100 por ciento. Los gases de recirculación tienen un gran impacto en las temperaturas de vapor. La incorporación de los VRG en el diseño de la caldera es con el propósito de incrementar las temperaturas del vapor cuando la caldera opera a carga parcial. Para el 50 por ciento de carga, la atemperación al vapor principal se incrementa en el rango de 40 al 90 por ciento para el rango completo de los VRG, mientras que las temperaturas del vapor recalentado caliente son de 3 a 8 °C.

Finalmente, de manera complementaria, las emisiones de SO₂ medidas durante el periodo de pruebas correspondientes al 50 por ciento de carga se presentan en la figura 5.15. Las emisiones se reportan con respecto a una base sin corrección. El rango de las emisiones de SO₂ expresadas en términos de una desviación estándar de ± 1 fue de 1,840.23 \pm 122.26 ppm_v.

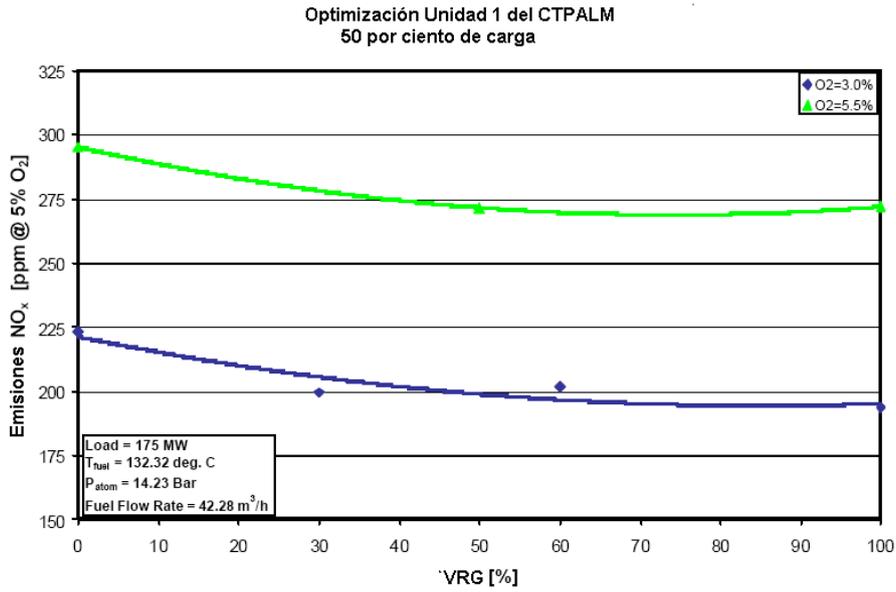


Figura 5.12. NO_x vs. VRGs

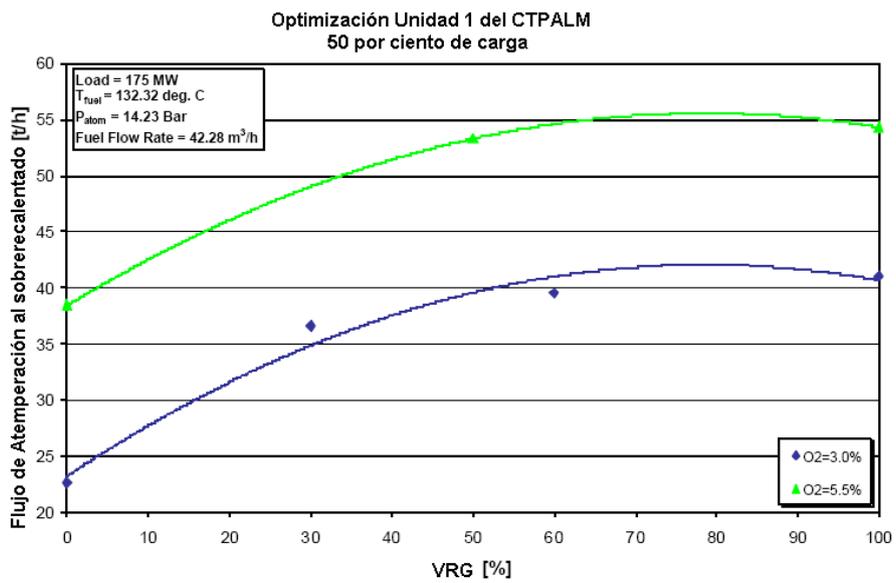


Figura 5.13. Flujo de atemperación al sobrecalentador vs. VRGs

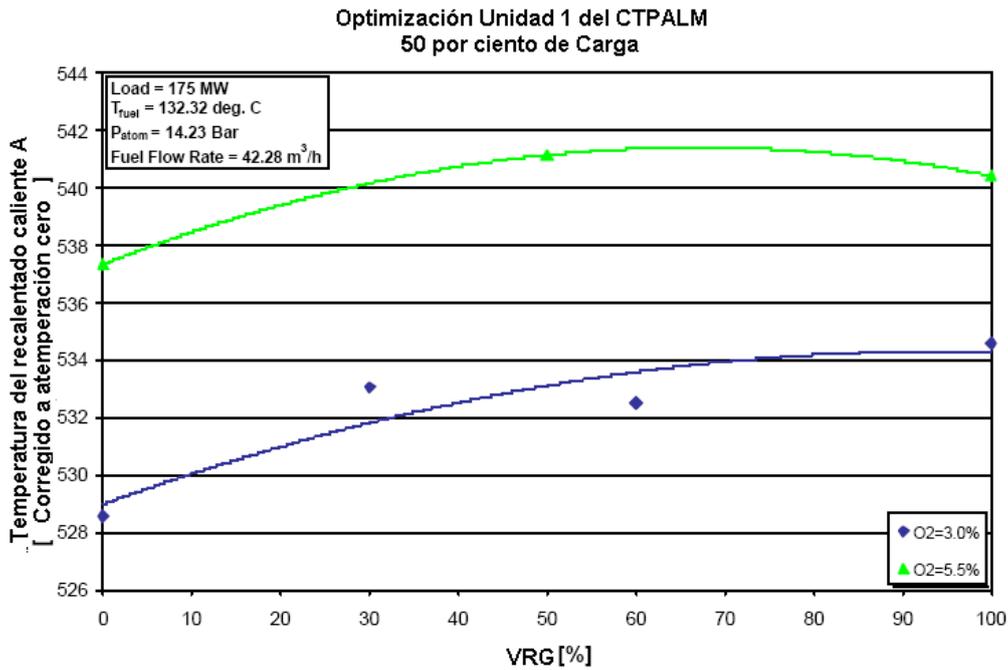


Figura 5.14. Temperatura vapor recalentado vs. VRGs.

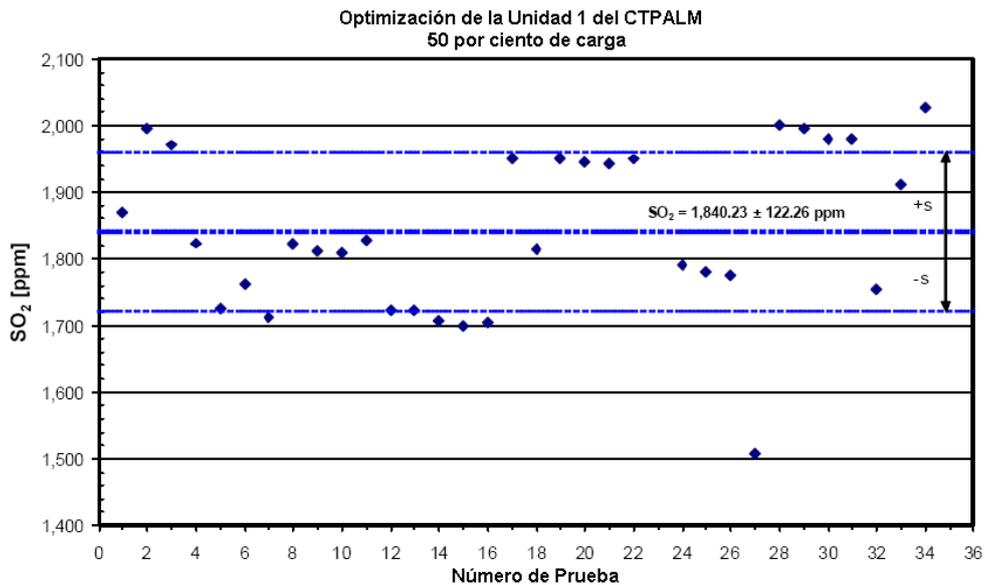


Figura 5.15. Emisiones de SO₂.

5.6 Resultados de las pruebas paramétricas al 75 por ciento de carga.

Al igual que para las pruebas al 50 por ciento de carga, las pruebas al 75 por ciento incluyen combinaciones de exceso de O₂ y de VRG. Los parámetros de atomización no se probaron a esta carga.

Las condiciones de referencia para la operación típica se resumen en la tabla 5.2 para una carga al 75 por ciento, también se incluye la mejor configuración determinada para los quemadores, la cual incluye las celdas 4-A y 6-A. Los

valores promedio de la línea base para las emisiones de PST y Nox fueron de 299 y 267 mg/Nm³ y ppm_v, al 5 por ciento de O₂, respectivamente.

Parámetro	Valor
Potencia de la Unidad (MW)	256.7
Flujo de combustible (m ³ /hr)	61.6
Exceso de O ₂ promedio (%)	2.54
Temperatura del combustible (°C)	129.3
Presión de atomización (bar)	15.0
Flujo total de aire (ton/hr)	917.0
Flujo de vapor principal (ton/hr)	811.2
Temperatura del vapor principal (°C)	539.5
Temperatura del vapor recalentado (°C)	523.8
Flujo de atemperación al vapor principal (ton/hr)	20.4
Flujo de atemperación al vapor recalentado (ton/hr)	0.0
Temperatura gases salida del hogar (°C)	1,096
Temp. gases salida del precalentador (°C)	147.4
Promedio de PST (mg/Nm ³ corregidos al 5% de O ₂)	299.0
Promedio de NOx (ppm _v corregidos al 5% de O ₂)	266.8
Promedio de SO ₂ (ppm _v)	2,103.2
Promedio de CO (ppm _v)	74.5

Tabla 5.4. Condiciones de operación al 75% de carga

La figura 5.16 muestra la gráfica del exceso de O₂ como una función del flujo total de aire durante la secuencia de pruebas, la correlación entre estos dos parámetros es muy buena, lo cual nos permite validar el uso de este analizador para el seguimiento del exceso de aire en el proceso de la combustión y, una vez más, usar esta relación para ajustar el nivel de flujo de aire con el propósito de lograr un nivel óptimo recomendado de exceso de O₂ para lograr un valor de PST objetivo.

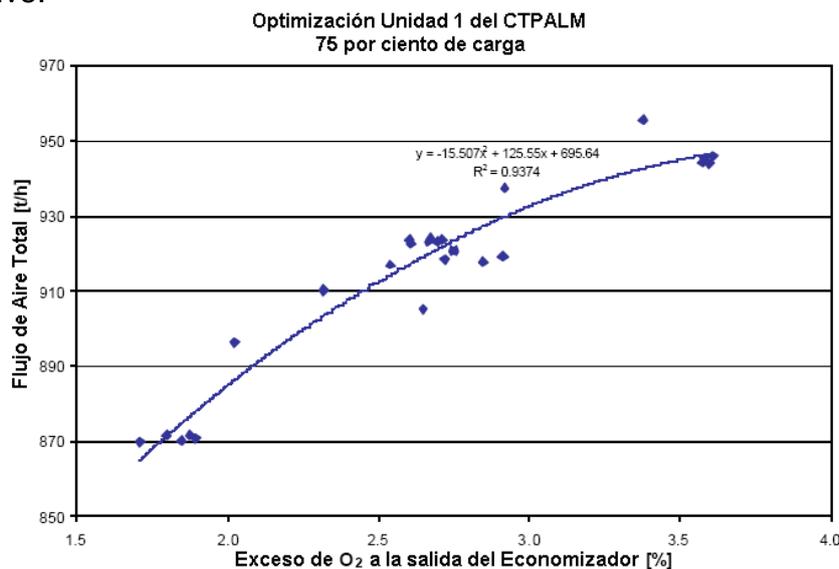


Figura 5.16. Exceso de O₂ vs. Flujo total de aire.

La figura 5.17 muestra las emisiones de PST como una función del exceso de O_2 en el economizador a 75 por ciento de carga. Los datos se corrigieron para corresponder a una condición de las fichas de los quemadores “limpias”, la cual corresponde a una presión del combustible de 18.9 bar. Esta curva tiene la forma esperada con una operación en condiciones de línea base con niveles de emisiones menores del límite ambiental. Se debe observar el alto margen de error asociado con los altos niveles de emisiones de PST, en comparación a los bajos valores de emisiones de PST.

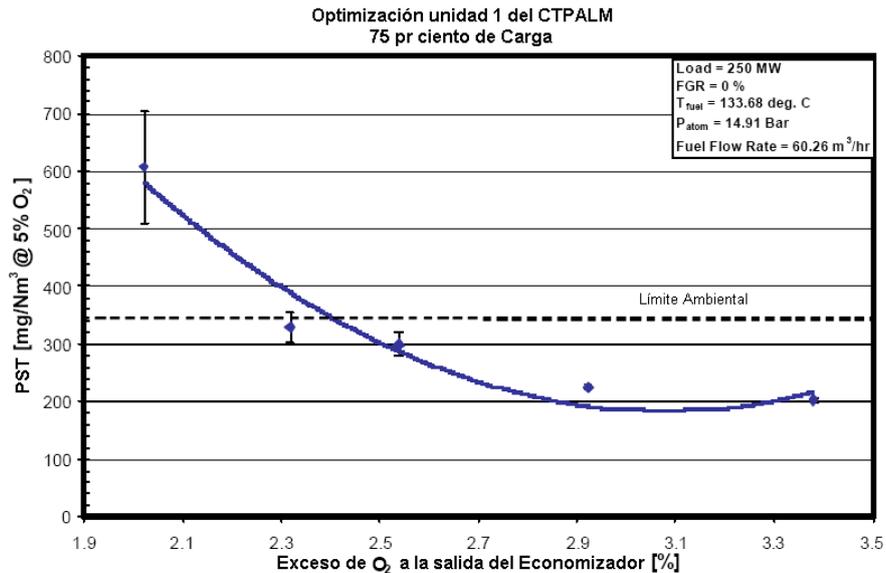


Figura 5.17. PST vs. Exceso de O_2 .

La figura 5.18 muestra la tendencia de las emisiones de NO_x con respecto al exceso de O_2 , la cual es como se esperaba. Esta tendencia muestra que a 75 por ciento de carga, las emisiones de NO_x bajaron aproximadamente 33 ppm_v para una disminución del 1 por ciento en promedio del exceso de O_2 a la salida del economizador.

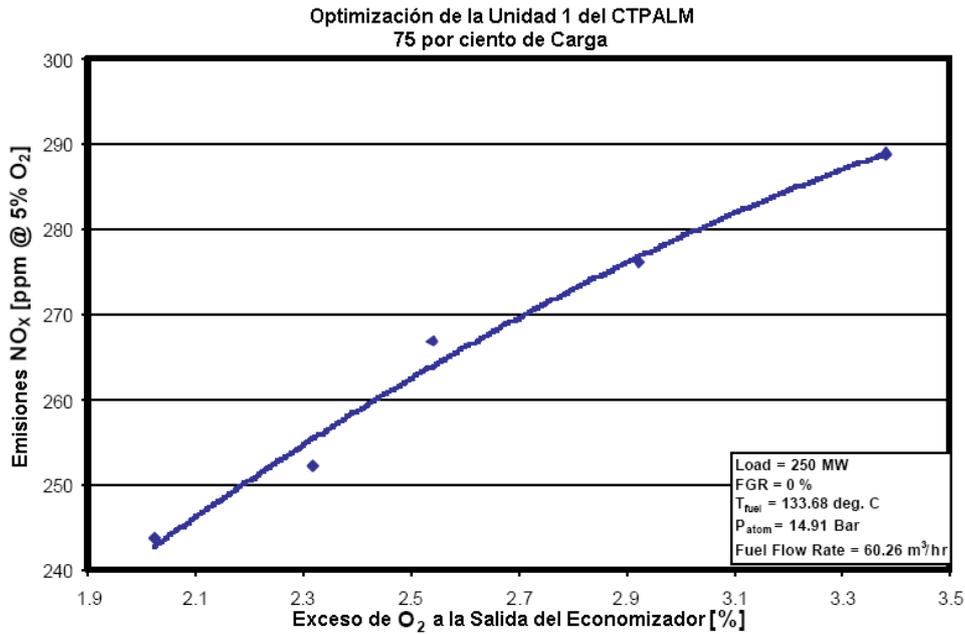


Figura 5.18. NO_x vs. Exceso de O₂.

Las figuras 5.19 y 5.20 muestran el impacto del exceso de O₂ sobre el flujo de atemperación al vapor principal y la temperatura del recalentado caliente, respectivamente. La figura 5.19 muestra cambios del exceso de O₂ y los efectos en la atemperación del vapor principal, el resultado es un incremento del flujo de atemperación de 15 ton/hr.

El efecto del exceso de O₂ sobre la temperatura del vapor recalentado caliente mostrado en la figura 5.20, indica una correspondencia de 0.8 °C en la temperatura del recalentado caliente, por 0.1 por ciento de incremento en el O₂.

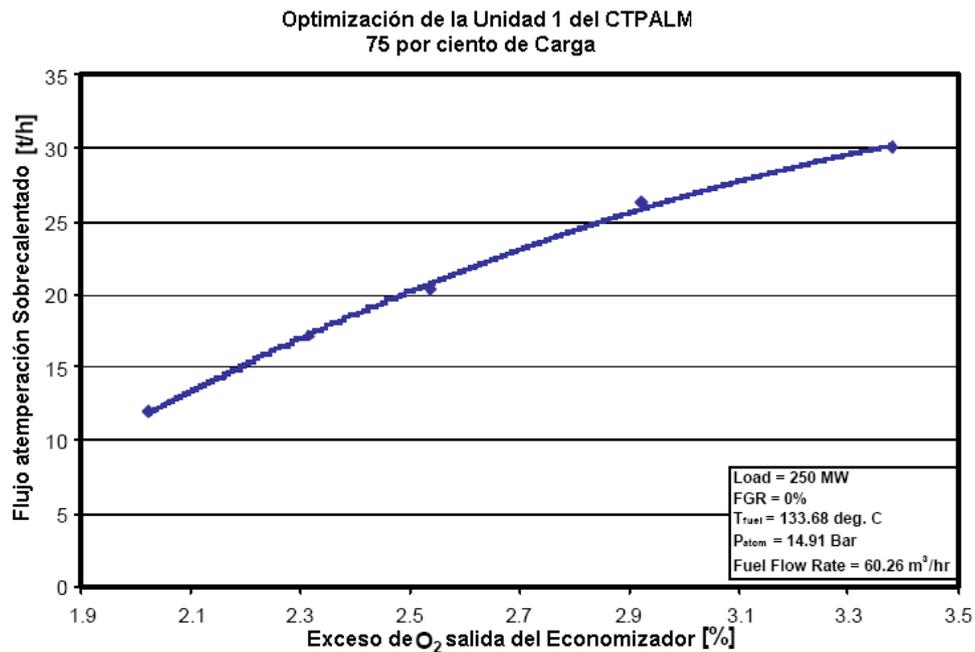


Figura 5.19. Flujo de atemperación sobrecalentado vs. Exceso de O₂.

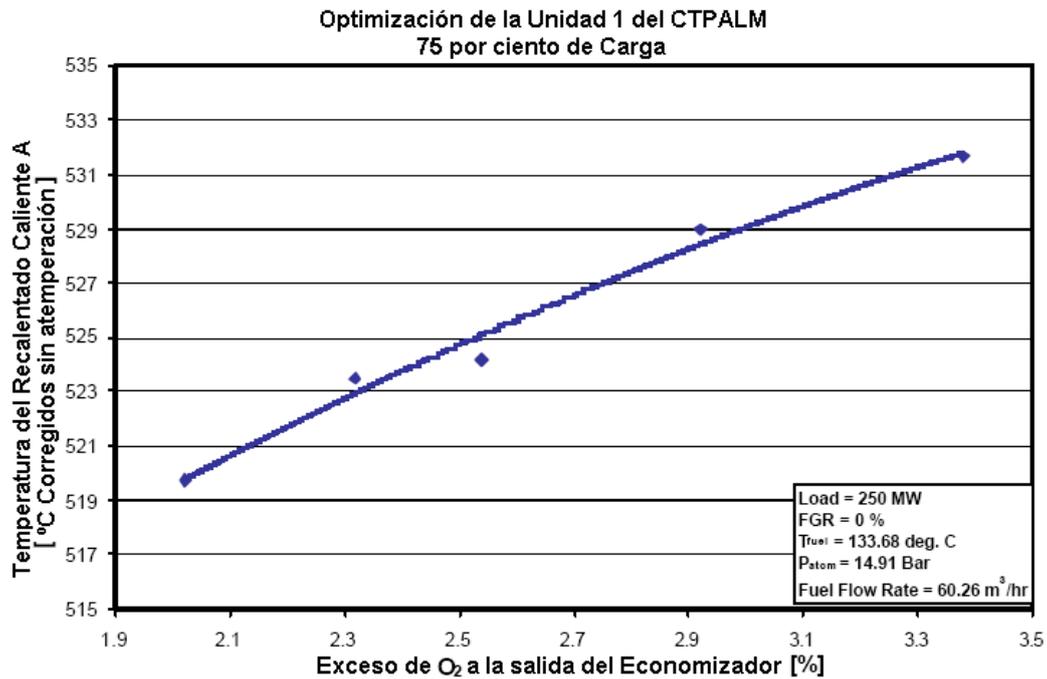


Figura 5.20. Temperatura vapor recalentado vs. Exceso de O₂.

El efecto del exceso de O₂ sobre las emisiones de CO para el rango de exceso de exceso usado en las pruebas al 75 por ciento de carga fue más significativo que en las pruebas al 50 por ciento de carga, lo cual resultó en emisiones de CO sobre 100 ppm_v para niveles de exceso de O₂ por debajo de 2.2 por ciento.

Los resultados respecto de las PST, NO_x, flujo de atemperación del vapor principal y temperatura del vapor recalentado caliente, se muestran en la las siguientes figuras. La figura 5.21 muestra, que las emisiones de PST se aumentan un 20 por ciento, al incrementar el flujo de los VRG desde 0 hasta el 100 por ciento.

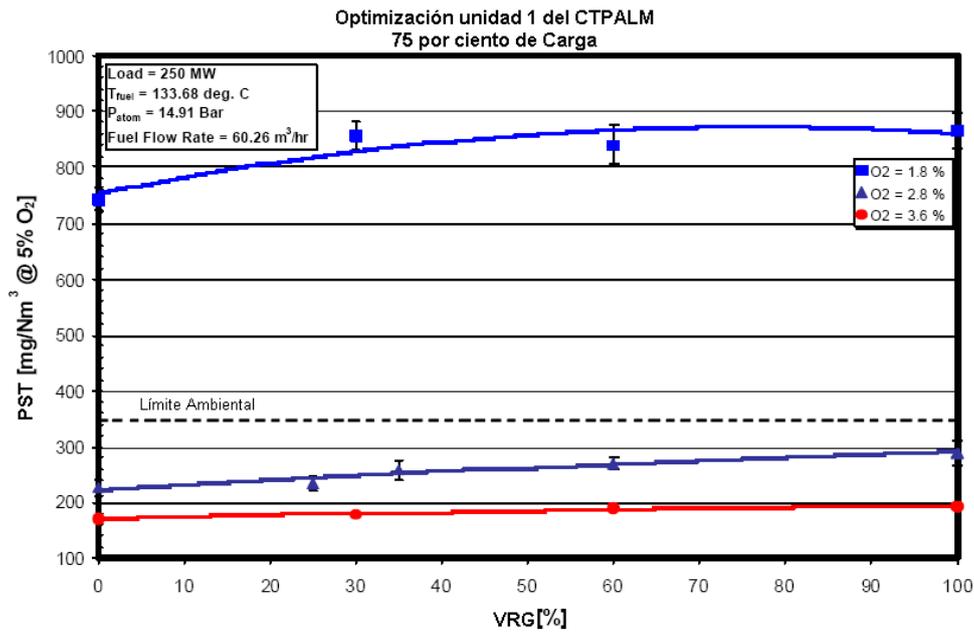


Figura 5.21. PST vs. VRGs.

El impacto de los VRGs sobre los NO_x es de segundo orden, variando de un 5 a 10 por ciento para el rango del 0 al 100 por ciento de los VRGs. Los VRGs tienen un gran impacto sobre la temperatura de vapor al 75 por ciento de carga, de la misma manera que al 50 por ciento de carga. El rango de incrementos de la atemperación al vapor principal puede ser del 100 por ciento, para el rango total de los VRGs al 75 por ciento de carga. El rango de incremento de la temperatura del recalentado caliente es de 14 a 18 °C para el rango completo de los VRGs al 75 por ciento de carga.

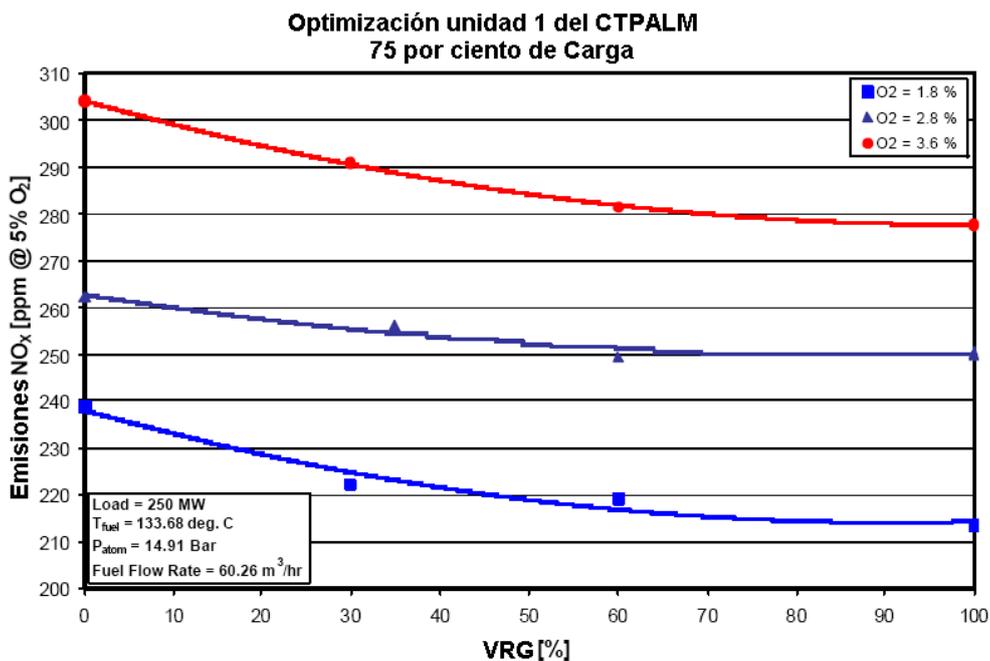


Figura 5.22. NOx vs. VRGs.

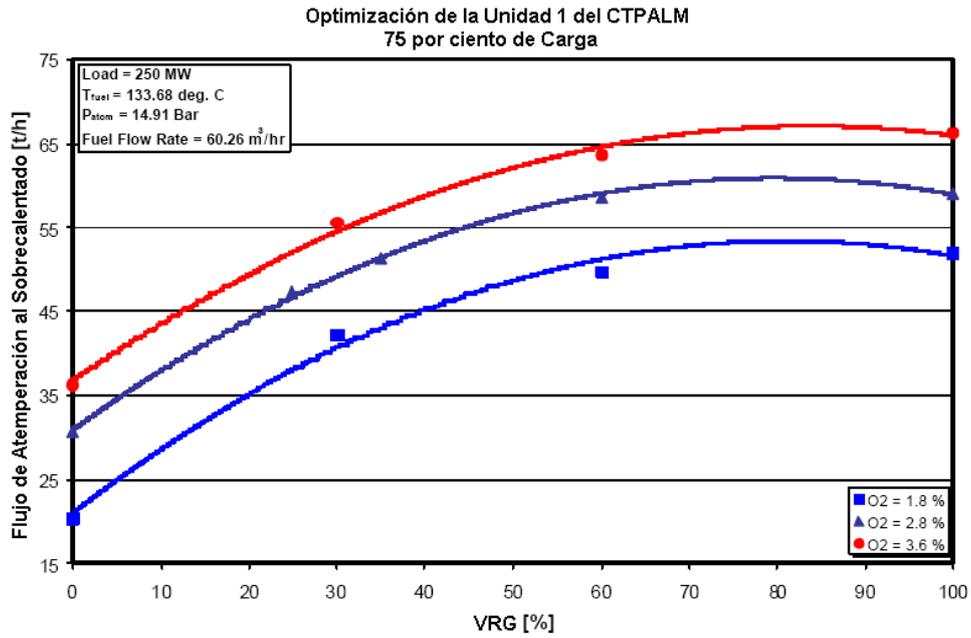


Figura 5.23. Flujo atemperación sobrecalentado vs. VRGs.

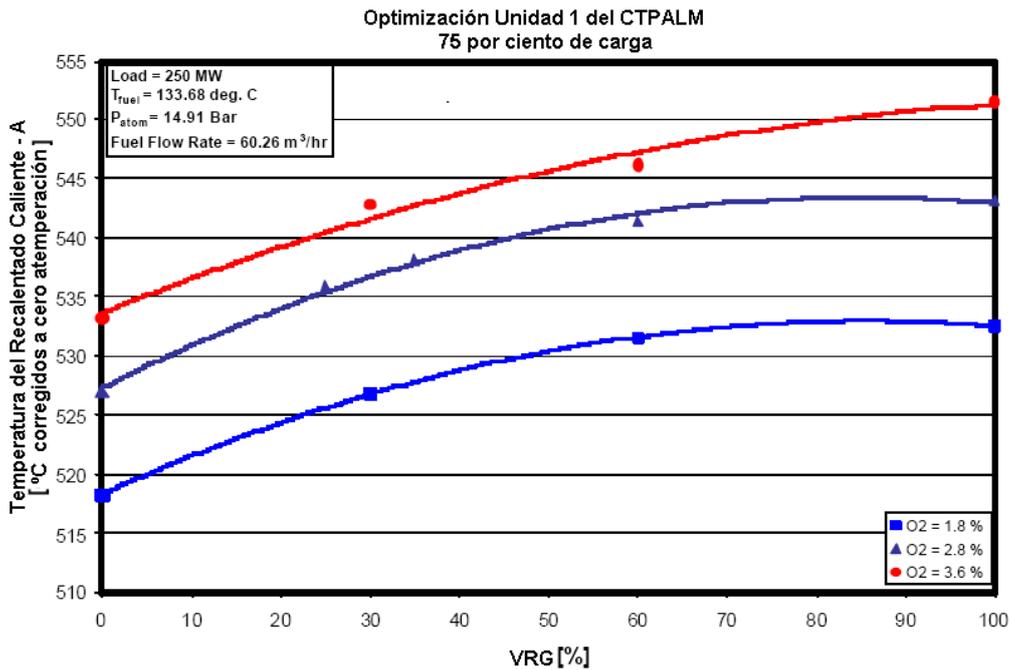


Figura 5.24. Temperatura vapor recalentado vs. VRGs.

Finalmente, para completar los resultados, las emisiones de SO_2 medidas durante el periodo de pruebas se muestran en la figura 5.25. El rango de emisiones de SO_2 se expresa en términos de \pm una desviación estándar fue de $2,073.82 \pm 61.04 \text{ ppm}_v$.

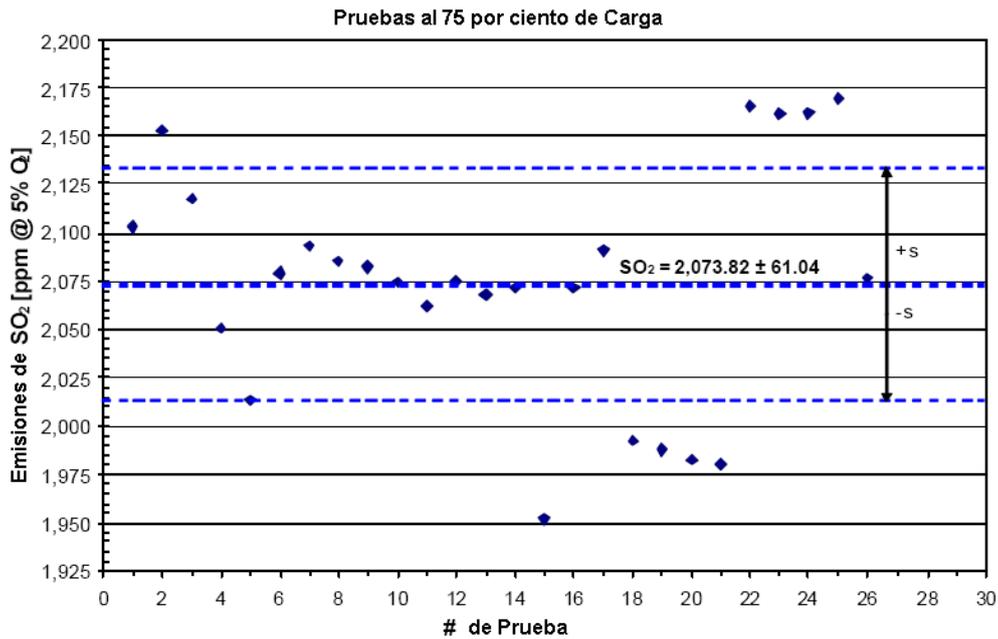


Figura 5.25. Emisiones de SO₂.

5.7 Resultado de las pruebas paramétricas al 100 por ciento de carga.

Estas pruebas incluyen combinaciones de exceso de O₂, temperatura y presión de atomización del combustible. No se realizaron pruebas con los registros VRGs a carga completa, puesto que a carga completa no se manipulan los registros de recirculación de gases. Sin embargo, se probó la sensibilidad de las compuertas de descarga modulando la apertura de los VRGs sobre las PST y los otros parámetros de interés, puesto que se observó que se pueden reducir las partículas, operando con estas compuertas cerradas (lados A y B). Aunque, esta no es la práctica común.

En la tabla 5.3 se resumen las condiciones de operación de referencia típicas para el 100 por ciento de carga.

Parámetro	Valor
Potencia de la unidad (MW)	341.3
Flujo de combustible (m ³ /hr)	79.4
Exceso de O ₂ promedio (%)	1.19
Temperatura del combustible (°C)	131.2
Presión de atomización (bar)	15.0
Flujo total de aire (ton/hr)	1,126.1
Flujo de vapor principal (ton/hr)	1,117.0
Temperatura del vapor principal (°C)	539.3
Temperatura del vapor recalentado (°C)	530.1
Flujo de atemperación al vapor principal (ton/hr)	6.4
Flujo de atemperación al vapor recalentado (ton/hr)	0.0
Temperatura gases salida del hogar (°C)	1,120.8
Temp. gases salida del precalentador (°C)	152.5
Promedio de PST (mg/Nm ³ corregidos al 5% de O ₂)	313.3
Promedio de NO _x (ppm _v corregidos al 5% de O ₂)	324.8
Promedio de SO ₂ (ppm _v)	2,248.1
Promedio de CO (ppm _v)	71.9

Tabla 5.5. Condiciones de operación al 100% de carga

Las pruebas paramétricas se realizaron a aproximadamente 340 MW con todas las celdas de combustión E/S. Las pruebas iniciales al 100 por ciento de carga investigaron el efecto de diferentes niveles de O₂ sobre las emisiones de PST y de NO_x, así como las temperaturas y las atemperaciones al vapor.

La figura 5.26 muestra dos series de pruebas realizadas con las compuertas de descarga de los VRGs (lado A y B) abiertas y cerradas a diferentes niveles de exceso de O₂ a la salida del economizador. La diferencia promedio en emisiones de PST entre las condiciones de las compuertas de los VRGs abiertas y cerradas es de aproximadamente 40 mg/Nm³, suficientemente significativo para considerar una operación modificada con las compuertas fuera de servicio. Obviamente, la manipulación de esta compuerta modifica los otros parámetros de interés como lo muestra la Figura 5.27 para el caso de las emisiones NO_x.

La figura 5.28 muestra la gráfica indicando el exceso de O₂ a la salida del economizador para una carga completa, como una función de los niveles de flujo de aire total probado durante las secuencias de pruebas para el O₂. Al 100 por ciento de carga, la correlación entre la indicación del exceso de O₂ y el flujo de aire, es excelente, validando el uso de este instrumento para dar seguimiento a la cantidad de exceso de O₂ en el proceso de la combustión, y el uso de esta relación sobre el rango de carga para un nivel de flujo de aire que avale el valor óptimo recomendado de exceso de O₂ para lograr las PST objetivo.

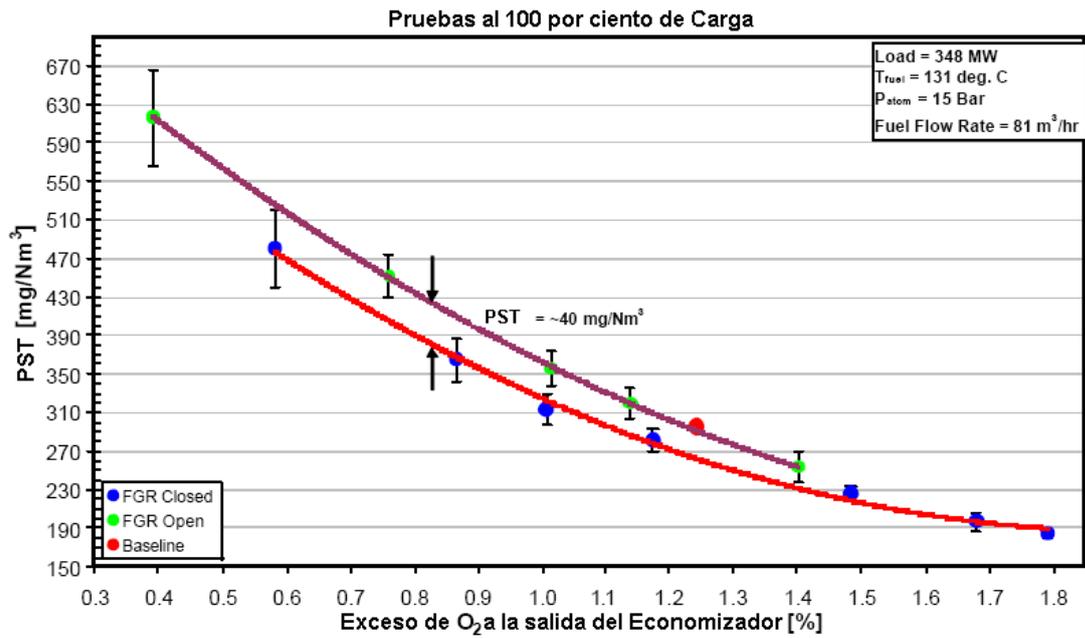


Figura 5.26. Efecto de la succión de VRGs sobre las emisiones de PST.

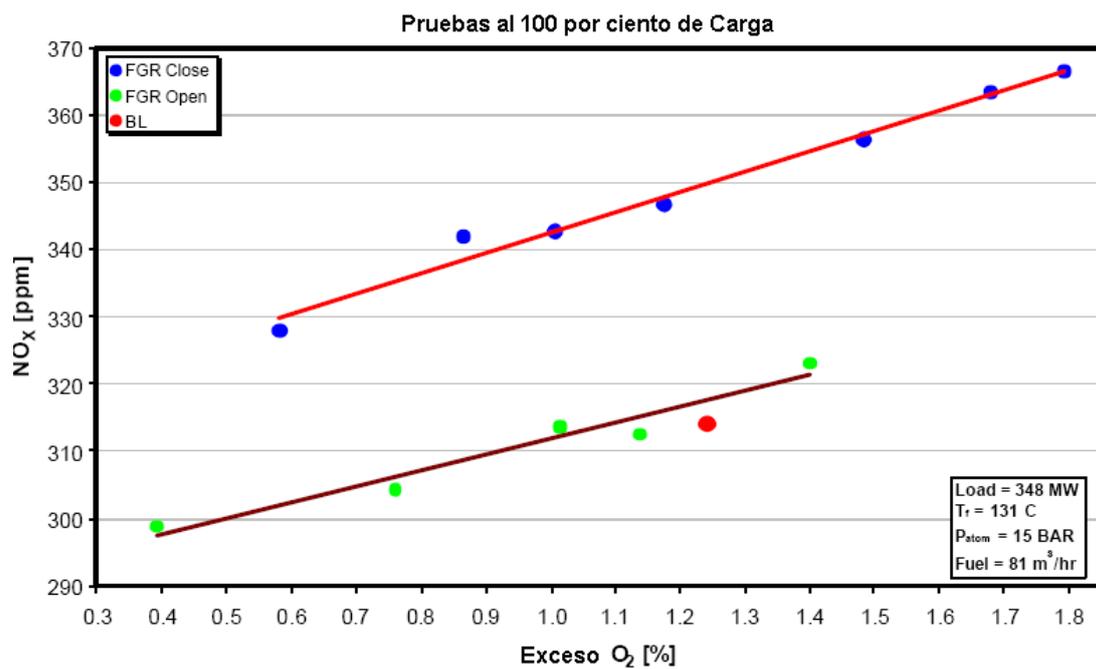


Figura 5.27. Efecto de la succión de VRGs sobre las emisiones de NO_x.

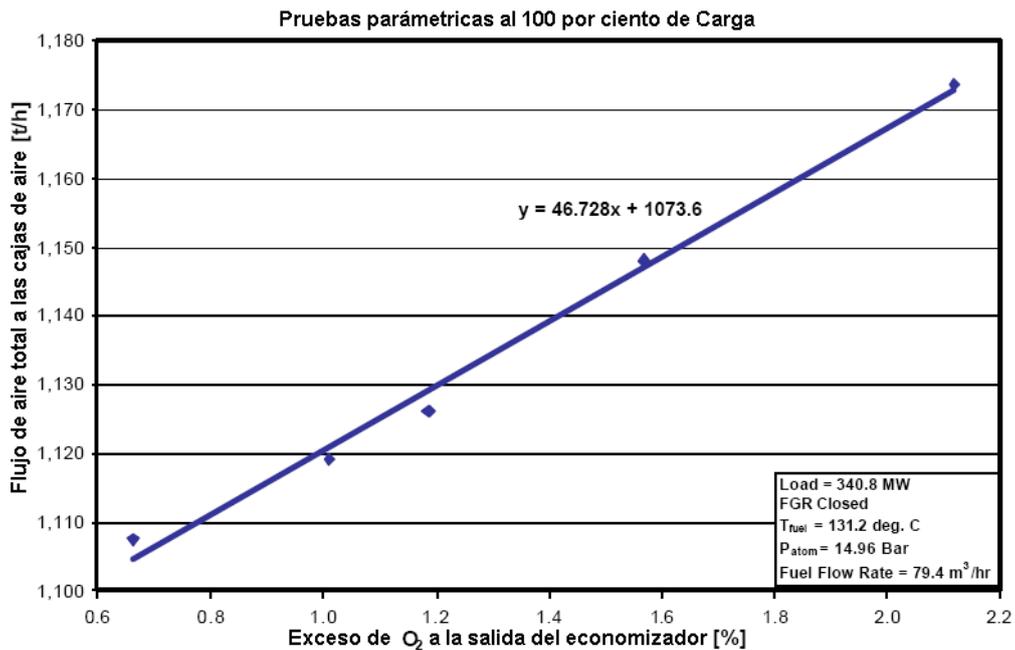


Figura 5.28. Exceso de O₂ vs. Flujo total de aire.

Las figuras 5.29 y 5.30 muestran las emisiones de PST y de NO_x como una función del O₂ en el economizador a carga completa. Los datos mostrados en las figuras subsecuentes son con las compuertas, fuera de servicio. Las gráficas en ambas figuras tienen la tendencia esperada, operando a condiciones de línea base de 1.2 por ciento de O₂ por debajo de los límites ambientales respectivos. El límite ambiental para las PST se excede a carga completa en el nivel de exceso de O₂ por abajo de 0.9 por ciento. El cambio en la curva PST vs. O₂ bajo condiciones limpias no está bien definido y se puede determinar que ocurre a aproximadamente 1.3 por ciento de exceso de O₂. La tendencia en las emisiones de NO_x indica que a 100 por ciento de carga, las emisiones de NO_x disminuyen en aproximadamente 38 ppm_v para una reducción del 1 por ciento en la concentración promedio de O₂ a la salida del economizador.

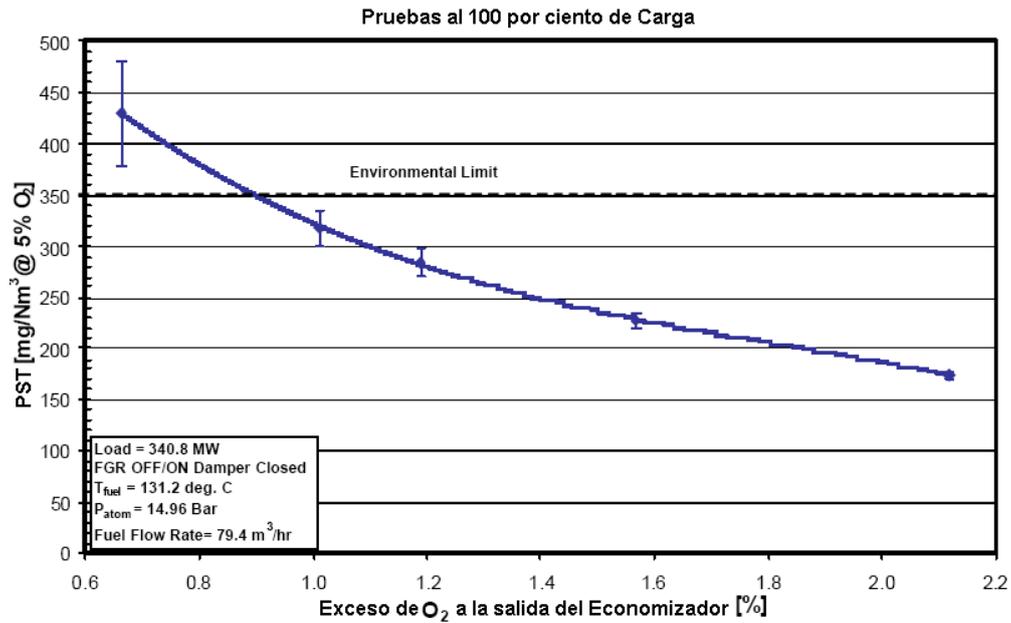


Figura 5.29. PST vs. Exceso de O₂.

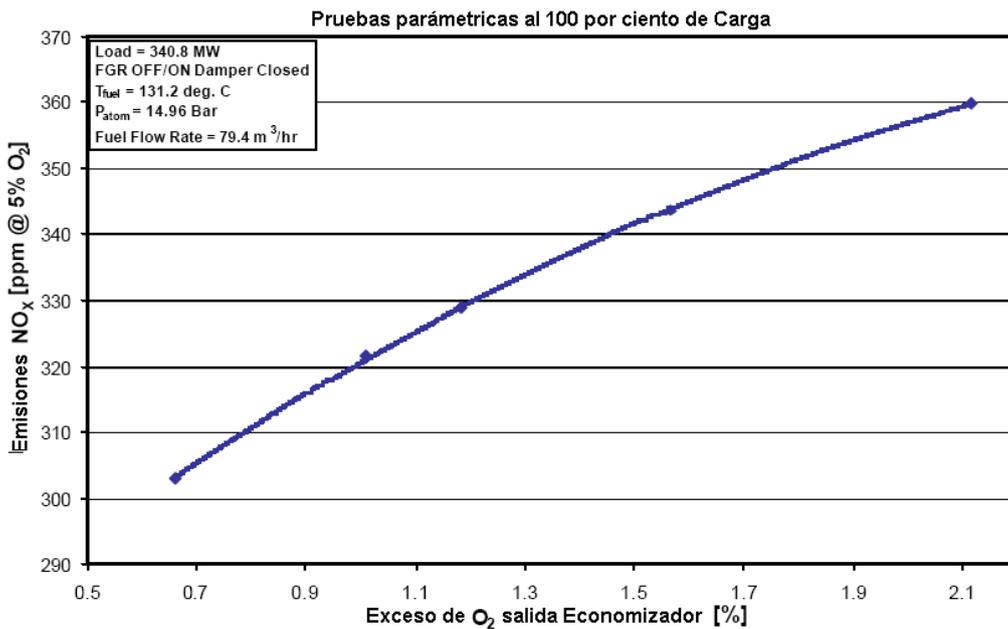


Figura 5.30. NO_x vs. Exceso de O₂.

Las figuras 5.31 y 5.32 muestran el impacto del exceso de O₂ sobre el flujo de atemperación al vapor principal y a la temperatura del recalentado caliente respectivamente.

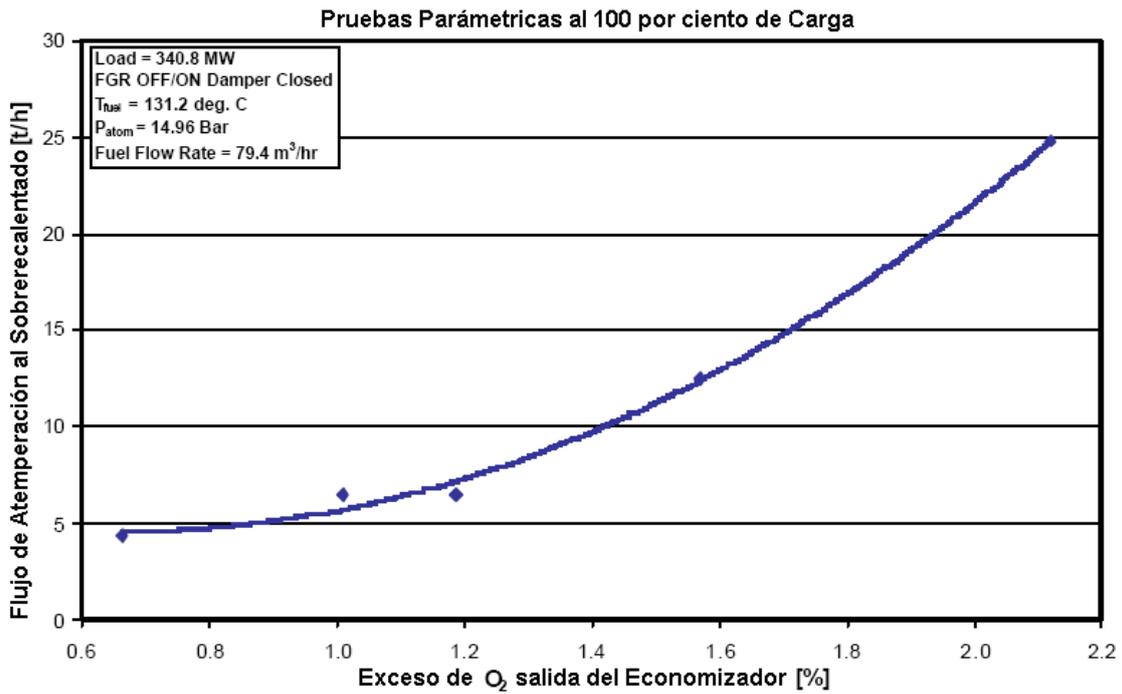


Figura 5.31. Flujo atemperación sobrecalentado vs. Exceso de O₂.

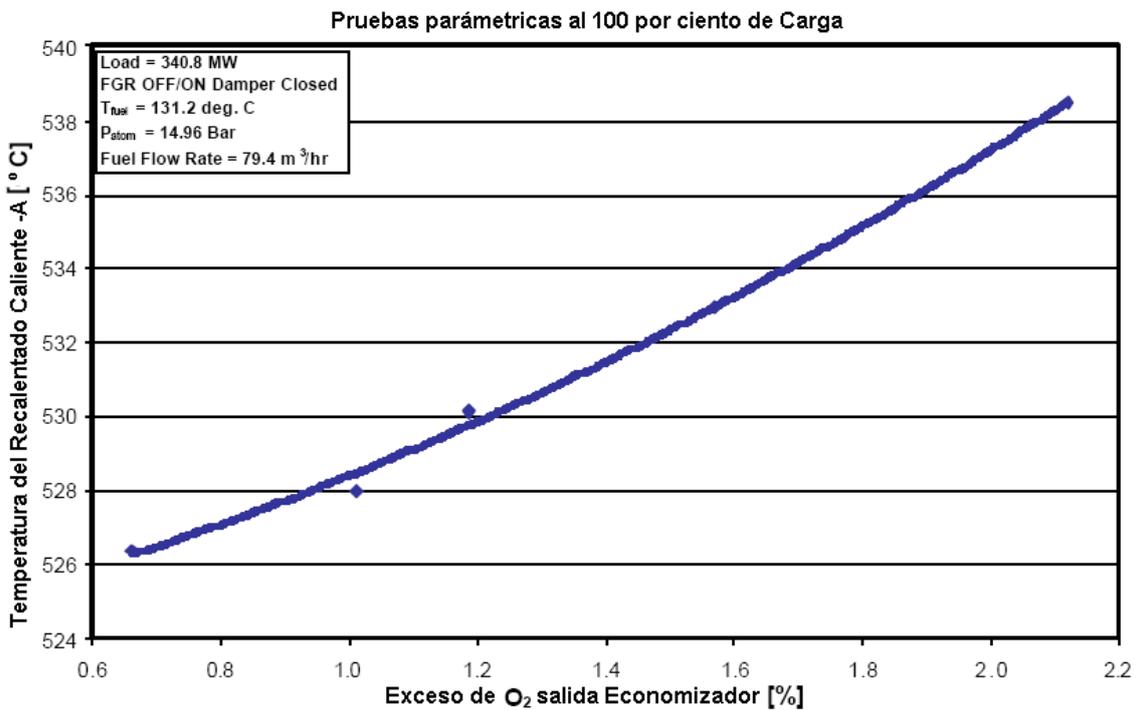


Figura 5.32. Temperatura vapor recalentado vs. Exceso de O₂.

5.8 Determinación de las soluciones óptimas.

Después de que se desarrollaron y se probaron los modelos, las soluciones del conjunto de parámetros óptimos de ajustes de control del generador de vapor que satisfagan el objetivo de optimización y las restricciones impuestas, se obtienen mediante el uso de un algoritmo de optimización.

5.8.1 Desarrollo

Se usó una herramienta de optimización para determinar los valores de ajuste de control óptimos de la caldera para las tres cargas de pruebas (50, 75 y 100 por ciento de carga), y para varios niveles de PST objetivos. El rango de PST en cada carga comprendió niveles de PST en los cuales estuvieran disponibles suficientes datos para permitir soluciones matemáticas y el análisis de optimización. Los rangos de valores de ajuste de control óptimos determinados, para operar a diferentes niveles de PST objetivo, es de beneficio para la unidad debido a que provee recomendaciones para operar a niveles de PST permitidos, o para operar a valores relativamente altos de emisiones, con el menor impacto posible en el régimen térmico de la unidad. Adicionalmente, de manera particular, se determinaron los ajustes de control óptimos los cuales resultarían en un mínimo impacto sobre el régimen térmico de la unidad y para un nivel de emisiones de PST de 300 mg/Nm³. Todos los niveles de emisiones mencionados son referidos a una base de 5 por ciento de O₂. Este nivel de emisiones se eligió debido a que provee un margen suficiente para cumplir con el límite de tolerancia máximo de emisiones de 350 mg/Nm³, tomando en consideración el intervalo de tolerancia determinado para el medidor de partículas (PM), el cual es de aproximadamente 45 mg/Nm³.

5.9 Implementación y mantenimiento de los valores de ajuste óptimos.

Existen varias opciones para la implementación de los valores de ajuste óptimos determinados a partir de la optimización de la combustión. Estas pueden ser: implementación de los resultados en nuevas curvas de SCD (sistema de control digital), e instalación de una interfaz en línea en lazo abierto o bien en un software en lazo cerrado. Estos dos últimos modos se encuentran disponibles mediante el uso del *software de optimización*.

Los valores de ajuste óptimos se pueden programar en el sistema de control digital de la planta para proporcionar un control automático. Para problemas como las variaciones diarias en la calidad del combustible, el estado del mantenimiento de los equipos de combustión y las secciones de transferencias de calor de la caldera, se puede implementar un control en lazo cerrado para los parámetros de operación importantes (tales como el nivel de exceso de O₂). En este arreglo, se modula el valor de un parámetro de operación importante para mantener el nivel objetivo de emisiones deseadas (vea la figura 5.33).

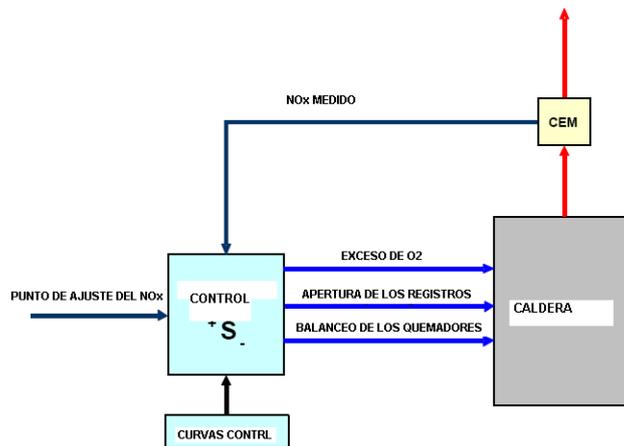


Figura 5.33. Esquema del sistema de control en lazo cerrado

Las funciones de retroalimentación para los parámetros de control seleccionados se determinan usando los datos de prueba. En el modo de interfaz de lazo abierto, los datos en tiempo real de la planta se usan para proveer avisos a los operadores sobre los valores de ajustes de control óptimos y la información de las emisiones y de las penalizaciones sobre el desempeño por no operar en los valores de ajuste óptimos. Se incorpora un sistema experto para proveer de avisos al operador sobre las acciones requeridas.

Capítulo 6. Conclusiones y Recomendaciones

Las conclusiones del trabajo realizado son considerables, tomando en cuenta que el sistema de combustión estudiado es un sistema complejo y con un grado de ensuciamiento relativamente alto, por lo que cualquier sistema de medición instalado está propenso a condiciones adversas para controlar una operación segura y sin contratiempos.

Entre las conclusiones más importantes se pueden mencionar las siguientes:

- Los objetivos especificados en el inicio se cumplieron, el sistema de medición de contaminantes CEMS proporciona información confiable al operador para identificar, cuantificar y controlar la producción de contaminantes dentro de los límites permitidos por la legislación ambiental.
- El sistema CEMS reporta en tiempo real las emisiones de los contaminantes contenidos en el flujo de gases en chimenea, permitiendo al personal de operación inferir el estado real de la combustión y evaluar la necesidad de realizar ajustes en los principales parámetros de control del mismo.
- El CEMS es un sistema integral para el análisis puntual de un sistema muy complejo, como es el proceso de combustión, por lo que con objeto de poder analizar el estado de la combustión en línea, es necesario que las mediciones reportadas por el CEMS presenten la menor incertidumbre posible.
- Todos los instrumentos de medición del CEMS con equipos de medición alternos certificados por norma para dar confianza y veracidad en la información proporcionada.
- Beneficios adicionales se logran con la optimización de la combustión del generador de vapor, como es el mejorar la eficiencia térmica del generador de vapor la cual se refleja en disminución en los costos de operación y mantenimiento, al adoptar el uso de tecnologías avanzadas y de vanguardia.
- La conexión de la base datos que lee la información seleccionada y configurada del Sistema de Adquisición de Datos de la Unidad con sistema de medición de contaminantes CEMS, le permite al operador identificar el resultado inmediato de sus maniobras.
- La medición de partículas suspendidas totales es una de las mediciones más importantes, en cuanto a que representa el valor objetivo del sistema, por lo que es necesario asegurar que el valor entregado por este instrumento tenga la menor incertidumbre. La validación del este equipo, siguiendo la metodología establecida en el procedimiento PS-11, permite asegurar el grado de certeza de las mediciones reportadas.

- La metodología seleccionada de dilución, ha mostrado ser la opción más adecuada para este tipo de efluentes, el método de extracción antes usado además de ser más costoso, implica mantener cuidados en la sonda de transporte para que no se degraden las propiedades originales de la muestra de gases por analizar.
- Se tiene el precedente para que las autoridades de la empresa definan la conveniencia de replicarlo en otras unidades que utilizan combustóleo para la generación de energía eléctrica.

Como parte de las recomendaciones de este trabajo, invitamos a las autoridades responsables de la Central establecer un programa de acciones de mantenimiento preventivo y correctivo, con el propósito de evitar que se degrade la calidad de las mediciones realizadas por el CEMS.

Capítulo 7 Referencias Bibliográficas

1. Part 75 CEMS Equipment. A look current trends in CEMS providers EPRI CEMS User Group Stephen K. Norfleet, William R. Roberson, Mayo 2003
2. Current knowledge of particule matter (PM) continuous emission monitoring, Joe Palausky, EPA-454-R-00-039, Septiembre 2000
3. Performance Specification 11. Specifications and test procedure for particulate matter in CEMS, Enero 2004
4. Combustion training course, C.T. PALM Tuxpan CFE, Carlos E. Romero, Nenad Sarunac Energy Research Center, Lehigh University, Marzo 2006
5. Energía e Impacto Ambiental, Jacinto Viqueira Landa, UNAM, Enero 2007
6. Niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera en fuentes fijas. Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales SEMARNAT-NOM-085 ECOL 1994
7. Sistema Automático para la Optimización de la Combustión de Centrales Termoeléctricas, CFE LAPEM, Antonio Hernández Silva, Bonifacio Lara Rosas, Agosto 2006
8. Contaminación del aire, origen y control. Kennet Wark y Cecil F. Warner. Universidad de Purdue 2004
9. Procedimientos para determinación de contaminantes en fuentes fijas con equipo móvil de prueba, Oficina de Sistemas Químicos y Ambientales, CFE LAPEM.
10. Manual de procedimientos de operación y mantenimiento del generador de vapor de la U1, C.T. PALM Tuxpan, CFE.