

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

“AUDITORIA ENERGÉTICA DEL SISTEMA DE VAPOR DE LA FÁBRICA EXTRACTORA DE ACEITE DE PALMA AFRICANA PALCIEN”

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
MECÁNICO**

JOSE ALEJANDRO GANDARA RODAS

pepe_alejo@hotmail.com

DIRECTOR: ING. ORWIELD GUALBERTO GUERRERO BARRIGA

orwield.guerrero@epn.edu.ec

QUITO, Noviembre 2013

DECLARACIÓN

Yo, José Alejandro Gándara Rodas declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo los derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la ley de Propiedad Intelectual, por su reglamento y por la Normativa Institucional Vigente.

José Alejandro Gándara Rodas

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el siguiente trabajo fue desarrollado por José Alejandro Gándara Rodas, bajo nuestra supervisión.

Ing. Orwield Guerrero

DIRECTOR DEL PROYECTO

Ing. Jaime Vargas

CODIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Primero a Dios por hacer esto realidad, a mis padres por la paciencia, recalco PACIENCIA 10 años de amor comprensión y ternura.

A mi abuelo Alejandro Rodas por su incondicional apoyo, su fuerza y la admiración que siento por el me dieron la fuerza necesaria para no desistir, a mi Mamia por el amor que siempre me ha dado.

A mi hermana por su ejemplo y su dedicación constante.

A mi director de tesis Ing. Orweild Guerrero quien a más de ser mi mentor es un gran amigo.

A la mejor Facultad del mundo Ingeniería Mecánica, realmente mis mejores recuerdos se quedarán en sus aulas y pasillos.

A “mamá Glorita”, con su corazón enorme, sin su apoyo este sueño no sería posible.

A mi novia por su empuje, gracias a su motivación logre esta meta, que solo con su amor lo podría hacer.

A la Fábrica PALCIEN en especial a Don Guillermo Hernández Carrera Gerente General por brindarme toda la información necesaria para culminar con este proyecto de titulación.

En general a los amigos que han pasado por mi vida que de alguna manera influenciaron de buena manera mi carrera.

José Alejandro

DEDICATORIA

A mis padres, por su apoyo y confianza en todas las decisiones que he tomado hasta hoy, a mi hermana por su ejemplo y dedicación que le pone a todo lo que ella emprende, a mis abuelos que han sido mí fortaleza toda la vida y a mi novia que con su amor me impulsó a culminar con amor esta hermosa carrera INGENIERÍA MECÁNICA.

Este logro es por y para ellos.

José Alejandro

TABLA DE CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	I
CERTIFICACIÓN.....	II
AGRADECIMIENTOS	III
DEDICATORIA.....	IV
FIGURAS	XV
RESUMEN.....	XVII
PRESENTACIÓN	XVIII
CAPITULO I.....	1
1 DESCRIPCION GENERAL DE LA FABRICA PALCIEN	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 RESEÑA HISTORICA.....	1
1.3 MISIÓN	3
1.4 VISIÓN	3
1.5 DESCRIPCION DEL PROCESO PARA LA OBTENCION DEL ACEITE 4	
1.5.1 FLUJO DE PROCESOS	4
1.5.2 DESCRIPCION DEL PROCESO	6
1.5.2.1 Báscula:	6
1.5.2.2 Tolva:	7
1.5.2.3 Coches	8
1.5.2.4 Autoclaves.....	9
1.5.2.5 Volteadores	10
1.5.2.6 Regler.....	11

1.5.2.7	Desfrutador.....	11
1.5.2.8	Elevadores	12
1.5.2.9	Digestores	13
1.5.2.10	Prensa	14
1.5.2.11	Tamiz.....	14
1.5.2.12	Preclarificadores	15
1.5.2.13	Tanques de Almacenamiento	16
1.5.2.14	Sistema de Distribución de Vapor	16
1.5.2.15	Calderos	17
1.5.2.16	CALDERO 3 PASOS (PIROTUBULAR)	18
1.6	EQUIPO UTILIZADO.....	20
1.6.1	MEDIDOR DE TERMOPAR DE SUPERFICIE:	20
1.6.2	PIRÓMETRO INFRARROJO	20
1.6.3	TRAMPAS DE VAPOR	22
1.6.3.1	Trampas Mecánicas	22
1.6.3.2	Trampas Termostáticas.....	22
1.6.3.3	Trampas Termodinámicas.....	23
1.6.4	AISLAMIENTO TÉRMICO	27
1.7	INSTRUMENTACIÓN	31
1.7.1	MEDICIÓN DE TEMPERATURA.....	34
1.7.1.1	Termómetro de Vidrio.....	34
1.7.1.2	Psicrómetro	35
1.7.1.3	Termómetro de Disco.....	36
1.7.2	TERMOCUPLA.....	36

1.7.2.1	Termocupla tipo B	37
1.7.2.2	Termocupla tipo R	37
1.7.2.3	Termocupla tipo S	37
1.7.2.4	Termocupla tipo J	38
1.7.2.5	Termocupla tipo K	38
1.7.2.6	Termocupla tipo T	38
1.7.2.7	Termocupla tipo E	39
1.7.3	PIRÓMETROS	40
1.7.3.1	Pirómetro de Banda Ancha	40
1.7.3.2	Pirómetro Óptico	41
1.7.3.3	Pirómetro de Franja Intermedia.....	41
1.7.3.4	Pirómetro de Relación	41
1.7.4	MEDICIÓN DE FLUJO	43
1.7.4.1	Medidor de Orificio	43
1.7.4.2	Tubo de Pitot y Manómetro	44
1.7.4.3	Velocímetro	44
1.7.4.4	Medidor de Flujo Ultrasónico.....	45
1.7.4.5	Rotámetro.....	47
1.7.4.6	Medidor de Flujo Tipo Turbina.....	48
1.7.4.7	Medidor de Desplazamiento Positivo	48
1.8	PRESIÓN	49
1.8.1	INDICADOR DE TIRO	50
1.9	Análisis de Gas	51
1.10	TEMPERATURA DEL AIRE DE COMBUSTIÓN.....	52

1.10.1	TEMPERATURA Y COMPOSICIÓN DE LOS GASES DE COMBUSTIÓN	53
1.10.2	TIRO DE CAJA DE FUEGO Y CHIMENEA	53
1.10.3	HUMO EN LOS GASES DE COMBUSTIÓN	53
1.10.4	COMPOSICIÓN DE LOS GASES DE COMBUSTIÓN	54
1.11	MEDICIONES ELÉCTRICAS	54
1.11.1	AMPERAJE	54
1.11.2	VOLTAJE.....	55
1.11.3	VATIAJE	55
1.11.4	FACTOR DE POTENCIA.....	55
1.12	ANÁLISIS DE AGUA	55
CAPITULO 2.....		59
2	AUDITORIA ENERGÉTICA.....	59
2.1	DEFINICIÓN:	59
2.2	OBJETIVO DE LA AUDITORIA ENERGÉTICA:	59
2.3	PASOS A SEGUIR EN UN PROGRAMA DE AUDITORIA ENERGÉTICA.....	59
2.4	CLASES DE AUDITORIA:.....	60
2.4.1	AUDITORIA PRELIMINAR (AP):	60
2.4.1.1	Pasos a seguir en la Auditoria Energética preliminar	60
2.5	DESARROLLO DE LA AUDITORIA PRELIMINAR	61
2.5.1	CONTACTO CON LA EMPRESA.....	61
2.5.1.1	Director de Planta.....	61
2.5.1.2	Administrador y Personal de Operaciones y Producción	61
2.5.1.3	Personal Administrativo.....	62

2.5.2	INSPECCIÓN VISUAL Y RECORRIDO A TRAVÉS DE LA PLANTA	62
2.5.2.1	Pasos a seguir para efectuar la inspección visual y recorrido a través de la planta.	62
2.6	DATOS OBTENIDOS DE LA AUDITORIA PRELIMINAR	65
CAPITULO 3.....		67
3	AUDITORIA ENERGÉTICA DETALLADA.....	67
3.1	AUDITORIA DETALLADA (AD):	67
3.2	PASOS PARA REALIZAR UNA AUDITORIA ENERGÉTICA DETALLADA:	67
3.3	PRUEBAS DEL SISTEMA DE VAPOR:	67
3.3.1	LA PRESIÓN DE VAPOR:.....	67
3.4	DESARROLLO DE LA AUDITORIA ENERGÉTICA DETALLADA.....	68
3.4.1	SECTOR CALDEROS	68
3.5	TRAMPAS DE VAPOR	68
3.6	AISLAMIENTO TÉRMICO.....	70
3.7	SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE VAPOR	72
3.8	DATOS OBTENIDOS.....	73
3.8.1	CALDEROS	73
3.8.1.1	Condiciones de uso:.....	73
3.8.2	TEMPERATURA EN LA SUPERFICIE DE LA CALDERA.....	74
3.8.2.1	Caldero Horizontal.....	74
3.8.2.2	Caldero Vertical.....	74
3.8.3	LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN DE VAPOR	74
3.8.4	EQUIPOS CONSUMIDORES DE VAPOR	75

3.8.4.1	Autoclaves.....	75
3.8.4.2	Condiciones de uso.....	75
3.8.5	DIGESTORES	75
3.8.6	PRECLARIFICADORES.....	76
3.8.7	MEDICIÓN DE CONSUMO DE VAPOR DE LAS CALDERAS.....	76
3.8.8	CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE CALOR	78
3.8.8.1	Pérdidas por purgas:.....	78
3.8.8.2	Determinación de Sólidos Totales Disueltos STD.....	78
3.8.9	PÉRDIDAS DE CALOR POR CONVECCIÓN Y RADIACIÓN	80
3.8.10	PÉRDIDAS POR CHIMENEA.....	80
3.8.10.1	Componentes de los gases de combustión.....	81
3.8.10.1.1	Oxígeno (O ₂).....	81
3.8.10.1.2	Dióxido de carbono (CO ₂).....	81
3.8.10.1.3	Monóxido de carbono (CO).....	82
3.8.10.1.4	Nitrógeno (N ₂).....	82
3.8.10.1.5	Óxidos de nitrógeno (NO _x).....	82
3.8.10.1.6	Dióxido de azufre (SO ₂).....	83
3.8.11	RESULTADOS DE LA MEDICIÓN:.....	84
3.8.12	EFICIENCIA DEL CALDERO	84
CAPITULO 4.....		87
4	CÁLCULOS REALIZADOS	87
4.1	MEDICIÓN DE CONSUMO DE VAPOR DE LAS CALDERAS	87
4.2	CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE CALOR.....	89
4.3	PÉRDIDAS DE CALOR POR CONVECCIÓN Y RADIACIÓN	91

4.4	EFICIENCIA DEL CALDERO.....	91
4.5	CÁLCULO DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN EL PROCESO DE COCCIÓN DE LA FRUTA.....	93
4.6	CÁLCULO DE PÉRDIDA DE VAPOR EN EL PROCESO DE COCCIÓN	93
4.7	CÁLCULO DE PRODUCCIÓN ANUAL DE VAPOR.....	94
4.8	PROPUESTAS DE AHORRO ENERGÉTICO	95
4.9	REEMPLAZO DEL QUEMADOR	96
4.10	ANÁLISIS DE LA INVERSIÓN.....	98
4.11	TIEMPO DE RETORNO SIMPLE.....	98
	CAPITULO 5.....	99
5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	99
5.1	CONCLUSIONES.....	99
5.2	RECOMENDACIONES.....	101
	BIBLIOGRAFIA.....	102
	ANEXOS	103
	ANEXO 1	104
	ANEXO 2	105
	ANEXO 3	106
	ANEXO 4	107
	ANEXO 5	108
0	Introducción.....	108
1	Objeto.....	108
2	DEFINICIONES.....	109
2.1	Aire.....	109

2.2	Celda electroquímica.....	109
2.3	Chimenea.....	110
2.4	Combustión	110
2.5	Combustibles fósiles	110
2.6	Combustibles fósiles sólidos	110
2.7	Combustibles fósiles líquidos	110
2.8	Combustibles fósiles gaseosos	110
2.9	Condiciones normales.....	110
2.10	Contaminante del aire	110
2.11	Contaminantes comunes del aire.....	111
2.12	Contaminación del aire.....	111
2.13	Diámetro equivalente	111
2.14	Emisión	111
2.15	Fuente fija de combustión	111
2.16	Fuente fija existente	112
2.17	Fuente fija nueva.....	112
2.18	Fuente fija modificada	112
2.19	ISO.....	112
2.20	Línea base	112
2.21	Línea de muestreo	112
2.22	Material particulado.....	113
2.23	Mejor tecnología de control disponible (BACT por sus siglas en inglés) 113	
2.24	Micrón	113
2.25	Mínima tasa de emisión posible (LAER por sus siglas en inglés)	113

2.26	Modelo de dispersión	113
2.27	Monitoreo	114
2.28	Muestreo isocinético.....	114
2.29	Nivel de fondo (background)	114
2.30	Norma de calidad de aire	114
2.31	Norma de emisión	115
2.32	Opacidad.....	115
2.33	Partículas Totales.....	115
2.34	Puerto de muestreo.....	115
2.35	Puntos de medición.....	115
2.36	US EPA.....	115
3	Clasificación	116
4	Requisitos.....	116
4.1	De los límites permisibles de emisiones al aire para fuentes fijas de combustión.....	116
	5.2.1.1.1.1.1 TABLA 1. LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES DE EMISIONES AL AIRE PARA FUENTES FIJAS DE COMBUSTIÓN. NORMA PARA FUENTES EN OPERACIÓN ANTES DE ENERO DE 2003.....	119
	5.2.1.1.1.1.2 TABLA 2. LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES DE EMISIONES AL AIRE PARA FUENTES FIJAS DE COMBUSTIÓN. NORMA PARA FUENTES EN OPERACIÓN A PARTIR DE ENERO DE 2003.....	121
	5.2.1.1.1.1.3 TABLA 3. VALORES DE INCREMENTO DE CONCENTRACIÓN DE CONTAMINANTES COMUNES, A NIVEL DEL SUELO, PARA DEFINICIÓN DE CONTAMINANTES SIGNIFICATIVOS ^[1]	125
4.2	Métodos y equipos de medición de emisiones desde fuentes fijas de combustión.....	132
	5.2.1.1.1.1.4.....	135
	5.2.1.1.1.1.5.....	135

5.2.1.1.1.1.6.....	135
5.2.1.1.1.1.7.....	135
5.2.1.1.1.1.8 TABLA 4. DISTRIBUCIÓN DE PUNTOS DE MEDICIÓN PARA UNA CHIMENEA O CONDUCTO DE SECCIÓN RECTANGULAR.....	135
5.2.1.1.1.1.9 TABLA 5. UBICACIÓN DE PUNTOS DE MEDICIÓN EN CHIMENEAS O CONDUCTOS DE SECCIÓN CIRCULAR.....	137
4.3 De los límites máximos permisibles de emisiones al aire para procesos específicos.....	146
5.2.1.1.1.1.10 TABLA 6. LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES DE EMISIONES AL AIRE PARA ELABORACIÓN DE CEMENTO	147
5.2.1.1.1.1.11 TABLA 7. LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES DE EMISIONES AL AIRE PARA ELABORACIÓN DE VIDRIO	148
5.2.1.1.1.1.12 TABLA 8. LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES DE EMISIONES AL AIRE PARA ELABORACIÓN DE PULPA DE PAPEL	149
5.2.1.1.1.1.13 TABLA 9. LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES DE EMISIONES AL AIRE PARA FUNDICIÓN DE METALES.....	150
5.2.1.1.1.1.14 TABLA 10. LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES DE EMISIONES AL AIRE DESDE COMBUSTIÓN DE BAGAZO EN EQUIPOS DE INSTALACIONES DE ELABORACIÓN DE AZÚCAR.....	151
5.2.1.1.1.1.15 TABLA 11. LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES DE EMISIONES AL AIRE PARA MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA.....	152
5.2.1.1.1.1.16 FIGURA 1. REQUISITOS PARA EJECUCIÓN DE MEDICIÓN DE EMISIONES AL AIRE DESDE FUENTES FIJAS	153
5.2.1.1.1.1.17 FIGURA 2. NÚMERO DE PUNTOS DE MEDICIÓN DE EMISIONES AL AIRE DESDE FUENTES FIJAS.....	154
5.2.1.1.1.1.18 FIGURA 3. EJEMPLO DE PUNTOS DE MEDICIÓN DE EMISIONES AL AIRE EN CONDUCTO DE SECCIÓN RECTANGULAR (12 ÁREAS IGUALES CON PUNTO DE MEDICIÓN EN CENTROIDE DE CADA ÁREA).....	155

TABLAS

Tabla 1-1 Características de las Trampas de Vapor	24
Tabla 1-2 Instrumentación.....	32
Tabla 1-3 Termocuplas.....	39
Tabla 1-4 Dispositivos de Medición Temperatura.....	42

Tabla 1-5 Tipos de Medidores Ultrasónicos	47
Tabla 3-1 Eficiencia Estimada de los Calderos	68
Tabla 3-2 Calderos	73
Tabla 3-3 Temperaturas tomadas del Caldero	74
Tabla 3-4 Temperaturas tomadas del Caldero	74
Tabla 3-5 Tuberías de Transporte de Vapor	74
Tabla 3-6 Autoclaves Temperatura exterior	75
Tabla 3-7 Condiciones de uso Autoclaves	75
Tabla 3-8 Digestores	75
Tabla 3-9 Preclarificadores.....	76
Tabla 3-10 Norma UNE -9075 Características del agua en el interior de las Calderas	78
Tabla 3-11 Pérdidas por radiación y convección	80
Tabla 3-12 Pérdida por chimenea generalizada	83
Tabla 3-13 Análisis de Gases PALCIEN	84
Tabla 4-1 Eficiencia del Caldero (perdidas).....	92

FIGURAS

Figura 1-1 Mapa Localización.....	2
Figura 1-2 Báscula	6
Figura 1-3 Tolva vista superior	7
Figura 1-4 Tolva vista inferior	8
Figura 1-5 Coches	8
Figura 1-6 Autoclaves.....	9
Figura 1-7 Volteadores	10
Figura 1-8 Regler.....	11
Figura 1-9 Desfrutador	11
Figura 1-10 Elevadores	12
Figura 1-11 Digestores	13

Figura 1-12 Prensa.....	14
Figura 1-13 Preclarificadores.....	15
Figura 1-14 Tanques de Almacenamiento.....	16
Figura 1-15 Sistema de Distribución de vapor.....	17
Figura 1-16 Calderos.....	17
Figura 1-17 Caldera Piro tubular de 3 pasos de humos, para combustibles líquidos y gaseosos.....	18
Figura 1-18 Trampa Mecánica.....	22
Figura 1-19 Trampa Termostática.....	23
Figura 1-20 Trampa termodinámica.....	23
Figura 1-21 Termómetro de vidrio.....	35
Figura 1-22 Psicrómetro.....	36
Figura 2-1 Esquema Explicativo de la Planta.....	66
Figura 3-1 Caldero Piro tubular de 3 etapas tipo Horizontal.....	68
Figura 3-2 Trampa de Vapor Termostática Fabrica PALCIEN.....	69
Figura 3-3 Trampa de Vapor Termostática Fabrica PALCIEN.....	69
Figura 3-4 Trampa de Vapor Termostática Fabrica PALCIEN.....	70
Figura 3-5 Trampa de Vapor Termostática Fabrica PALCIEN.....	70
Figura 3-6 Caldero Piro tubular de 3 etapas tipo vertical.....	71
Figura 3-7 Tuberías Cubiertas por material Aislante.....	71
Figura 3-8 Tuberías Cubiertas por material Aislante.....	72
Figura 3-9 Tuberías Cubiertas por material Aislante.....	72
Figura 3-10 Tuberías de desfogue de vapor sector Autoclaves.....	73
Figura 3-11 Analizador de Gases portátil.....	84

RESUMEN

En el siguiente proyecto de titulación se buscó la reducción de costos tanto en tiempo como dinero de los procesos de producción que se realizan en la fábrica PALCIEN, con lo que se puede describir el contenido de los capítulos de la siguiente manera:

En el primer capítulo nos relacionamos con los términos y conceptos básicos a utilizarse en el desarrollo de la auditoría energética, además de una descripción de los diferentes equipos de trabajo.

En el segundo capítulo se realiza el desarrollo de la auditoría energética preliminar, indicando los pasos a seguir y las visitas a la instalación de la fábrica con los datos obtenidos.

En el tercer capítulo con los datos obtenidos en la auditoría preliminar se realiza la auditoría energética detallada, en este paso se describe con la ayuda de la toma de datos en campo los procesos productivos a ser modificados o mejorados dado el caso a profundidad.

En el cuarto capítulo se realizarán los cálculos necesarios para poder obtener los resultados finales, en base a las ecuaciones descritas en el capítulo tres.

El capítulo quinto, el más importante, en el caso de las auditorías energéticas se describen las conclusiones y recomendaciones que en este caso como auditor, se realiza a la empresa.

PRESENTACIÓN

En las últimas décadas, las auditorías energéticas han permitido reducir la demanda de energía, cada día más costosa, los gastos y avanzar hacia un desarrollo sostenible.

Esto ha hecho que las auditorías energéticas sean cada vez más requeridas. Una auditoría energética es una inspección, estudio y análisis de los flujos de energía en una fábrica, proceso o sistema con el objetivo de comprender la energía dinámica del sistema bajo estudio.

Normalmente una auditoría energética se lleva a cabo para buscar oportunidades para reducir la cantidad de energía de entrada en el sistema sin afectar negativamente la salida.

Es por esto que la empresa PALCIEN se ha visto en la necesidad de disminuir los consumos energéticos, para esto, se realizará este proyecto de titulación con la finalidad de optimizar recursos y corregir problemas en su sistema de vapor.

CAPITULO I

1 DESCRIPCION GENERAL DE LA FABRICA PALCIEN

1.1 INTRODUCCIÓN

Palmeras de los Cien Sociedad Anónima, PALCIEN S.A., es la extractora de aceite rojo de palma de mayor crecimiento del país.

Inicia su proceso industrial en el año 1995 y desde entonces se ha convertido en una de las principales agroindustrias de la región, en la cual el palmicultor puede entregar su producción de una manera permanente y segura.

1.2 RESEÑA HISTORICA

En el año 1993, un grupo de palmicultores, y empresarios del sector, preocupados por el incremento del área agrícola de la palma y la baja capacidad instalada de las extractoras, puso a funcionar el sueño que solucionaría en forma definitiva la entrega de fruta fresca de palma para extraer el aceite rojo.

Este sueño, cumplido en 1995, fue el inicio de nuevas oportunidades para el sector palmicultor, y es así como en el año 2000, con el apoyo de las extractoras: Pexa, Atahualpa, Tarragona, Palmex, Nápoles y La Sexta constituyeron agroindustria extractora de Aceites Vegetales AEXAV y construyeron la planta extractora de aceite de palmiste.

Esta extractora de aceite de palmiste, está en planes de expansión y aspira procesar 50.000 toneladas de nuez y producir 8.500 toneladas de aceite.

Las dificultades nacidas en los años 2004 y 2005, por el alto volumen de aceite rojo producido en el Ecuador, permitieron que las extractoras de aceite, determinaran el objetivo de asociarse para exportar los excedentes que se

producen, creando oportunidades para industrializar el aceite rojo y el aceite de palmiste, así como exportarlo como elaborado y semielaborado.

Las excepcionales condiciones climatológicas del Ecuador lo ubican en un lugar de privilegio para el cultivo de Palma Africana, actividad que reúne todos los requisitos para convertirse en uno de los ejes de desarrollo social y crecimiento económico de nuestro país”.

Las primeras plantaciones de palma africana en el Ecuador se remontan al año 1953 en Santo Domingo de los Colorados, y en Quinindé, provincia de Esmeraldas, sitios en los que se inician los cultivos a pequeña escala.



Figura 1-1 Mapa Localización

El crecimiento del sector palmicultor se experimenta en la década del 70, época en la cual ya se habían sembrado alrededor de 50,000 hectáreas. El aporte del Banco Nacional de Fomento fue fundamental. Las Sucursales de Santo

Domingo y Quinindé cumplieron un rol preponderante, el crédito fue oportuno, suficiente, barato y con plazos amplios.

Las condiciones climatológicas del Ecuador y la calidad de sus tierras hacen que las características sean óptimas para el cultivo de palma africana, situación que convierten a esta agroindustria en un potencial para el desarrollo social y económico de la población.

El cultivo de palma africana mueve importantes inversiones, genera muchos puestos de trabajo e impulsa el desarrollo agropecuario del país, no sólo desde el punto de vista del cultivo sino por la serie de negocios subyacentes que se generan.

Se estima que esta actividad genera 150 mil puestos de trabajos directos y 60 mil Indirectos en las actividades relacionadas.

Existen más de 5.200 palmicultores, con un total aproximado de 250,000 ha. sembradas, ubicadas en la Costa, Sierra y Oriente ecuatoriano, principalmente en las ciudades de Quinindé, La Concordia, Buena Fé y Francisco de Orellana, San Lorenzo. La mayoría son pequeños y medianos palmicultores con una extensión no mayor a 200 Ha. y no más de 50 rebasan las 1.000 Ha.

1.3 MISIÓN

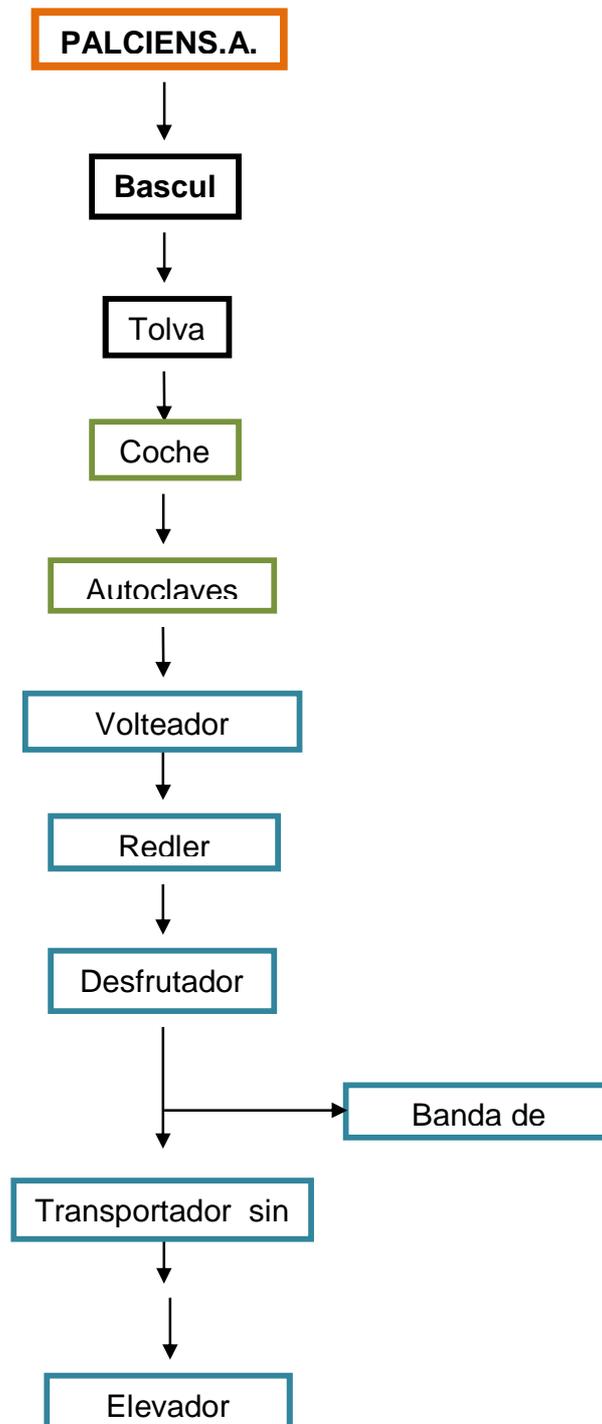
Extraer aceite rojo y nuez de palma para proveer con nuestros productos a la industria de procesamiento de alimentos, nacional e internacional, cumpliendo con los más altos estándares de calidad; generando rendimientos superiores que satisfagan a nuestros objetivos y los intereses de nuestra comunidad.

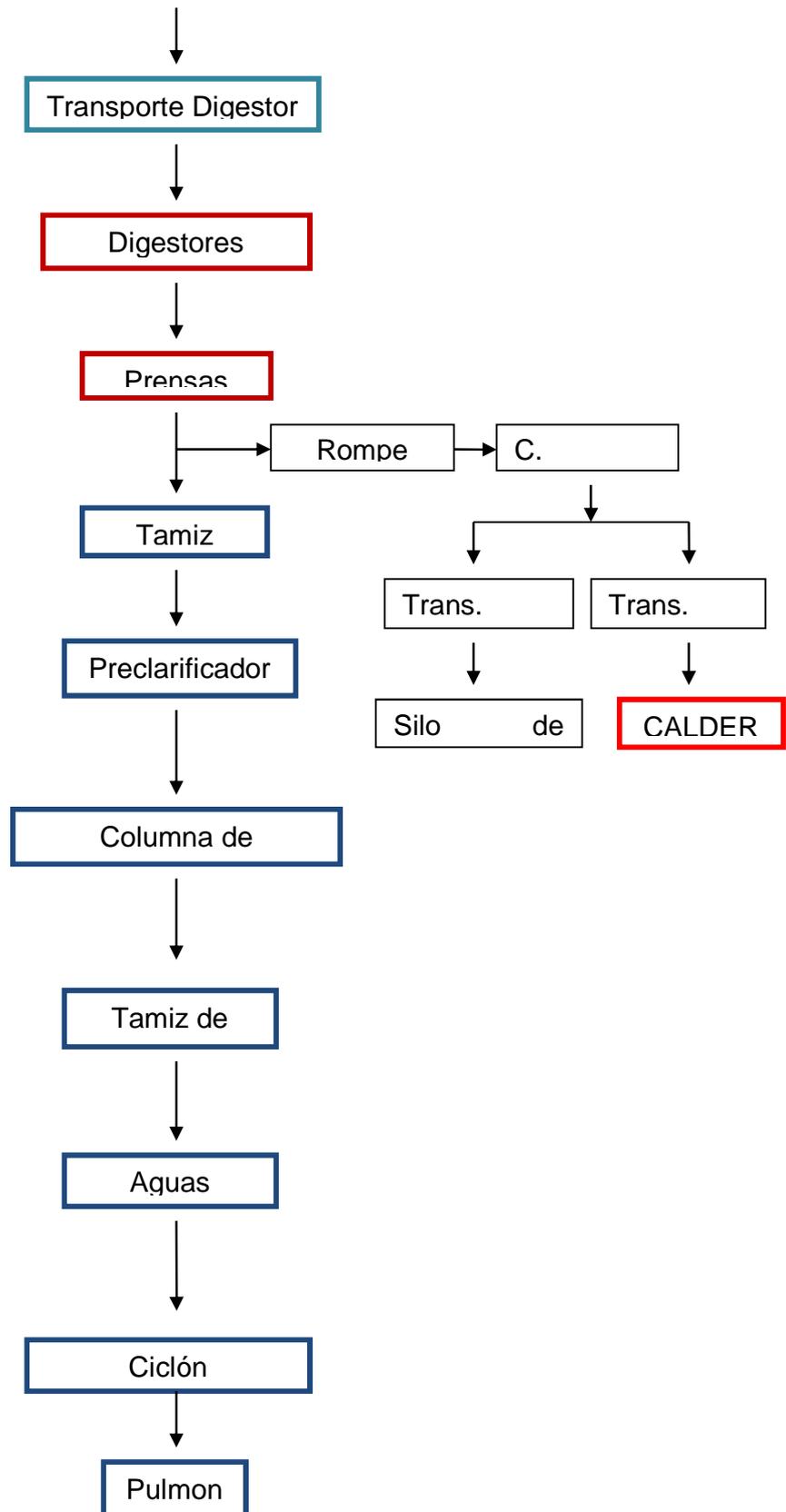
1.4 VISIÓN

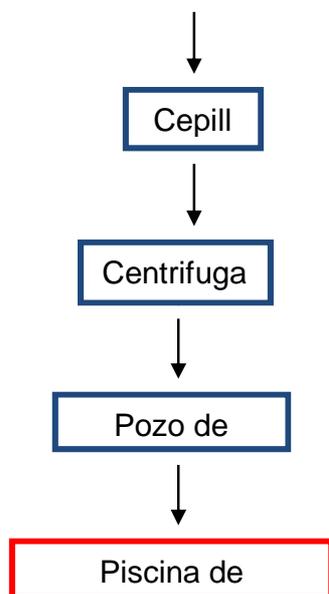
Ser la mejor empresa extractora del país, a través del desarrollo sostenido en la producción del aceite rojo y nuez, en calidad, excelencia, eficiencia y cantidad.

1.5 DESCRIPCION DEL PROCESO PARA LA OBTENCION DEL ACEITE

1.5.1 FLUJO DE PROCESOS







1.5.2 DESCRIPCION DEL PROCESO

1.5.2.1 Báscula:



Figura 1-2 Báscula

En esta primera parte se reciben a los camiones cargados con la fruta, se pesan en esta báscula la cual tiene una capacidad de hasta 60000 Kg.

Se realizan dos mediciones del peso, el primero con la fruta cargada al camión y posterior al descargue, con el camión vacío. La diferencia de los dos será el peso Neto de la fruta. Fig. 1-2

1.5.2.2 Tolva:

Vista Superior



Figura 1-3 Tolva vista superior

Vista Inferior



Figura 1-4 Tolva vista inferior

En este 2do paso después del seleccionado de la fruta, esta entra a la tolva la cual traslada a la fruta hacia las canastas o coches. Fig. 1-3 y 1-4

1.5.2.3 Coches



Figura 1-5 Coches

Con una capacidad de 2.7 toneladas cada uno los coches o canastas se encargan del transporte de la fruta desde la tolva hasta los esterilizadores o autoclaves y a su vez transportarlos a los volteadores.

Los coches poseen una rejilla metálica en su base lo que permite que después de pasar por el autoclave no queden residuos líquidos en su interior. Fig. 1-5

1.5.2.4 Autoclaves



Figura 1-6 Autoclaves

Con una capacidad de hasta 8 coches o canastas, estas ingresan a los autoclaves los cuales mediante el uso de vapor saturado, proveniente de los calderos, cocinan a la fruta.

El tiempo estimado para cocción está entre los 60 y 80 minutos, eliminando los condensados. Fig. 1-6

1.5.2.5 Volteadores



Figura 1-7 Volteadores

Conocido también como Vira-Coche, como su nombre lo indica después de pasar por los autoclaves los coches entran en los volteadores los mismos que cumplen dicha función. Fig. 1-7

1.5.2.6 Regler



Figura 1-8 Regler

O banda transportadora, es la que traslada el racimo hasta el desfrutador desde el viracoché. Fig. 1-8

1.5.2.7 Desfrutador



Figura 1-9 Desfrutador

Esta máquina cumple con la función de separar a la fruta del racimo en el que se encuentra, a través de unas paletas colocadas alrededor de un rodillo, el mismo que gira y al existir el contacto con la fruta esta se desgrana.

A través del Transportador sin fin el racimo desgranado es transportado como desecho, el cual es utilizado por los palmicultores como abono natural y el fruto de la palma transportado hacia los elevadores. Fig. 1-9

1.5.2.8 Elevadores



Figura 1-10 Elevadores

Como su nombre lo indica, los elevadores transportan la fruta ya separada del racimo y pre-cocida hacia los digestores, mediante un transportador sin fin. Fig. 1-10

1.5.2.9 Digestores



Figura 1-11 Digestores

En este caso, la planta cuenta con 3 denominados “Digestores” los cuales mediante unas palas internas y vapor saturado terminan cocinar y ablandar la nuez y la pulpa. Fig. 1-11

1.5.2.10 Prensa



Figura 1-12 Prensa

Luego de pasar por los digestores la fruta pasa a través de unas prensas, las cuales separan la pulpa de la nuez bajo una presión de entre 1000 y 1100 PSI.

Bajo este proceso se separa la nuez de la pulpa (ya exprimida), esta pulpa, servirá para alimentar los CALDEROS. Fig. 1-12

1.5.2.11 Tamiz

El extracto obtenido luego del paso por la prensa es pasado a través de un tamiz para retirar los excesos de impurezas que siempre se generan en estos casos.

1.5.2.12 Preclarificadores



Figura 1-13 Preclarificadores

Luego de pasar por el tamiz el aceite entra en los denominados preclarificadores los cuales se encuentran a una temperatura de 90 °C y a través de la densidad se logra separar el aceite del lodo, este lodo representa el 15% del total de este aceite.

Este lodo aún posee un 10% de aceite, el cual a través de la columna de precalentado y un tamiz de lodo se lo puede obtener.

A su vez el lodo obtenido después de este proceso aún contiene un 5% de aceite, mismo que se lo puede extraer a través de un equipo desarenador, cepillo tamiz, una centrífuga deslodadora y un ciclón de fibra. Fig. 1-13

1.5.2.13 Tanques de Almacenamiento



Figura 1-14 Tanques de Almacenamiento

Estos tanques son el último punto del proceso, aquí llega el aceite previamente refinado.

Tienen una capacidad de 250 toneladas de aceite. Fig. 1-14

1.5.2.14 Sistema de Distribución de Vapor

En este equipo que cuenta con un tanque de almacenamiento de vapor, trampas de vapor que garantizan la pureza del mismo, sistema de purga y aislamiento térmico; se puede proveer de vapor hacia los equipos tanto a los Autoclaves como a los digestores y preclarificadores. Fig. 1-15



Figura 1-15 Sistema de Distribución de vapor

1.5.2.15 Calderos

Los Calderos de esta fábrica son del tipo pirotubular de 3 pasos, utilizan como combustible el Diesel.

Cuenta con un aislamiento térmico a base de lana de vidrio y produce vapor hasta una temperatura de 240 °C. Poseen 2 calderos uno en posición vertical 645HP y otro en posición horizontal 750 HP. Fig. 1.16



Figura 1-16 Calderos

Es uno de los elementos más ampliamente utilizados para la transmisión de calor en la industria y en aplicaciones comerciales o incluso domésticas. Las calderas van equipadas con un quemador, el cual, mediante la combustión del combustible elegido, proporciona el calor necesario para un fluido que se

calienta. Normalmente el fluido suele ser agua, que pasa a la fase de vapor en el caso de los generadores o calderas de vapor. No obstante, y en especial para aplicaciones a temperaturas elevadas (superiores a 300 C, por ejemplo) se suelen emplear aceites térmicos, los cuales poseen mayor facilidad para la transmisión de calor que el vapor.

1.5.2.16 CALDERO 3 PASOS (PIROTUBULAR)

La caldera pirotubular es el diseño más antiguo (~1800), en el cual los productos de la combustión pasan a través de tubos o secciones rodeados por agua. La cámara de combustión donde se realiza la *deflagración* de la llama y la combustión del *char*, puede estar dentro o fuera de la celda que contiene el agua.

Como puede observarse en la figura 1.1, los humos pasan por el interior de los pasos para ser conducidos finalmente a la chimenea. En consecuencia ese tipo de Calderas presenta una elevada pérdida de carga en el lado de los humos. No obstante, como presentan un diseño más sencillo que las acuotubulares, frente a estas son más fáciles de construir. Se utilizan por ejemplo en calefacción doméstica con agua caliente. Fig1-17

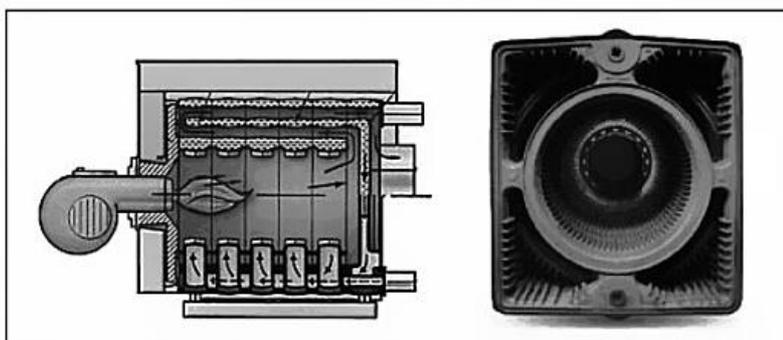


Figura 1-17 Caldera Pirotubular de 3 pasos de humos, para combustibles líquidos y gaseosos

Merece la pena destacar que la biomasa sólida, por su propia naturaleza, suele generar gases de combustión con un alto contenido en cenizas volantes; por

ello, las calderas pirotubulares que utilizan biomasa sólida como combustible suelen ser de paso de humos verticales. En efecto con esa configuración se favorece la limpieza de los pasos gracias a la caída de las cenizas por la acción de la gravedad. Si la caldera es pirotubular de pasos horizontales, tendrá que contar con un sistema eficaz de limpieza de los pasos (por ejemplo un sistema de limpieza de aire a presión) para prevenir el ensuciamiento.

Según que el combustible sea carbón o un combustible líquido o gaseoso la forma de los hogares varían pero, en ambos tipos, los gases de combustión son obligados a pasar por el interior de unos tubos que se encuentran sumergidos en el interior de una masa de agua.

Todo el conjunto, agua y tubos de gases, se encuentra rodeado por una carcasa exterior.

Los gases calientes al circular por los tubos ceden el calor sensible, el cual se transmite a través del tubo pasando al agua, que se calienta, al mismo tiempo que la parte del agua más próxima a los tubos se vaporiza.

La presión de trabajo no excede de 29kg/cm² y la máxima producción de vapor suele ser del orden de 25t/h.

En función del combustible, se distinguen dos tipos de calderas pirotubulares:

Calderas pirotubulares de carbón. Las calderas diseñadas para quemar carbón tienen un hogar amplio donde, por lo tanto, se originan pérdidas importantes de calor por convección y radiación, siendo imprescindible un buen aislamiento en el hogar. Estas calderas se pueden utilizar también para la combustión de otros combustibles sólidos.

Calderas pirotubulares para combustibles líquidos o gaseosos'. Se diferencian, básicamente, de las anteriores en el tamaño y/o la situación del hogar. A su vez pueden ser de dos tipos:

De hogar integral: El combustible quemado es líquido o gas, por lo que se obtiene una llama alargada por la parte baja del hogar, que es mucho más pequeño que en las calderas de carbón.

Compacta con tubo hogar: En estas calderas existe un tubo central sumergido en el agua, el cual hace de hogar. Los gases de combustión ceden calor a este tubo por radiación. Posteriormente son obligados a pasar por el resto de los tubos menores que también están sumergidos en agua.

1.6 EQUIPO UTILIZADO

1.6.1 MEDIDOR DE TERMOPAR DE SUPERFICIE:

El medidor de termopar de superficie se coloca en contacto directo con una porción expuesta (sin aislamiento) de la tubería de vapor, obteniéndose una lectura de la temperatura de la superficie del tubo. Esta lectura será un poco menor a la temperatura real del vapor, pero la diferencia de temperatura será muy pequeña. Se puede inferir la presión del vapor por medio de la temperatura medida, a través del uso de Tablas de Vapor.

1.6.2 PIRÓMETRO INFRARROJO

El Pirómetro Infrarrojo se utiliza para medir la temperatura del vapor en la tubería, sin hacer contacto físico. La emisividad de una tubería de vapor se determina haciendo referencia a una tabla de emisividades. Un método alternativo consiste en aplicar una capa de pintura especial a la superficie; esta pintura se fabrica de tal manera que su emisividad pueda conocerse.

El valor de la emisividad se ingresa como dato al pirómetro.

Para usar el pirómetro, apúntese hacia la región a medirse, y léase la lectura del instrumento.

Toda tubería de vapor condensa parte de su vapor debido a pérdidas de calor por radiación desde su superficie.

Al permitir que el flujo sea en la misma dirección que el vapor, se puede colocar puntos de drenaje a intervalos regulares (30 a 50 metros), permitiendo el drenaje. Los recipientes de drenaje deberán ser de tamaño apropiado para recoger toda el agua. Bolsos muy pequeños no resolverían el problema, inundándose la tubería.

Para limpiar los bolsos de drenaje se deben seleccionar trampas de vapor apropiadas. La selección es amplia. Las trampas de vapor operan con diferentes principios, pero su función básica consiste en descargar condensado sin permitir el paso de vapor vivo. La razón de los varios principios de operación radica en que las plantas de vapor operan en modalidades diferentes.

A pesar de que la función básica de la trampa es el desalojar los productos condensados sin desperdiciar vapor, las trampas de vapor también deben afrontar el problema que presenta el aire que se encuentra en el sistema de vapor. En un sistema de distribución de vapor el aire llena los espacios no ocupados por el vapor. A medida que el vapor se condensa y el sistema se cierra el aire se infiltra en el sistema de tuberías a través de las válvulas, codos, etc. Para que el sistema de tuberías funcione correctamente al momento de reiniciar operaciones, sería necesario suprimir el aire de todo el sistema, especialmente de las trampas de vapor. Si el aire no fuese desalojado, la trampa se llenaría de aire y los productos condensados no saldrían del sistema. Por lo tanto, las trampas deberán estar adaptadas para suprimir el aire del sistema de distribución.

Existen cuatro tipos de trampas:

- Mecánicas
- Termostáticas
- Termodinámicas
- De varios Tipos

A continuación se detalla una breve descripción de cada grupo de trampas.

1.6.3 TRAMPAS DE VAPOR

1.6.3.1 Trampas Mecánicas

Las trampas de este tipo se operan mecánicamente, usando la diferencia de densidad entre el vapor y el producto condensado. Se abren al producto condensado y se cierran al vapor por acción de un flotador que puede ser un flotador cerrado (tipo de pelota hueca) o un artefacto parecido a un balde con un terminal abierto, el mismo que puede estar hacia arriba o hacia abajo. El movimiento del flotador opera una válvula. Fig.1-18



Figura 1-18 Trampa Mecánica

1.6.3.2 Trampas Termostáticas

Las trampas termostáticas se abren o se cierran dependiendo de las temperaturas del cuerpo. A una presión dada, el vapor alcanza una temperatura conocida, pero los productos condensados a esa misma presión se enfrían a una temperatura más baja. La válvula se opera por un elemento termostático de tipo de presión balanceada, líquido o metálico. Fig.1-19



Figura 1-19 Trampa Termostática

1.6.3.3 Trampas Termodinámicas

Las trampas termodinámicas funcionan basándose en la diferencia en velocidad entre condensados y vapores que pasan a través de un simple disco que sirve de válvula. Estas trampas se cierran a vapores de alta velocidad, y se abren a condensados de velocidad baja. Fig. 1-20



Figura 1-20 Trampa termodinámica

Para poder identificar las trampas de vapor defectuosas, se lo puede hacer ya sea midiendo la temperatura o analizando el sonido que estas emiten.

Si una trampa de vapor se encuentra operando apropiadamente, existirá una diferencia significativa de temperatura entre los lados corriente-arriba y corriente-abajo (lado del condensado). Si no se detectan diferencias de temperatura (sea

por medio de un termopar o un pirómetro infrarrojo), la trampa ha dejado de abrirse normalmente.

Se puede probar también una trampa de vapor por su sonido. Los diversos tipos de trampas emiten sonidos característicos al pasar por sus ciclos regulares de cierre y apertura. El auditor puede escuchar estos sonidos por medio de estetoscopios o detectores ultrasónicos. Se requiere un poco de entrenamiento para acostumbrar al auditor energético con los sonidos normales emitidos por los diversos tipos de trampas.

- Las trampas mecánicas emiten normalmente un sonido seco al abrirse. Existe generalmente un período largo entre ciclos de apertura.
- Las trampas termostáticas son generalmente de operación silenciosa, haciendo muy difícil su prueba por medio de sonidos.

Las trampas termodinámicas emiten también el sonido de un golpecillo seco. Si la trampa emite golpecillos casi continuamente, se encuentra defectuosa.

La determinación de fugas de vapor en el sistema de distribución se hace normalmente por una inspección visual solamente. Sin embargo, al efectuar recorridos a lo largo de líneas de vapor se deberá tomar nota de los niveles de presión a lo largo de la línea.

Tabla 1-1 Características de las Trampas de Vapor

Grupo	Tipo	Ventajas	Desventajas
Mecánico	Flotador de bola suelta	No tiene partes móviles, poco mantenimiento	No suelta aire automáticamente, requiere válvula de aire; mal asiento de válvula con bola
Mecánico	Flotador y varilla	Operación consistente. No se traba por aire	Sujeto a daño por Golpe de Ariete; la deteriora el

			condensado corrosivo; la daña la congelación
Mecánico	Taza superior abierta	Robusto; soporta golpe de ariete	No ventea aire automáticamente con la válvula o ventura
Mecánico	Taza Invertida	Robusto; soporta golpe de ariete	Lenta expulsión de aire; se debe “cebar” con agua; se pierde agua por caída súbita de presión o por vapor sobrecalentado
Termostático	Presión balanceada	Muy pequeña; descarga aire libremente; maneja flujos altos de condensado; se ajusta a la presión variable del vapor; fácil mantenimiento	La afectan el golpe de ariete y condensados corrosivos; No debe usarse para vapor sobrecalentado
Termostático	Expansión del líquido	Descarga condensados de bajas temperaturas; puede ser usado con vapor sobrecalentado; no la afectan las vibraciones, presión de Vapor, pulsaciones ni	La deteriora el condensado corrosivo, puede bloquearse por agua si no está bien ajustada

		golpe de ariete	
Termostático	Bimetálico	Pequeña, maneja grandes caudales de condensado; descarga libre de aire; no se congela; maneja grandes caudales de condensado corrosivo; opera en rango de presión amplio	Lento tiempo de respuesta podría causar bloqueo por agua
Termodinámico		Amplio rango de presión; usada para vapor sobrecalentado; soporta golpe de ariete y vibración; no se congela; pequeña; maneja grandes caudales de condensado; solo una pieza móvil, puede tratarse para protección anticorrosiva	No se use para baja presión de entrada o elevada presión de salida; está sujeta a bloqueo por aire al empezar; ruidosa
Misceláneo	Impulso	Pequeña; caudales grandes; amplio rango de presión; vapor	No se cierra de golpe; puede pulsar y ser ruidosa; la afecta el golpe de

		sobrecalentado; no se bloquea por aire	ariete
--	--	--	--------

1.6.4 AISLAMIENTO TÉRMICO

La efectividad del aislamiento térmico se determina midiendo tanto la temperatura base de la tubería como la temperatura en el exterior del aislamiento, por medio de un termopar de contacto.

La transmisión de calor se efectúa de tres mecanismos:

- Conducción
- Convección
- Radiación

- **Conducción:**

A la mención de la palabra conducción debemos evocar de inmediato conceptos de actividad atómica y molecular, pues hay procesos en estos niveles que sustentan este modo de transferencia de calor. La conducción se considera como la transferencia de energía de las partículas más energéticas a las menos energéticas de una sustancia debido a las interacciones entre las mismas.

Los ejemplos de transferencia de calor por conducción son innumerables. El extremo expuesto de una cuchara metálica introducida súbitamente en una taza de café caliente se calentará debido a la conducción de energía a través de la cuchara.

- **Convección:**

Es el movimiento de una masa y su energía asociada desde un punto a otro. La transferencia de calor por convección se clasifica de acuerdo con la naturaleza del flujo. Hablamos de convección Forzada cuando el flujo es causado por medios externos, como un ventilador, una bomba o vientos atmosféricos. En cambio la convección Natural (libre), el flujo es inducido por fuerzas de empuje que surgen a partir de diferencias de densidad ocasionadas por variaciones de temperaturas en el fluido.

- **Radiación:**

Es la transferencia de calor desde un cuerpo que se encuentra a una temperatura finita hacia otro cuerpo a baja temperatura situado a cierta distancia, sin que se eleve la temperatura del medio a través del cual pasa el calor. El flujo estable del calor a través de cualquier medio de transmisión es directamente proporcional a la resistencia al flujo de calor presentada por los cuerpos y por el medio de transferencia. El aislamiento se utiliza para incrementar la resistencia al flujo de calor.

Aislantes

Existen cinco tipos básicos de aislamiento térmico, que pueden ser usados individualmente o en combinación.

- Aislante en hojuela, tal como la vermiculita o la mica expandida, se compone de pequeñas partículas que dividen finamente el espacio aire.
- Aislamiento fibroso, tal como la lana mineral, se compone de fibras de diámetro pequeño.
- Aislamiento Granular del tipo magnesia, silicato de calcio o tierra diatomácea, se componen de gránulos pequeños que contienen que contienen bolsas.
- Aislamiento celular, fabricado generalmente de vidrio, caucho o plástico, está compuesto de celdillas que dividen finamente el espacio de aire.

- Aislamiento reflectivo, tal como papel de aluminio o láminas de acero inoxidable, se compone de láminas delgadas y paralelas, las cuales poseen elevado índice reflectivo para limitar la transferencia de calor radiante; el espacio entre láminas tiene por objeto reducir las pérdidas conductivas o convectivas.

El aislamiento se encuentra comercialmente en diversas formas que incluyen macillas “sábanas”, tiras y bloques. Adicionalmente, los diversos tipos de materiales poseen otras propiedades que deben considerarse al seleccionar aislamientos: Límites de temperatura, clasificación por resistencia al fuego, estabilidad dimensional, y capacidad de absorción de humedad.

Los productos usados para aislamiento de Silicato de Calcio se constituyen a base de una mezcla de hidróxido de calcio y sílica, con varias fibras de refuerzo adicional. Estos productos presentan condiciones excepcionales de resistencia y durabilidad en aplicaciones de temperaturas medias y altas; presentan además, un rendimiento térmico notable a elevadas temperaturas.

El aislamiento de fibra de vidrio se suministra en más formas, tamaños y rangos de temperaturas que cualquier otro tipo de aislamiento. A pesar de que la fibra de vidrio que contiene pegamentos orgánicos se empieza a oxidar a temperaturas que excedan de 200 a 260 °C, la matriz de la fibra le concede buena integridad al producto, por lo que muchas fibras de vidrio están clasificadas para operar arriba de la temperatura límite del pegamento.

Las fibras minerales usadas como materiales para aislamiento son más resistentes al calor que las fibras de vidrio, pudiendo ser usadas a temperaturas más elevadas. Sin embargo, cuando se usan por encima de la temperatura de inflamación del pegamento, los productos no mantienen muy bien la integridad física.

El aislamiento de vidrio celular se compone de millones de celdillas selladas de vidrio y no absorbe líquidos o vapor. Si bien este material presenta buenas

características de resistencia a la carga, es quebradizo lo cual dificulta la instalación y causa problemas en aplicaciones que imponen vibraciones o doblajes.

La perlita expandida consiste de un mineral (perlita) que se expande a alta temperatura formando una estructura de pequeñas celdillas rodeadas de un producto vitrificado. Si bien los materiales perlíticos recién fabricados presentan una baja absorción de humedad, su capacidad de absorción aumenta notablemente después que se calientan y se oxidan. La perlita expandida es rígida y soporta cargas, pero en comparación con el silicato de calcio la perlita presenta menores resistencias a la compresión, conductividades térmicas más elevadas y es más quebradiza.

Existen tres tipos de espumas plásticas para aislamiento. Las espumas tipo poliuretano/Isocianurato son rígidas y presentan las conductividades térmicas más bajas. Sin embargo, se requiere de sellamiento para evitar la migración de vapor de agua hacia la espuma. Estas espumas presentan además problemas de estabilidad dimensional y de tendencia a incendiarse. Las espumas Fenólicas proporcionan mejores niveles antiinflamantes, pero su conductividad térmica es similar a la fibra de vidrio. Sin embargo, no se pueden usar para rangos muy amplios de temperatura. Los plásticos celulares elastoméricos ofrecen un material flexible tipo celdilla sellada, que se presta bien para aplicaciones en líneas de refrigeración, tuberías de agua y vapor, y aislamiento de recipientes. Existe un problema de generación de humos con estos materiales y los rangos de temperaturas son muy restrictivos.

Los refractarios aislantes consisten de dos tipos básicos, fibra y ladrillo. Los refractarios de fibra cerámica se elaboran a base de alúmina y sílica, mientras que el ladrillo de fuego se fabrica a base de arcillas refractarias de alta pureza añadiéndose alúmina para los ladrillos de muy alta temperatura.

La selección de aislamiento nuevo o adicional depende de varios factores. Las propiedades del material aislante deben corresponder a la temperatura de la

superficie que va a aislarse, con un cierto rango de seguridad por sobre las condiciones de diseño. También debe considerarse la ubicación del aislamiento en términos de condiciones ambientales, resistencia física al abuso, y a la forma requerida para el aislamiento. El costo del aislamiento es también importante, no solo el costo inicial, sino también el costo de mantenimiento. Existen algunos métodos para calcular el espesor económico del aislamiento. Esto envuelve la determinación de los ahorros logrados al aplicarse varios espesores de aislamiento confrontados contra el aumento de costo del aislamiento al aumentar el espesor.

1.7 INSTRUMENTACIÓN

La auditoría Energética Preliminar AEP identificará las oportunidades de ahorro de energía que merecen estudios adicionales. El trabajo que sigue es completado durante la Auditoría Energética Detallada AED, la cual es una inspección instrumentada más detallada de los equipos y sistemas consumidores de energía.

La AEP provee una medida “Cualitativa” de la eficiencia con la cual, la instalación utiliza la energía.

La Auditoría Energética Detallada provee las bases para un análisis cuantitativo del rendimiento energético de la instalación. Para reunir los datos de operación necesarios para hacer esta estimación cuantitativa, se utiliza una variedad de instrumentación fija y portátil.

Para hacer un estudio detallado de los equipos más probables de encontrar en una planta, el auditor de energía necesita instrumentos que puedan medir lo siguiente:

- Temperatura
- Flujo

- Presión
- Análisis de gases
- Electricidad
- Niveles de iluminación
- Análisis de agua

Tabla 1-2 Instrumentación

Instrumento	Especificación	Numero Requerido
Cinta de medir	30 metros	1
	5 metros	1
Linterna		3
Tuberías varias		
Cronómetro		1
Protectores de oídos		2
Anteojos		2
Cascos de seguridad		2
Guantes		2
Cuentapasos		1
Herramientas varias		
Analizador químico de Gas		1
Repuesto para el analizador químico de		2

gas		
Analizador químico de gas que incluye tubos		1
Dispositivo para prueba de humo		1
Indicador de Temperatura		1
(probetas)	inmersión	1
	300 mm	1
	600 mm	1
	Probeta de superficie	1
Manómetros	0-75 mm	1
	0-350 mm	1
	0-1200 mm	1
Velocímetros con sondas		1
Psicrómetro	Eléctrico	1
Psicrómetro	Termómetro de mercurio	4
	Termómetros de Repuesto	4
Medidor total de sólidos disueltos		1
Amperímetros de Gancho		1
Vatímetro		1

Medidor de factor de potencia		1
Medidor de intensidad Luminosa		1
Estetoscopio		1
Pirómetro Infrarrojo		1

1.7.1 MEDICIÓN DE TEMPERATURA

El parámetro más comúnmente medido en estudios energéticos es la temperatura.

Todas las evaluaciones del contenido de calor de una corriente o del consumo de energía de un proceso, dependen de la temperatura en cada etapa de la corriente o del proceso. Los instrumentos normalmente usados para medir temperaturas son:

- Termómetro de vidrio (termómetro de mercurio)
- Psicrómetro
- Termómetro de disco (bimetálico)
- Termocupla
- Pirómetro

1.7.1.1 Termómetro de Vidrio

El dispositivo más simple y común para la medición de temperatura es el termómetro de vidrio. Normalmente utiliza mercurio como fluido indicador, aunque en los últimos años han llegado a ser muy populares algunos fluidos orgánicos para aplicaciones debajo de 32 °C. Termómetros de mercurio pueden

ser generalmente usados para temperaturas entre $-35\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $650\text{ }^{\circ}\text{C}$, con exactitud de $0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ en todo el rango. Fig. 1-21



Figura 1-21 Termómetro de vidrio.

1.7.1.2 Psicrómetro

Una aplicación especial del termómetro de líquido es la medición de humedad relativa en espacios acondicionados, ductos de aire o chimeneas de descarga de secadores. Para esta aplicación, se montan dos termómetros en un dispositivo que permite medir simultáneamente las temperaturas de bulbo seco y bulbo húmedo de la corriente de aire, y a partir de las cuales se puede calcular la humedad relativa. El dispositivo usado se llama psicrómetro de aspiración. El rango de aspiración mecánico está limitado de $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $50\text{ }^{\circ}\text{C}$. A temperaturas elevadas se utilizan generalmente dispositivos electrónicos más sofisticados. Fig. 1.22



Figura 1-22 Psicrómetro

1.7.1.3 Termómetro de Disco

El termómetro de disco opera en un rango similar a aquel del termómetro de disco.

Sin embargo, debido a su mayor resistencia puede ser usado en lugares donde el termómetro de vidrio no es adecuado. El rango de aplicación es de $-100\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $540\text{ }^{\circ}\text{C}$, con una exactitud del 1 % en el rango de medición. El termómetro de disco con rango pequeño es usado, generalmente para mejorar la exactitud de la medición.

1.7.2 TERMOCUPLA

Quizás el dispositivo de más utilidad para medir temperaturas es la Termocupla de lectura electrónica. Usando este dispositivo el auditor de energía puede virtualmente determinar la temperatura de cualquier material con el cual puede hacer contacto. La exactitud de la lectura de la Termocupla es aproximadamente 0.25 % del valor leído.

Una Termocupla consiste de un par de conductores de aleaciones de diferentes metales unidos en ambos extremos. Un extremo se coloca en la superficie

donde la temperatura va a ser medida. La diferencia de temperatura entre ese extremo (la junta de medición) y el otro extremo (la junta de referencia) genera un voltaje. La magnitud del voltaje es función de la diferencia de temperaturas entre las juntas de medición y de referencia.

Diferentes combinaciones de metales se utilizan en la fabricación de termocuplas. Siete tipos de ellas han sido designadas con letras por la Sociedad Americana de Instrumentación (Instrument Society of America), y correlaciones de temperatura/voltaje han sido publicadas y reconocidas por este tipo de organizaciones en todo el mundo.

Tipos de Termocuplas

1.7.2.1 Termocupla tipo B

Consiste de dos conductores Platino/Rodio (uno al 6% de platino y el otro al 30% de rodio); puede ser usada en rangos de temperatura de 0 °C a 1820 °C en una atmósfera oxidante o inerte (servicio continuo) y en vacío (servicio corto). Esta Termocupla produce una salida baja de voltaje y no puede ser usada en una atmósfera reductora (Hidrógeno o monóxido de carbono); no puede ser usada tampoco con tubo de protección metálica o con cubiertas de termómetro.

1.7.2.2 Termocupla tipo R

Consiste de conductores de Platino/Rodio (13%) que pueden ser usados para rangos de temperaturas de -50 °C a 1768 °C. Por otra parte, su aplicación es similar a la de la Termocupla tipo B; la principal ventaja sobre la Termocupla tipo B es su mayor voltaje de salida.

1.7.2.3 Termocupla tipo S

Consiste de conductores de Platino y Platino/Rodio (10%). Puede ser usada en el mismo rango de temperaturas que la Termocupla tipo R y tiene aplicaciones

similares a las termocuplas tipo B y R. La Termocupla tipo S es la original, y es el prototipo para la medición de temperaturas entre los puntos de fusión del Antimonio y Oro (630 °C a 1064 °C).

1.7.2.4 Termocupla tipo J

Consiste de un conductor de hierro acoplado a un conductor hecho de una aleación de 55% de Cobre y 45% de Níquel.

Su rango de temperatura efectiva es -210 °C a 760 °C; sobre los 540 °C, el alambre de hierro tiende a oxidarse y por tanto, se requiere un alambre de medición grueso. Este tipo de Termocupla es satisfactoria para uso continuo en atmósferas oxidantes, reductoras o inertes, pero no debe ser usada en atmósferas sulfurosas a elevadas temperaturas. La Termocupla tipo J es de uso común debido a su bajo costo.

1.7.2.5 Termocupla tipo K

Es también conocida como Termocupla Cromel/Alumel. Cromel es una aleación de 10% de Cromo y 90% de Níquel; Alumel es una aleación de 95% de Níquel más Aluminio, Silicón y Manganeso. La Termocupla tipo K puede ser usada en un rango de -270 °C a 1372 °C en atmósferas oxidantes e inertes; es más adecuada para atmósferas reductoras. Es el tipo más popular de Termocupla usada en la industria. Su única limitación importante, es que no puede ser usada sin protección en una atmósfera reductora.

1.7.2.6 Termocupla tipo T

Es de construcción de Cobre/Constantan y es adecuada para un rango de temperatura de -270 °C a 400 °C, lo cual limita su uso en aplicaciones industriales. Puede ser usada en servicio continuo, en vacío o en atmósferas oxidantes.

1.7.2.7 Termocupla tipo E

Esta Termocupla Cromel/Constantan es efectiva para un rango de temperaturas de -270 °C a 1000 °C y tiene la más alta producción de voltaje que cualquier otro prototipo de Termocupla. Puede ser usada en atmósferas oxidantes e inertes.

Tabla 1-3 Termocuplas

Tipo de Termocupla	Rango de Temperatura	Atmósfera				Mili-voltios de Salida
		R.	O.	I.	V.	
B	0 °C a 1820 °C 32 °F a 3310 °F		x	x	x	0 a 13.814
R	-50 °C a 1768 °C -60 °F a 3.210 °F		x	x		-0.226 a 21.108
S	-50 °C a 1768 °C -60 °F a 3.210 °F		x	x		-0.236 a 18.698
J	-210 °C a 760 °C -350 °F a 1400 °F	x	x	x	x	-8.096 a 42.922
K	-270 °C a 1372 °C		x	x		-6.458 a 54.875
T	-270 °C a 400 °C -450 °F a 750 °F	x	x	x	x	-6.258 a 20.869
E	-270 °C a 1000 °C -450 °F a 1830 °F		X	x		-9.835 a 76.358

R= Atmósfera Reductora

O= Atmósfera Oxidante

I= Inerte

V= Vacío

1.7.3 PIRÓMETROS

Todos los dispositivos hasta ahora deben tener alguna forma de contacto con el medio a ser medido para ser efectivos. Sin embargo, hay muchas aplicaciones que requieren mediciones de temperatura donde este contacto es impráctico o peligroso. Ejemplos de esto constituye, la medición de material en movimiento o la inspección de aparejos de conexión eléctricos con mal contacto a través de la detección de puntos calientes. En estas situaciones, el auditor requiere una forma de medición de temperatura sin hacer contacto. Los dispositivos de este tipo miden la radiación infrarroja emitida por un objeto y la convierten en una lectura equivalente de temperatura. Hay cuatro tipos de pirómetros de radiación:

- Pirómetro de banda ancha
- Pirómetro Óptico
- Pirómetro de franja intermedia
- Pirómetro de relación

Los pirómetros de banda ancha y óptico son los más comunes y se discuten con más detalle que los otros.

1.7.3.1 Pirómetro de Banda Ancha

Es el tipo más simple tanto en diseño como en uso. Mide la radiación en todas las longitudes de onda, tanto en la región visible como en la infrarroja, y es adecuado para ser usado a temperaturas menores 0 °C y mayores que 3000 °C. La emisividad del material que va a ser medido debe ser ajustada en el control de la emisividad del dispositivo. El objeto es apuntado de la misma manera que se hace con un revólver (algunos modelos utilizan visión óptica en lugar de visión chaflanada o a través de ranura). Se oprime el disparador y la lectura aparece en la pantalla digital, mientras que otros utilizan un tipo de pantalla de disco graduado.

1.7.3.2 Pirómetro Óptico

Mide por comparación de la brillantez de la radiación visible del objeto medido con aquella de referencia. Opera en una banda estrecha de longitud de onda y es adecuado para rangos de temperaturas de 600 °C hasta valores superiores a 3000 °C. El pirómetro óptico es ligeramente más complejo en operación que el pirómetro de banda ancha. El instrumento depende de la habilidad del ojo humano para distinguir la diferencia de brillantez entre dos fuentes de luz.

Al igual que con el pirómetro de banda ancha, el objeto a ser medido es apuntado. Se mueve el control de ajuste hasta que la brillantez del objeto medido iguala aquella de la referencia, tal como se observa a través del ocular.

El control de ajuste es acoplado a la escala de temperatura para obtener la lectura directa. Este instrumento es usado en aplicaciones de elevada temperatura donde la emisividad del objeto a ser medido se aproxima a la unidad.

1.7.3.3 Pirómetro de Franja Intermedia

Opera en un rango selecto de longitudes de onda por medio de filtros especiales para eliminar las longitudes de onda no deseadas. El dispositivo es útil para mediciones en materiales tales como vidrio o películas de plástico. Dado que el vidrio no es transparente a longitudes de onda superiores a 2.8 micrones, el pirómetro debe ser sensitivo sólo a aquellas longitudes de onda para evitar medir la temperatura de materiales que se hallan detrás del vidrio.

1.7.3.4 Pirómetro de Relación

Mide la intensidad de radiación emitida por el objeto a dos longitudes de onda, y utiliza la relación de ellas para calcular la temperatura del objeto.

Mientras el pirómetro de banda ancha es del tipo más simple como ya se vio, el mayor problema asociado con los pirómetros es la determinación correcta de la emisividad del material sujeto a medición.

La emisividad de un material varía entre 0 y 1, dependiendo de cuanto se aproxima la radiación a la característica del cuerpo negro. La emisividad de muchas de las sustancias comunes puede ser medida.

El auditor debe estar consciente que una de las características del pirómetro es asegurarle de obtener resultados exactos del dispositivo. El pirómetro mide la radiación promedio emitida por todo lo que se halla dentro del ángulo de visión. El diámetro del campo de visión depende de la distancia que hay entre el objeto a medirse y la parte frontal del pirómetro, y este diámetro se incrementa con el aumento de esta distancia. Por esta razón, el auditor debe estar tan cerca como sea posible del objeto medido, siguiendo por supuesto las reglas de seguridad.

Tabla 1-4 Dispositivos de Medición Temperatura

Dispositivo de Medición	Rango de Temperatura (°C)	Ventajas	Limitaciones
Termómetro de vidrio (mercurio)	-35 a 650	Precisión	Fragilidad, respuesta lenta
Termómetro de disco	-100 a 540	Resistente, de amplia aplicación	Precisión, respuesta lenta
Termocupla (tipo K)	-270 a 1372	De amplia aplicación, respuesta rápida; precisión	Costoso; no puede usarse en atmósfera reductora
Pirómetro Banda Ancha	0 a 3000	No requiere contacto; respuesta rápida	Ángulo de visión; emisividad debe ser conocida

1.7.4 MEDICIÓN DE FLUJO

En muchas situaciones de auditoría, el flujo es una de las variables más difíciles de medir. La instrumentación para flujo, a veces no se halla instalada donde el auditor la requiere o la instrumentación existente está muy mal mantenida y descalibrada. Para superar esto, el auditor debe a menudo estimar o calcular el flujo como función de un aparato conocido o medible, o de los datos suministrados por el fabricante del equipo bajo análisis. Siempre que sea posible, el auditor debe tratar de obtener datos de flujo confiables a partir de los instrumentos instalados.

Si no existe equipo instalado para medición de flujo, la planta debe pesar la necesidad de tales equipos con el costo de adquirirlos e instalarlos, y el nivel de exactitud requerido en la auditoría.

La discusión que sigue está limitada a los medidores que el auditor utiliza más a menudo. Estos son:

- Orificio
- Tubo de Pitot y manómetro
- Velocímetro
- Ultrasónico (sin intromisión)
- Rotámetro
- Medidor tipo turbina
- Desplazamiento positivo

1.7.4.1 Medidor de Orificio

El dispositivo más común para medir flujos es el medidor de orificio. Generalmente se lo instala de forma permanente entre las bridas de las tuberías, es relativamente barato, y cuando es usado correctamente, es bastante preciso para la mayoría de aplicaciones. El medidor de orificio puede ser usado para medir el flujo de una variedad de líquidos y gases de baja viscosidad, en

tuberías donde el rango de flujo máximo a mínimo no excede la relación de 3 a 1.

1.7.4.2 Tubo de Pitot y Manómetro

Otro dispositivo para medir flujo, usado principalmente para gases, es el tubo de Pitot que se utiliza junto con un manómetro. El tubo de Pitot es insertado en la corriente del fluido cuya velocidad va a medirse. Este se basa en el principio de que una corriente de gas al cruzar el extremo de un tubo abierto produce una caída de presión. Esa caída de presión puede ser medida con el manómetro. El manómetro puede ser de configuración portable o diseñado para instalación permanente donde sea conocido que el perfil de velocidad de la corriente es plano.

1.7.4.3 Velocímetro

Un dispositivo que opera con el mismo principio para medición de flujo de gas que el del tubo de Pitot y manómetro es el velocímetro. Este instrumento es generalmente vendido como un conjunto, con cierto número de sondas para uso bajo diferentes condiciones de flujo. En lugar de usar un manómetro para medir la caída de presión, el velocímetro trae consigo, formando parte integrante de su estructura, el medidor de lectura.

El uso del tubo de Pitot o sondas de velocímetro para medir flujo tiene una seria desventaja: La velocidad es medida sólo en un punto. En la práctica, la velocidad del gas en el ducto no es uniforme a través de cualquier sección.

Por ello, generalmente se traza un travesero para determinar la velocidad promedio. El mejor método para medir velocidad es el seccionamiento en áreas iguales.

1.7.4.4 Medidor de Flujo Ultrasónico

Es un instrumento para medir flujo de líquidos, fácil de usar y portátil, pero no muy disponible.

El medidor de flujo ultrasónico consiste en un conjunto de transductores acoplados a un panel computador. Los transductores se conectan a la tubería que contiene el líquido bajo estudio. Uno de los transductores inyecta una señal ultrasónica en el fluido, la cual es detectada por el otro transductor localizado corriente abajo y en el lado opuesto al primer transductor en la tubería. La velocidad es determinada, ya sea, midiendo el tiempo requerido para recibir la señal transmitida o midiendo el cambio de frecuencia de la señal debido al efecto Doppler.

El medidor de flujo ultrasónico tiene varias características que son importantes para el auditor de energía. La principal de ellas es la calidad de ser portátil. Donde la instrumentación instalada permanentemente es innecesaria o interrumpiría las operaciones de la planta, el instrumento ultrasónico es adecuado ya que no requiere hacer perforaciones en el sistema. La exactitud del dispositivo es excelente, ya que tiene un error menor que 0.5 % en todo el régimen de flujo. Cuando se necesita analizar una línea de tubería, pueden utilizarse transductores de repuesto con el mismo panel computador. Pasando de un conjunto de transductor a otro, se pueden tomar lecturas casi simultáneamente. El medidor de flujo ultrasónico tiene también cierto número de desventajas. El equipo es costoso. Además, su aplicación con líquidos que tienen muchos sólidos en suspensión puede verse restringida. Finalmente, algunos tipos de medidores de flujo no pueden ser usados con tuberías que no son conductoras del sonido (concreto).

Hay cuatro tipos principales de medidores de flujo ultrasónico:

- De Gancho, disparidad de tiempo

- Inserción (húmeda), disparidad de tiempo
- Medidor de flujo Doppler
- Medidor para canal abierto

Tabla 1-5 Tipos de Medidores Ultrasónicos

Tipos	Aplicaciones
De Gancho	Lo mejor para uso general, líquidos limpios y moderadamente aireados, mezclas orgánicas de densidad media. No puede ser usado con tuberías de concreto o muy ventiladas o mezclas no orgánicas.
Inserción	Igual que el anterior, pero los transductores se insertan en la corriente. Puede ser usado en todo tipo de tubería. Las cavidades de los transductores pueden obstruirse, exigiendo parada del proceso para la reparación
Medidor de flujo Doppler	Principalmente para medición en mezclas pastosas. No puede ser usado con líquidos limpios o no aireados. La exactitud depende de la uniformidad de la concentración de partículas en la corriente
Medidor para canal abierto	Principalmente para agua de desecho o efluentes en conductos parcialmente llenos, abiertos o cerrados

1.7.4.5 Rotámetro

Un instrumento de medición para gases y líquidos menos costoso es el Rotámetro. Aunque este instrumento no es portátil o rápido de instalar como el

ultrasónico, si es fácil de usar. El rotámetro consiste de un flotador que se mueve libremente en el sentido vertical en un tubo de transporte. El fluido que va a ser medido, entra por la base del tubo y pasa a través del ángulo formado entre el flotador y la pared del tubo. Para cualquier régimen del flujo, el flotador alcanza una posición definida en el tubo. Rotámetros precalibrados pueden ser obtenidos para fluidos específicos y disponibles en variedad de tamaños.

1.7.4.6 Medidor de Flujo Tipo Turbina

Son dispositivos de regímenes de flujo volumétrico. Consiste de un rotor de turbina de acero inoxidable encerrado por un cuerpo de medición no magnético, el cual es suspendido en el flujo de la corriente. La corriente ejerce una fuerza sobre los álabes del rotor de la turbina que hace rotar. La velocidad rotacional de la turbina es proporcional a la velocidad del fluido y por tanto, al régimen de flujo volumétrico.

Medidores de flujo tipo turbina deben ser instalados con tuberías rectas con longitudes de por lo menos 10 y 5 veces el diámetro de la tubería corriente arriba y corriente abajo respectivamente. La selección del medidor depende de las características de los fluidos a medirse.

1.7.4.7 Medidor de Desplazamiento Positivo

Son adecuados para quedar instalados de manera permanente. Estos medidores son útiles para medir flujos de líquidos y gases. El fluido a ser medido circula a través de compartimientos de tamaño definido. A medida que los compartimientos se llenan, estos rotan y permiten que el fluido abandone el medidor. El régimen de flujo a través del medidor es igual al producto del tamaño del compartimiento, número de compartimientos y régimen de rotación del rotor. Estos medidores son particularmente útiles para determinar flujos a través de largos períodos de tiempo.

1.8 PRESIÓN

Mediciones de presión son útiles para evaluar la operación del sistema. La medición de presión estática de hornos, caída de presión, o elevaciones a través de filtros de ventiladores y bombas, suministran al auditor información adicional para ayudarlo a entender las características del sistema bajo estudio.

La mayoría de medidores de presión (tubos de Bourdon, manómetro y fuelles) miden realmente la diferencia de presión entre dos puntos. Estos vienen generalmente diseñados para medir la diferencia entre la presión atmosférica y otra presión. Esta diferencia de presión se denomina presión manométrica. La presión atmosférica viene dada por el peso del aire y vapor de agua encima de la superficie de la tierra. La presión atmosférica estándar (o presión barométrica standard) es:

- 760 mmHg
- 10.44 metros de columna de agua
- 101.325 N/m^2
- 1.033 Kg/cm^2
- 1.013 bar

La presión atmosférica real varía con la condición climática, latitud, y altitud (aproximadamente 0.8 bar menos por cada 300 metros sobre el nivel del mar)

La presión absoluta es la suma de la presión manométrica y la presión atmosférica. Una presión absoluta de cero existiría solo en el vacío perfecto.

Es importante determinar el tiro de hornos y calderos en la caja de fuego y en la chimenea. El tiro indica la presión a la cual el sistema de combustión opera. La intensidad del tiro determina el régimen al cual, los gases de combustión pasan a través de la caldera u horno y la cantidad de aire suministrado para la combustión. Un tiro excesivo puede incrementar la temperatura de la chimenea (causado transferencia de calor incompleta), mientras que un tiro insuficiente puede causar humo debido a la falta de aire para la combustión.

El tiro es medido con un dispositivo para medir presión, además, pueden usarse también medidores de tiro especiales.

1.8.1 INDICADOR DE TIRO

Para usar el indicador de tiro, la sonda es introducida en el área donde el tiro va a ser medido (ya sea en la caja de fuego o en el conducto de humo).

El tiro se lee directamente en la escala. La cantidad de humo en los gases de combustión puede ser determinada ya sea, usando una bomba y filtro es un método de mediciones portátil; el método de la opacidad del gas requiere que el instrumento quede semi-permanente o permanentemente instalado.

El tiro es normalmente medido en milímetros de columna de agua. Los valores correctos para cada pieza de equipo bajo una carga o régimen de fuego dado, pueden ser determinados de los datos originales del equipo suministrado por el fabricante o por información disponible de otros equipos similares.

Los manómetros e indicadores de tiro pueden ser usados para probar secadores, equipos de control ambiental, u otros sistemas que utilizan aire o gas como medio de transporte. Estos dispositivos pueden también ser usados para medir caídas de presión a través de filtros, lo cual indica el grado de limpieza; presión estática en un ducto, lo cual indica el trabajo requerido para vencer la resistencia del sistema; o elevación de presión a través de un ventilador, lo cual indica la potencia que se está consiguiendo. Los indicadores de tiro y manómetros pueden ser utilizados para medir presiones diferenciales y estáticas en el rango de 0 a 0.1 bar.

Indicadores de presión usados en sistemas de vapor y fluidos son por lo general manómetros de tubo de Bourdon. El tubo de Bourdon se halla cerrado en uno de los extremo y tiene una sección transversal interna que no es un círculo perfecto. Al sufrir distorsiones, el tubo tiene la propiedad de cambiar su forma de acuerdo con la variación interna.

1.9 Análisis de Gas

La discusión de análisis de gas será limitada al análisis de los gases de combustión de calderas y hornos con el propósito final de determinar la eficiencia de la combustión. La discusión se centrará en el analizador de combustión Bacharach Fyrite. Se ha seleccionado el Fyrite porque es un instrumento robusto capaz de resistir los rigores del uso continuo. Además, los fluidos utilizados para el análisis sirven para un gran número de pruebas y pueden ser fácilmente reemplazados cuando se han agotado. El sistema es modular, los repuestos son baratos y pueden conseguirse y reemplazarse con facilidad.

El analizador absorbe una muestra de gases y determina su contenido volumétrico. Conociendo el contenido de dióxido de carbono y de oxígeno de la muestra de gas, la temperatura de los gases de la chimenea y del aire de combustión, y el tipo de combustible que está siendo quemado, es posible determinar la eficiencia de la combustión con una exactitud razonable.

Otros tipos de equipos para análisis de gases se hallan disponibles y bajo uso regular en todo el mundo. Estos analizadores incluyen al tradicional aparato de Orsat que opera con el mismo principio que el de Fyrite, analizadores electrónicos portátiles que utilizan celdas electroquímicas como medio para medir, y analizadores infrarrojos que son extremadamente sofisticados y exactos para medir dióxido y monóxido de carbono de los gases de la chimenea. Para la mayoría de las plantas de nuestro medio, el analizador Fyrite suministra resultados que son bastante exactos, y que lo vuelven adecuado para hacer evaluaciones de los efectos de las medidas de conservación en los equipos de la planta.

La medición de la eficiencia de la combustión requiere también mediciones de temperatura, psicrométricas y de análisis de los gases de combustión. El auditor debe observar ciertas precauciones y consejos de operación para asegurarse de que los resultados obtenidos de los análisis de gas son exactos dentro de los

límites de los instrumentos y pueden ser repetidos. Para comparar la eficiencia de operación a través de un período de tiempo de un equipo que funciona con llama, los procedimientos de pruebas y sus resultados deben ser consistentes de una prueba a otra. Por esta razón, se recomienda que un pequeño grupo de cada lugar sea entrenado en los principios de análisis de gases y que sean ellos los únicos que realicen las pruebas requeridas.

Antes de iniciar la prueba de la combustión, el auditor debe inspeccionar el equipo que va a ser estudiado para localizar o identificar la necesidad de los puntos de prueba desde donde se van a tomar las muestras de gases y se van a medir las temperaturas.

Las mediciones que deben hacerse para una prueba completa de combustión son:

- Temperatura de entrada del aire de combustión
- Temperatura de los gases de combustión
- Tiro de la caja de fuego y de la chimenea
- Cantidad de humo en los gases de combustión
- Composición por volumen en los gases de combustión (en porcentaje) CO₂ y O₂.

1.10 TEMPERATURA DEL AIRE DE COMBUSTIÓN

El auditor debe medir la temperatura del aire de combustión en la entrada del ventilador de tiro forzado. Si es una unidad de tiro natural, la temperatura del aire de combustión puede ser medida en la parte frontal del quemador donde el aire entra en la caldera. Para hacer esta medición puede usarse un termómetro de mercurio. Para algunos análisis, es necesario determinar el contenido de humedad del aire. Si fuera este el caso, debe usarse un psicrómetro de aspiración para determinar la humedad relativa y entonces, a partir de la carta psicrométrica obtener el contenido de humedad del aire.

1.10.1 TEMPERATURA Y COMPOSICIÓN DE LOS GASES DE COMBUSTIÓN

El punto en el cual se toma la muestra de gas y se mide su temperatura debe estar lo más cercano posible a la salida de la carcasa del sistema. Aproximándose al punto de salida, se minimiza la pérdida de temperatura en la corriente de gas y la posibilidad de contaminación con el ambiente. Los agujeros perforados para la toma de la muestra de gas deben ser lo más cercano posible a los diámetros de las sondas de la toma de muestra y de medición de temperatura para evitar la entrada del aire exterior que podría diluir la muestra. Debe elegirse puntos separados para la toma de la muestra y la medición de temperatura para evitar interrupciones de la prueba debido al cambio de las sondas. El cambio de las sondas de gas y temperatura también significa demora, dado que la sonda de temperatura debe estabilizarse a la temperatura de operación. Una Termocupla con estuche de protección y lectura electrónica debe usarse para medir la temperatura de los gases de combustión.

1.10.2 TIRO DE CAJA DE FUEGO Y CHIMENEA

Los puntos de prueba para el tiro de la caja de fuego de la chimenea dependen del tipo de unidad que está siendo probada, de la configuración de los ventiladores y de si la caja de fuego y la chimenea se encuentran sobre o debajo de la presión atmosférica. Como estas condiciones varían de una unidad a otra, el auditor debe examinar la instalación de los medidores de tiro existentes o revisar los manuales de operación para conocer donde deben ser tomadas las lecturas y que valores deben esperarse.

1.10.3 HUMO EN LOS GASES DE COMBUSTIÓN

El humo contenido en los gases de combustión puede medirse en el mismo punto de toma de la muestra de los gases usando una bomba de operación manual que succiona un cierto volumen de gases de combustión y lo pasa a través de un filtro de papel. Las partículas de Humo se depositan sobre el filtro de papel, y luego se compara su densidad con otra establecida como referencia. La lectura de la escala de referencia que más se aproxime al papel de prueba nos indica la condición de operación del equipo de combustión. Utilizando los

hallazgos del contenido de humo junto con los resultados de los análisis de combustión, el auditor está en posición de hacer recomendaciones concretas para mejorar la operación de la unidad.

1.10.4 COMPOSICIÓN DE LOS GASES DE COMBUSTIÓN

La bomba de humo requiere poco mantenimiento. Junto con la bomba se suministra un tubo con aceite de lubricación para facilitar la operación de esta. La experiencia adquirida operando la bomba nos dará algunas guías para su mantenimiento.

Una vez que los puntos de prueba han sido establecidos, el auditor debe reunir los equipos que serán usados para efectuar los análisis y asegurarse de que todos se hallan en buenas condiciones de trabajo. La principal área de atención es el equipo de análisis de gases. Este equipo debe ser operado y mantenido adecuadamente para asegurar buenos resultados de las pruebas.

1.11 MEDICIONES ELÉCTRICAS

Hay cuatro mediciones eléctricas importantes en la conducción de una Auditoría Energética Detallada. Estas son:

- Amperaje
- Voltaje
- Vatiaje (o demanda instantánea)
- Factor de potencia

1.11.1 AMPERAJE

Es la medida del flujo de electrones en la corriente eléctrica. Todo conductor tiene cierta capacidad para llevar electrones. Existen tablas que muestran, para un determinado conductor y sistema de aislamiento, la corriente máxima permisible que puede transmitir sin sufrir daño debido al calor generado.

1.11.2 VOLTAJE

Es la medida de la fuerza que mueve los electrones en la corriente eléctrica, y es generalmente constante. Aunque el voltaje no es de primordial importancia en la conducción de la Auditoria Energética Detallada, debe ser medido para asegurarse de la operación correcta de la reducción del voltaje de la instalación y del sistema de distribución.

1.11.3 VATAIAJE

Es la medida de la potencia eléctrica en el circuito. Para determinar directamente la potencia consumida por un equipo se utiliza el vatímetro. El registrador de corriente o el amperímetro de gancho pueden también ser usados para determinar indirectamente la potencia consumida, dado que la potencia aparente en un circuito es igual al producto de la corriente por el voltaje y por la raíz cuadrada del número de fases en el sistema.

1.11.4 FACTOR DE POTENCIA

La última de las mediciones eléctricas es el factor de potencia. Para esto se utiliza el medidor de factor de potencia; físicamente este medidores similar al vatímetro. El medidor de factor de potencia tiene parte del mecanismo del vatímetro; se compone de un transductor de corriente y tres terminales de tipo pinza, uno de los cuales se distingue por una marca (#1); viene también acompañado de un panel para lectura directa.

Deben observarse las normas de seguridad al tomar mediciones de un sistema eléctrico. Hay que tener cuidado de no conectar una pinza o transductor de corriente en un conductor eléctrico desnudo. Use guantes de protección.

1.12 ANÁLISIS DE AGUA

Para determinar la concentración de lones, es necesario realizar muchas pruebas del agua de caldera y agua de alimentación. Estas pruebas se efectúan como parte de un programa de tratamiento de agua para asegurar la operación continuada, segura y eficiente de la caldera. Las pruebas que se realizan son

aquellas de alcalinidad, cloro, dureza, fosfatos, sulfitos, oxígeno, PH, y total de sólidos disueltos (TSD).

La medición de TSD en el agua de alimentación, retorno de condensado, agua de reposición, y agua de caldera provee al auditor de un medio para evaluar la condición de la caldera y de los sistemas de distribución de vapor y de condensado de la planta. Aunque esta no es prueba de la combustión, la cantidad de sólidos disueltos en el agua de caldera es una indicación de la capacidad de transferencia de calor de la misma. Concentración elevada de sólidos disueltos en el agua de caldera indican el potencial de incrustaciones en las superficies de transferencia de calor de esta. También, la evaluación de los sólidos contenidos en el agua de reposición, retorno y alimentación puede indicar la presión de fugas en los sistemas de vapor y condensado.

Para medir la concentración de sólidos disueltos en el agua de caldero, se utiliza un medidor de conductividad o medidor de total de sólidos disueltos (TSD). El aparato mide la resistencia eléctrica (el inverso de la conductividad) de una muestra de líquido. Dado que el agua pura no es conductora, su conductividad eléctrica es cero. Sin embargo, los sólidos disueltos incrementan la conductividad. El medidor está calibrado para dar una lectura directa de los sólidos disueltos en partes por millón.

Al igual que con cualquier análisis de agua, hay que tener ciertos cuidados para asegurarse de obtenerse buenos resultados. Al tomar la muestra para el análisis, el auditor debe limpiar la botella de toma de muestra con el mismo líquido que va a ser analizado con el objeto de no dejar rastros de muestras de análisis anteriores. Además, debe tomar una cantidad de muestras suficiente que le permita lavar por 3 o 4 veces la pequeña taza del medidor, antes de tomar la lectura. Antes de tomar la lectura, el auditor debe asegurarse de que el medidor se halla encendido y que la batería tiene carga suficiente como para marcar valores correctos.

El auditor debe también tener los medios para enfriar una muestra que se halla a temperatura muy elevada, hasta llevarla por debajo de los 100 °C y colocarla en un recipiente abierto a la atmósfera. La muestra que se coloca en el medidor debe estar debajo de 50 °C para evitar daños al aparato. Al tomar muestras a temperaturas elevadas, parte de ella se evaporará, dando lugar a una concentración mayor de sólidos en lo que queda de la muestra. Como consecuencia de esto, la lectura será incorrecta y puede guiarnos a conclusiones y recomendaciones erróneas.

Para evaluar la caldera se debe tomar una muestra del agua de caldera en el punto de purga. Para obtener el TSD puede seguirse las instrucciones del párrafo anterior. En la mayoría de las aplicaciones en calderas que operan hasta presiones de 40 bar, el contenido de sólidos en el agua de caldera debe estar en el rango de 2500 a 3000 ppm. Si la concentración es menor, se está purgando demasiada agua, y por lo tanto, se está desperdiciando agua, químicos y energía. Si la concentración es mayor, pueden producirse incrustaciones en las superficies, lo cual reduciría la eficiencia de transferencia de calor y probablemente causaría fallas en los tubos de la caldera. Siguiendo con los análisis, el auditor debe obtener muestras y valores de sólidos disueltos en el retorno de condensado, agua de reposición y agua de alimentación a la caldera. Con estas lecturas se puede evaluar el porcentaje de agua de reposición que se está suministrando y entonces así, calcular las pérdidas del sistema.

El porcentaje de reposición puede determinarse con la fórmula:

$$\frac{(TSD \text{ en el agua de reposición}) - (TSD \text{ en el condensado})}{(TSD \text{ en el agua de alimentación}) - (TSD \text{ en el condensado})} \times 100$$

= Porcentaje de reposición

CAPITULO 2

2 AUDITORIA ENERGÉTICA

2.1 DEFINICIÓN:

Una auditoría energética consiste básicamente en el análisis de la situación energética a lo largo de un período de tiempo dado (en general un año) con el fin de determinar cómo y dónde se utiliza la energía en sus diferentes formas (combustibles, electricidad...). En general en toda organización empresarial que se precie de buena, se conoce perfectamente cuanta energía se gasta en un año o en un mes. Sin embargo en muchos casos no se conoce de modo exacto cómo se gasta la energía en los procesos productivos y donde se producen los mayores derroches.

2.2 OBJETIVO DE LA AUDITORIA ENERGÉTICA:

La auditoría energética tiene por objetivo averiguar cuál es el estado actual del comportamiento energético de un sistema en funcionamiento para mejorar su comportamiento energético.

2.3 PASOS A SEGUIR EN UN PROGRAMA DE AUDITORIA ENERGÉTICA.

- Revisar programa de administración de Energía
- Efectuar Auditoría Energética preliminar
- Desarrollar Plan de acción, incluyendo una Auditoría Energética Detallada
- Determinar la cobertura de la Auditoría Energética Detallada
- Completar trabajo preliminar
- Efectuar el trabajo de Campo de la Auditoría Energética Detallada
- Evaluación de los datos recolectados
- Identificar oportunidades de Conservación

- Desarrollar plan de acción para implementación
- Continuar el seguimiento del uso de Energía
- Mejorar el programa global del manejo de la energía

2.4 CLASES DE AUDITORIA:

Para el presente proyecto de titulación se realizarán 2 tipos de auditorías:

- Auditoria Preliminar
- Auditoria Detallada

2.4.1 AUDITORIA PRELIMINAR (AP):

Los pasos que se toman en una Auditoria Preliminar de un sistema de vapor se limitan a una inspección visual. Sin embargo, esta inspección permitirá al auditor identificar factores tales como tamaño de tubos, presiones de distribución, falta de aislamiento, y fugas de vapor. Algunos de estos pasos se podrían repetir en la Auditoria Energética Detallada.

2.4.1.1 Pasos a seguir en la Auditoria Energética preliminar

- Contacto con la empresa (Fabrica PALCIEN)
- Visita de campo a las instalaciones de la empresa
- Inspección visual del lugar
- Recolección de datos proporcionados por parte del personal técnico y administrativo de la planta
- Identificación y evaluación de los sistemas de mayor consumo de energía
- A través de la inspección identificar las posibles causas de pérdidas o fugas en el sistema energético de manera general
- Realizar un informe generalizado de los datos tomados en esta visita de campo

2.5 DESARROLLO DE LA AUDITORIA PRELIMINAR

2.5.1 CONTACTO CON LA EMPRESA

El primer contacto con la empresa se lo realizó a través de la secretaria de la misma, esta nos dio cita con el Gerente General Guillermo Hernández, el cual me brindó el apoyo necesario para empezar con el trabajo respectivo.

Posteriormente se realizó la primera visita de campo a cargo del Director de Planta el mismo que me dio un recorrido por la misma.

2.5.1.1 Director de Planta

La primera visita de campo se lo realiza con el Director de Planta, el cual se halla involucrado con todos los aspectos de los equipos y mantenimientos de su operación, él está informado de lo que ocurre ahí.

Dentro de la información que puede suministrar incluye:

- Condición de los equipos y cualquier problema de operación.
- Sistemas de Control
- Instrumentación
- Procedimientos de mantenimiento

2.5.1.2 Administrador y Personal de Operaciones y Producción

Estas personas deberían suministrar la información faltante sobre la marcha de los equipos y las condiciones de operación requeridas para cumplir con la demanda impuesta.

2.5.1.3 Personal Administrativo

Cualquier falta de información sobre costo de la energía, horarios de operación, informes de producción, etc. puede ser generalmente obtenida del personal administrativo apropiado. Ellos suministran a menudo el criterio económico para la toma de decisiones en la planta. El conocimiento de esto es importante cuando el auditor de energía está evaluando las oportunidades de conservación.

2.5.2 INSPECCIÓN VISUAL Y RECORRIDO A TRAVÉS DE LA PLANTA

El auditor de energía recorre las instalaciones para evaluar objetivamente las condiciones de la planta y los procedimientos de operación, y demás, tener una mejor comprensión del flujo de proceso. Para conseguir estas metas, se reunirá personalmente información sobre lo siguiente:

- Flujo de materia prima y energía en la planta
- Departamentos principales
- Sistemas de mayor consumo de energía
- Cualquier instrumentación instalada, incluyendo medidores del servicio público.
- Procedimientos seguidos para los informes de energía y cualquier insuficiencia de estos.
- Procedimientos seguidos para los informes de producción y operación.
- Oportunidades de conservación de Energía.

2.5.2.1 Pasos a seguir para efectuar la inspección visual y recorrido a través de la planta.

Seleccionar una persona de la planta para que acompañe al auditor de energía durante la inspección.

Para nuestro caso se seleccionó al Director de planta Sr. Luis Rodríguez quien lleva trabajando en esta empresa aproximadamente 12 años.

Obtener un diagrama de la planta.

Para este paso se realizó un bosquejo con la ayuda del personal de la planta y la inspección visual.

Señalar en el bosquejo el flujo de materia prima y energía, incluyendo:

- Material recibido y áreas de almacenamiento
- Entrada de energía primaria, localización de medidores, áreas de almacenamiento.
- Áreas principales de producción, tipos de energía y materiales utilizados.
- Departamento de bodega y despacho del producto final
- Áreas de los sistemas de reciclaje de recursos.
- Áreas de acondicionamiento del material de desperdicio

Identificar y evaluar los sistemas de mayor consumo de energía a través del sistema de análisis:

Proceso de sistema de calderos

Para este proceso se pudo observar, que utilizan Diesel como combustible.

Esta empresa utiliza 2 calderos pirotubulares de 3 etapas, uno en posición vertical (645 HP) y otro en posición horizontal (750 HP), según el personal estos calderos tienen una eficiencia del 93% con un funcionamiento promedio de 12 horas diarias, generando 240 °C en promedio una vez alcanzado su nivel de estabilidad, para esto se requiere aproximadamente una hora a partir del encendido.

Sistema de Distribución de Vapor

Los Calderos generan vapor hacia tres equipos fundamentales como son los Esterilizadores o Autoclaves, Digestores y los Preclarificadores, a través de un sistema distribuidor de vapor.

En este aspecto se pudo observar que existen pérdidas en el traslado del vapor ya que desde el caldero sale vapor saturado a 240 °C, llega al sistema de distribución de vapor y este se encarga de mandar el vapor necesario para los autoclaves, existiendo una pérdida de la temperatura del mismo hasta los 140 °C, distribuye también vapor hacia los digestores existiendo pérdidas hasta una temperatura de entre 85 y 90 °C, y de la misma forma hacia los preclarificadores.

Cubierta de la Planta

La cubierta de la Planta está fabricada de galvalume la cual es una cubierta metálica trapezoidal, fabricado de acero y recubierto de una aleación de aluminio y zinc, lo que da una excelente resistencia a la corrosión extendiendo su vida útil en más de 20 años.

Iluminación

Esta planta labora aproximadamente 12 horas al día, por lo que la iluminación se da tanto con energía solar como eléctrica.

Ventilación

Esta fábrica al no tener paredes en el galpón de trabajo, la ventilación se da libremente por la corriente de aire que circula por el sector.

Sistemas de agua, incluyendo distribución de vapor y condensado

El sistema de agua con el que cuenta esta Planta se da tanto por agua potable como agua del río que pasa cerca de la fábrica.

El agua potable básicamente abastece a la oficina, sector de baños y el sector del comedor.

El agua de río trabaja directamente con los calderos, esta se trata químicamente para que su contenido no afecte y proteja a los mismos, puesto que estos son el alma de la fábrica.

2.6 DATOS OBTENIDOS DE LA AUDITORIA PRELIMINAR

Con la inspección visual se pudieron obtener los siguientes posibles problemas que se producen en la Planta, los cuales se detallarán a continuación:

- Sector Calderos: Por la información proporcionada por el personal de mano de obra se comprobó que los Calderos trabajan con un único combustible, diesel.
- La distribución del vapor desde los calderos hacia los demás equipos de trabajo, sean estos digestores, autoclaves y preclarificadores no cuentan con un sistema adecuado de aislante térmico, por lo que existe una gran pérdida de energía.
- La mayoría de los medidores de presión y temperatura de los equipos no se encuentran trabajando.
- Se pudo observar que la mayor parte del uso energético viene dado por el consumo de energía eléctrica y Diesel, la energía eléctrica es proporcionada por la empresa eléctrica de Quinindé. La entrega de este servicio es muy buena por lo que el consumo energético a través de generadores eléctricos es muy poco usada.

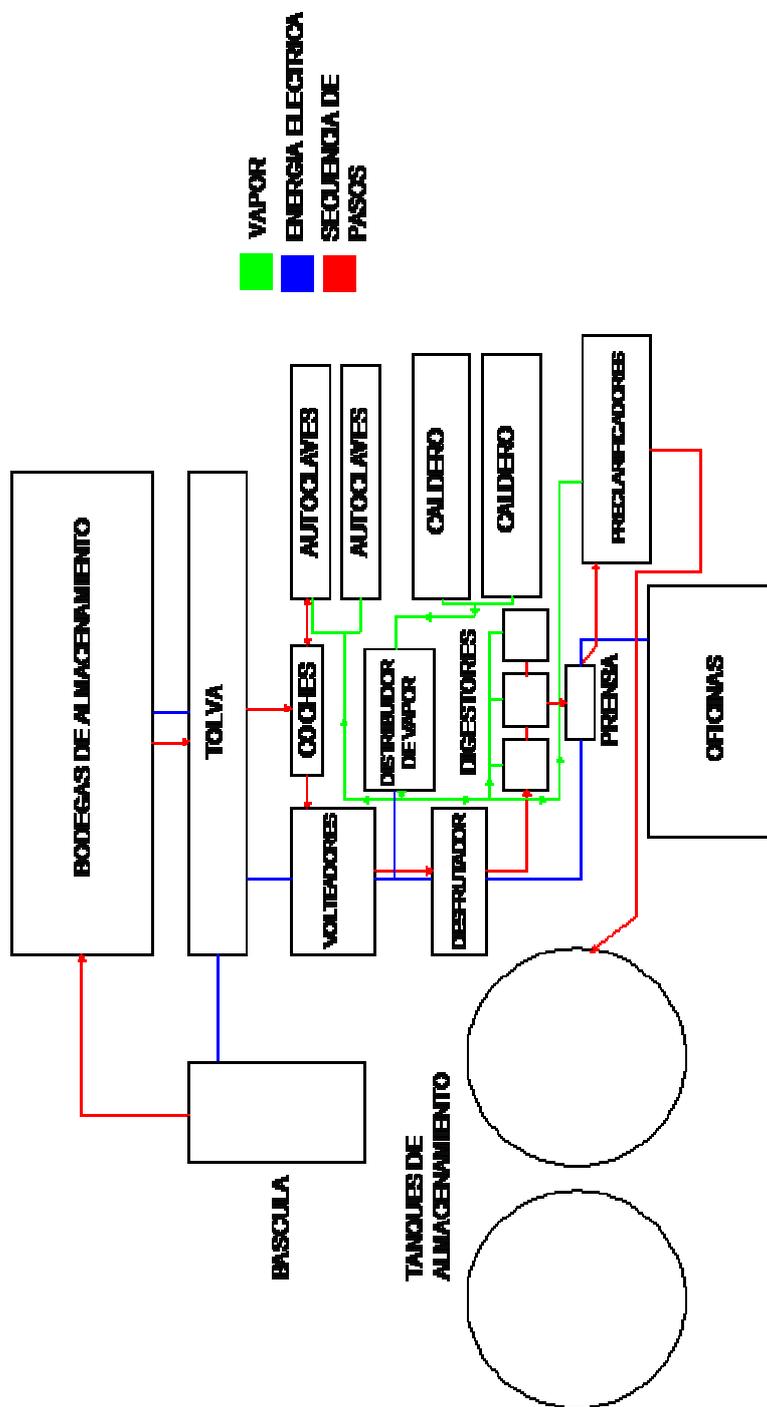


Figura 2-1 Esquema Explicativo de la Planta

CAPITULO 3

3 AUDITORIA ENERGÉTICA DETALLADA

3.1 AUDITORIA DETALLADA (AD):

Definición:

Permite estudiar en detalle el balance energético del cliente, verificando con un alto grado de certeza, el ahorro a lograr, las inversiones necesarias y la viabilidad técnica y económica de las mismas.

3.2 PASOS PARA REALIZAR UNA AUDITORIA ENERGÉTICA DETALLADA:

El rendimiento energético de un sistema de vapor se evalúa en base a pruebas de:

- Presión y Temperatura del vapor
- Trampas de vapor en mal funcionamiento
- Fugas y aislamiento inexistente o dañado

3.3 PRUEBAS DEL SISTEMA DE VAPOR:

3.3.1 LA PRESIÓN DE VAPOR:

La Presión de Vapor se mide por medio de manómetros de presión. La Presión se determina en los puntos de medición existentes. Se usa un medidor calibrado, que se coloca en el lugar del medidor original, tomando notas de las lecturas originales. Una vez enroscado en el sitio, se anotan las nuevas lecturas del medidor calibrado. Si existiera mucha discrepancia entre las lecturas esto indicaría que el manómetro existente es defectuoso. Si además la presión del vapor es sensiblemente inferior a lo que se esperaría en ese punto de la tubería de vapor, deberá entonces sospecharse la presencia de una fuga de vapor.

La Temperatura del vapor se mide ya sea por medio de un medidor de Termopar de superficie o por medio de un pirómetro infrarrojo.

3.4 DESARROLLO DE LA AUDITORIA ENERGÉTICA DETALLADA

3.4.1 SECTOR CALDEROS

Tabla 3-1 Eficiencia Estimada de los Calderos

Calderos	Potencia	Temperatura Promedio	Eficiencia (dato proporcionado por el personal)	Capacidad
Horizontal	750 HP	240 °C	93%	24 Ton
Vertical	645 HP	240 °C	93%	24 Ton



Figura 3-1 Caldero Piro-tubular de 3 etapas tipo Horizontal

3.5 TRAMPAS DE VAPOR

En la primera inspección de la planta se logró identificar el tipo de trampas de vapor utilizados por esta fábrica, las mismas que son las trampas de vapor termostáticas, estas ya fueron descritas en este capítulo (1). Fig. 3-2/3-3/3-4/3-5.

Se pudo visualizar el correcto funcionamiento de las mismas.

A continuación se indican algunas fotos de las mismas:



Figura 3-2 Trampa de Vapor Termostática Fabrica PALCIEN



Figura 3-3 Trampa de Vapor Termostática Fabrica PALCIEN



Figura 3-4 Trampa de Vapor Termostática Fabrica PALCIEN



Figura 3-5 Trampa de Vapor Termostática Fabrica PALCIEN

3.6 AISLAMIENTO TÉRMICO

Gracias a los datos proporcionados y a la inspección realizada se pudo obtener como resultado que el sistema de aislamiento consiste en lana de vidrio ubicada únicamente en los sectores de los calderos y los esterilizadores, debido a su alto costo no se ha logrado instalar en el resto de equipos lo que ocasiona una gran pérdida de energía calorífica. Fig. 3-6/3-7/3-8/3-9.



Figura 3-6 Caldero Piro-tubular de 3 etapas tipo vertical

Como se aprecia en la figura 3-6 el caldero es cubierto por el material aislante en su totalidad.



Figura 3-7 Tuberías Cubiertas por material Aislante



Figura 3-8 Tuberías Cubiertas por material Aislante



Figura 3-9 Tuberías Cubiertas por material Aislante

3.7 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE VAPOR

En el sistema de distribución de vapor se pudo observar que existe desperdicio del mismo en el sector de los Esterilizadores (Autoclaves), puesto que el vapor de agua utilizado para cocinar la fruta es desperdiciado, lanzándolo al ambiente de forma directa como se indica en la fig. 3-10.



Figura 3-10 Tuberías de desfogue de vapor sector Autoclaves

3.8 DATOS OBTENIDOS

3.8.1 CALDEROS

3.8.1.1 Condiciones de uso:

Tabla 3-2 Calderos

Presión de Diseño	150 psi
Presión de Trabajo	60 psi
Temperatura de Trabajo	240 °C
Potencia	50 BHP
Tipo	Tubos de Fuego
Pasos	3
Consumo aproximado de combustible a plena carga	15 GPH
Características Eléctricas	220v/3 Fases/60Hz
Cantidad	2

3.8.2 TEMPERATURA EN LA SUPERFICIE DE LA CALDERA

3.8.2.1 Caldero Horizontal

Tabla 3-3 Temperaturas tomadas del Caldero

Superficie	T1 (°C)	T2 (°C)	T3 (°C)	Promedio
Frente de llama	180	181	180	180.3
Cara posterior	220	223	222	221.6
Superficie Lateral	60	65	63	62.6

3.8.2.2 Caldero Vertical

Tabla 3-4 Temperaturas tomadas del Caldero

Superficie	T1 (°C)	T2 (°C)	T3 (°C)	Promedio
Frente de llama	177	178	176	177
Cara posterior	221	225	224	223.3
Superficie Lateral	61	62	59	60.6

3.8.3 LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN DE VAPOR

La tubería utilizada para el transporte de vapor posee las siguientes características:

Tabla 3-5 Tuberías de Transporte de Vapor

Material	Acero Galvanizado
Diámetro	6 in
Aislamiento	Parcial
Temp. Superficial	90-180 °C

3.8.4 EQUIPOS CONSUMIDORES DE VAPOR

3.8.4.1 Autoclaves

Tabla 3-6 Autoclaves Temperatura exterior

Autoclaves cantidad	Temp. 1	Temp. 2	Temp. 3	Temp. 4	Temp. Promedio
1ero	64	59	59.5	60	60.63
2do	58	57	63	65	60.75

Temperatura interna 140 °C promedio.

3.8.4.2 Condiciones de uso

Tabla 3-7 Condiciones de uso Autoclaves

Cantidad	Tiempo de cocción	Longitud (m)	Diámetro (m)	Temp. de Funcionamiento	Capacidad
1	1 hora	24	2.28	140 °C	21.6 Ton
2	1 hora	24	2.28	140 °C	21.3 Ton

3.8.5 DIGESTORES

Tabla 3-8 Digestores

Cantidad	Tiempo	Temperatura de Cocción	Diámetro (m)	Altura (m)
1	20 min	90 °C	1	2
2	20 min	90 °C	1	2
3	20 min	90 °C	1	2

3.8.6 PRECLARIFICADORES

Tabla 3-9 Preclarificadores

Temp. De Funcionamiento	Largo (m)	Altura (m)	Ancho (m)
90 °C	3	1.50	2

3.8.7 MEDICIÓN DE CONSUMO DE VAPOR DE LAS CALDERAS

Para este cálculo se realiza la medición en el tanque de alimentación de agua, midiendo el volumen de agua que ingresa a la caldera en el momento en que la bomba se enciende en un determinado período de tiempo.

$$V_i = \frac{\pi D^2 H_i}{4} \quad (3-1)$$

$$V_f = \frac{\pi D^2 H_f}{4} \quad (3-2)$$

$$\Delta V = \frac{\pi D^2 (H_i - H_f)}{4} \quad (3-3)$$

Donde:

ΔV = Volumen de agua que ingresa a la caldera

H_i = Altura inicial de agua en el tanque

H_f = Altura final de agua en el tanque

D = Diámetro del tanque

Para obtener un valor aproximado del consumo de vapor se lo puede obtener restando el flujo de agua del tanque de alimentación menos el flujo de agua pérdida por purgas en el sector del caldero, donde:

Con las propiedades del agua a condiciones normales $T= 25\text{ }^{\circ}\text{C}$, tenemos:

$$\rho = 997 \left[\frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} \right] \quad (\text{Ver anexo 2})$$

$$C_p = 4.184 \left[\frac{\text{Kj}}{\text{Kg} \cdot ^{\circ}\text{K}} \right] \quad (\text{Ver anexo 2})$$

$$\dot{m}_v = \dot{m}_{\text{agua}} - B \quad (3-4)$$

$$\dot{m}_{\text{agua}} = \frac{V \cdot \rho_{\text{agua}}}{t} \quad (3-5)$$

Donde:

\dot{m}_{agua} = Flujo de masa de agua de alimentación

V= Volumen del agua en el tanque

ρ = Densidad del agua

B= Caudal de Purga

t= Tiempo de accionamiento de la bomba

3.8.8 CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE CALOR

3.8.8.1 Pérdidas por purgas:

Tabla 3-10 Norma UNE -9075 Características del agua en el interior de las Calderas

Caldera	Presión [Kg/cm ²]	Salinidad total [mg/l]	Sílice SiO ₂ [mg/l]	Sólidos en suspensión [mg/l]	Cloruros en Cl [mg/l]
Piro tubulares	0-15	7000	100	300	3000
	15-25	4500	75	300	2000

3.8.8.2 Determinación de Sólidos Totales Disueltos STD

Para realizar este análisis se tomaron muestras del Caldero, Condensado y Agua de Alimentación.

A través de un Conductímetro se procede a realizar las mediciones y los valores para nuestro caso están dentro de:

- Agua del caldero hasta 7000 ppm
- Condensado hasta 75 ppm
- Agua de alimentación hasta 250 ppm

De la medición realizada se obtuvo:

Salinidad del Agua de la Caldera= 5000 ppm

Salinidad del agua de aporte a la caldera= 200 ppm

Donde se tiene que la cantidad de sales extraída es igual a la aportada

$$B^*a=A^*b+B^*b \quad (3-6)$$

$$B = \frac{A*b}{a-b} \left[\frac{Kg}{h} \right] \quad (3-7)$$

Donde:

B=Caudal de purga

a= Salinidad Total de la Caldera

b= Salinidad total en el agua de aportación

En cuanto a pérdidas de calor por purgas están determinados por:

$$P_p = \frac{B*h_{agua}}{PCI*C_c} \quad (3-8)$$

Donde:

P_p = Pérdidas por purgas en la Caldera en %

PCI= Poder Calórico Inferior

h_{agua} = Entalpía del agua de alimentación de la Caldera

C_c = Consumo de Combustible

$$h_{agua} @ 25 \text{ }^\circ\text{C} = 104.83 \left[\frac{Kj}{Kg} \right] \quad (\text{Ver anexo 3})$$

A través de los datos de placa se determina el gasto aproximado de combustible del quemador a plena carga:

$$\rho_{diesel} = 0.84 \left[\frac{Kg}{L} \right] \quad (\text{Ver anexo 4})$$

$$PCI = 43200 \left[\frac{Kj}{Kg} \right] \quad (\text{Ver anexo 4})$$

3.8.9 PÉRDIDAS DE CALOR POR CONVECCIÓN Y RADIACIÓN

Durante el funcionamiento del sistema generador de vapor, se producen temperaturas superiores a la temperatura ambiente, lo que ocasiona una transferencia de calor entre las máquinas y el medio exterior, lo que representa una pérdida de calor.

En el siguiente cuadro se representa una caldera que funciona a diferentes capacidades de vaporización.

Tabla 3-11 Pérdidas por radiación y convección

Vaporización	100-350 BHP	400-800 BHP
25%	5.1%	4.4%
50%	2.6%	2.2%
75%	1.7%	1.5%
100%	1.4%	1.1%

De esta tabla considerando una aproximación máxima de 100, **se tiene una pérdida por radiación de 1.7%**

3.8.10 PÉRDIDAS POR CHIMENEA

El incremento de todo tipo de combustión es un agente contaminante del ambiente con concentraciones siempre mayores de polución. La formación de humos, la lluvia ácida y el aumento del número de alergias son consecuencias directas de este desarrollo. La solución para una producción de energía que no perjudique el medio ambiente debe, por lo tanto, suponer una reducción de las emisiones contaminantes. Los contaminantes en los gases de combustión sólo pueden reducirse eficazmente si las plantas existentes operan con el máximo rendimiento posible o si se cierran las calderas nocivas. El análisis de los gases de la combustión ofrece un medio para determinar las concentraciones de contaminantes y para ajustar al máximo rendimiento las instalaciones de calor.

3.8.10.1 Componentes de los gases de combustión

3.8.10.1.1 Oxígeno (O₂)

El oxígeno restante no utilizado en la combustión en el caso de utilizar aire en exceso aparece como componente de los gases de combustión y se utiliza para medir el rendimiento de la combustión. Se utiliza para determinar las pérdidas por chimenea y el contenido de dióxido de carbono.

Valores típicos en los gases de combustión:

Calderas de gasoil: 2% - 5%

Calderas de gas: 2% - 6%

3.8.10.1.2 Dióxido de carbono (CO₂)

El dióxido de carbono es un gas incoloro e inodoro con un ligero sabor agrio. Bajo la influencia de la luz solar y el verde de las hojas, la clorofila, las plantas convierten el dióxido de carbono (CO₂) en oxígeno (O₂). La respiración humana y animal convierte el oxígeno (O₂) otra vez en dióxido de carbono (CO₂). Esto crea un equilibrio que los productos gaseosos de la combustión distorsionan. Esta distorsión acelera el efecto invernadero. El valor límite de efecto es de 5000 ppm. A concentraciones superiores al 15% en volumen (150.000 ppm) en la respiración, se produce una inmediata pérdida de consciencia.

Valores típicos en los gases de combustión:

Calderas de gasoil: 12,5 % - 14 %

Calderas de gas: 8 % - 11 %

3.8.10.1.3 Monóxido de carbono (CO)

El monóxido de carbono es un gas venenoso al respirar, incoloro, inodoro y es el producto de una combustión incompleta. En concentración demasiado alta, no permite que la sangre absorba oxígeno. Si, por ejemplo, el aire de una habitación es de 700 ppm de CO, una persona respirándolo durante 3 horas morirá. El valor límite es de 50 ppm.

Valores típicos en los gases de combustión:

Calderas de gasoil: 80 ppm - 150 ppm

Calderas de gas: 80 ppm - 100 ppm

3.8.10.1.4 Nitrógeno (N₂)

El nitrógeno (N₂) es el principal componente (79% en vol.) del aire que respiramos. Este gas incoloro, inodoro, y sin sabor no interviene en la combustión. Entra en la caldera como un lastre, se calienta y sale por la chimenea.

Valores típicos en los gases de combustión:

Calderas gasoil/gas: 78 % - 80 %

3.8.10.1.5 Óxidos de nitrógeno (NO_x)

A altas temperaturas (combustión), el nitrógeno (N₂) presente en el combustible y en el aire ambiente se combina con el oxígeno del aire (O₂) y forma el monóxido de nitrógeno (NO). Después de algún tiempo, este gas incoloro se

oxida en combinación con el oxígeno (O₂) para formar dióxido de nitrógeno (NO₂). El NO₂ es soluble en agua, tóxico si se respira (produce daños reversibles en el pulmón) y contribuye a la formación del ozono en combinación con la radiación ultravioleta (luz solar). El NO y NO₂ en conjunto se llama óxidos de nitrógeno (NO_x).

Valores típicos en los gases de combustión:

Calderas de gasoil/gas: 50 ppm - 100 ppm

3.8.10.1.6 Dióxido de azufre (SO₂)

El dióxido de azufre (SO₂) es un gas tóxico incoloro con un olor fuerte. Se forma a partir del azufre del combustible. El valor límite es de 5 ppm. El ácido sulfúrico (H₂SO₄) se forma en combinación con agua (H₂O) ó condensados.

Valores típicos en los gases de combustión:

Calderas de gasoil: 180 ppm -220 ppm

Tabla 3-12 Pérdida por chimenea generalizada

COMBUSTIBLE	DIESEL	GAS NATURAL/ LP
VALOR CALORIFICO	9250 kcal/l	8530 kcal/m ³
% CO₂	12.5 - 14	8 - 11
% O₂	2 – 5	2 - 6
ppm CO	80 - 150	80 - 100

3.8.11 RESULTADOS DE LA MEDICIÓN:

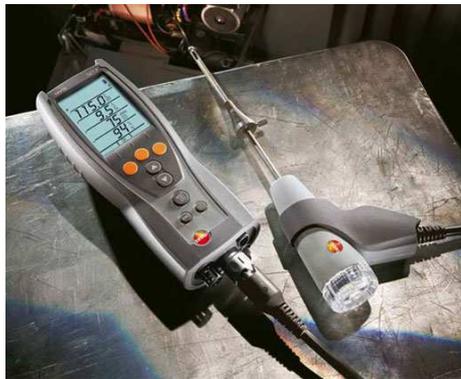


Figura 3-11 Analizador de Gases portátil

Tabla 3-13 Análisis de Gases PALCIEN

Tneta	240 °C
CO ₂	6.57 %
CO	0%
O ₂	16%
Exa	260%
Eff	65%

3.8.12 EFICIENCIA DEL CALDERO

La eficiencia de una caldera, dicho de manera simple, corresponde a la razón entre el calor absorbido (por el agua, vapor, fluido térmico, etc.) y el calor liberado en el equipo. La diferencia entre el calor liberado y el calor absorbido corresponderá a las pérdidas de calor de la caldera.

Dado que una caldera consume durante un año, por concepto de uso de combustible, varias veces el valor (capital) inicial de uno de estos equipos, los

ahorros que son posibles de obtener con el incremento de solo un par de puntos de eficiencia son considerables.

Una gran mayoría o prácticamente la totalidad de las plantas que poseen calderas no tienen claridad de la importancia que tiene, en la reducción de los costos operacionales (ahorro de combustible), la operación de los generadores de vapor, fluido térmico o agua caliente en condiciones de máxima eficiencia.

Para determinar la eficiencia de la caldera existen dos métodos: el método directo en el que se relaciona directamente la producción de la caldera con el consumo y determinar la eficiencia como el porcentaje que representa el calor útil y el calor disponible, así:

$$\eta_c = \frac{Q_u}{Q_d} * 100 \quad (3-9)$$

$$\eta_c = \frac{(\text{Calor transmitido al vapor})/\text{lbm combustible}}{\text{Poder Calórico del combustible}} * 100 \quad (3-10)$$

$$\eta_c = \frac{\text{vapor} * (h_{\text{vapor}} - h_{\text{agua}})}{\text{comb} * \text{PCI}} \quad (3-11)$$

Donde:

Vapor= Flujo de vapor $\left[\frac{Kg}{h}\right]$

h_{vapor} =Entalpia del vapor $\left[\frac{Kj}{Kg}\right]$

h_{agua} =Entalpia del agua de alimentación $\left[\frac{Kj}{Kg}\right]$

m_{comb} = Consumo de combustible $\left[\frac{Kg}{h}\right]$

PCI= Poder calorífico inferior del combustible $\left[\frac{Kj}{Kg}\right]$

El segundo método, es el método indirecto parte de determinar la suma de las pérdidas térmicas expresadas en porcentaje del calor disponible y luego determinar la eficiencia como porcentaje restante, así:

$$\eta_c = 100 - \sum \text{Pérdidas} [\%]^1 \quad (3-12)$$

3.8.14 Consumo anual de combustible Diesel

Consumo anual de combustible Diesel año 2012:

Tabla 3.15 Consumo de Diesel año 2012-13

Mes	Galones	Promedio
Enero	2389	2390.75
Febrero	2395	2390.75
Marzo	2389	2390.75
Abril	2396	2390.75
Mayo	2394	2390.75
Junio	2394	2390.75
Julio	2395	2390.75
Agosto	2380	2390.75
Septiembre	2392	2390.75
Octubre	2394	2390.75
Noviembre	2390	2390.75
Diciembre	2381	2390.75
TOTAL	28689	

¹ Palacios, *Técnicas de Gestión Energéticas en el sistema de Vapor, Ecuador*

CAPITULO 4

4 CÁLCULOS REALIZADOS

4.1 MEDICIÓN DE CONSUMO DE VAPOR DE LAS CALDERAS

Teniendo la ecuación (3.1), como se presentó en el capítulo anterior;

$$V_i = \frac{\pi D^2 H_i}{4} \quad (3.1)$$

Y

$$V_f = \frac{\pi D^2 H_f}{4} \quad (3.2)$$

Se tiene:

$$\Delta V = \frac{\pi D^2 (H_i - H_f)}{4} \quad (3.3)$$

Donde:

ΔV = Volumen de agua que ingresa a la caldera

H_i = Altura inicial de agua en el tanque

H_f = Altura final de agua en el tanque

D = Diámetro del tanque

Reemplazando se tiene:

$$\Delta V = \frac{\pi 1.25^2 (1.05 - 0.68)}{4}$$

Por lo tanto:

$$\Delta V = 0.45 \text{ m}^3$$

Con las propiedades del agua a condiciones normales $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$, tenemos:

$$\rho = 997 \left[\frac{Kg}{m^3} \right]$$

$$C_p = 4.184 \left[\frac{Kj}{Kg * ^0K} \right]$$

[Ver Anexo 2]

Teniendo la ecuación (3.4) como se presentó en el capítulo anterior:

$$\dot{m}_v = \dot{m}_{agua} - B \quad (3.4)$$

Y

$$\dot{m}_{agua} = \frac{V * \rho_{agua}}{t} \quad (3.5)$$

Donde:

\dot{m}_{agua} = Flujo de masa de agua de alimentación

V= Volumen del agua en el tanque

ρ = Densidad del agua

B= Caudal de Purga

t= Tiempo de accionamiento de la bomba

Reemplazando valores:

$$\dot{m}_{agua} = \frac{0.45m^3 * 997 \left[\frac{Kg}{m^3} \right]}{120 s}$$

Por lo tanto:

$$m_{\dot{a}gua} = 3.74 \frac{Kg}{s}$$

4.2 CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE CALOR

A través de un Conductímetro se procede a realizar las mediciones y los valores para nuestro caso están dentro de:

- Agua del caldero hasta 7000 ppm
- Condensado hasta 75 ppm
- Agua de alimentación hasta 250 ppm

De la medición realizada se obtuvo:

Salinidad del Agua de la Caldera= 5000 ppm

Salinidad del agua de aporte a la caldera= 200 ppm

Donde se tiene que la cantidad de sales extraída es igual a la aportada

$$B*a=A*b+B*b \quad (3.6)$$

Y:

$$B = \frac{A*b}{a-b} \left[\frac{Kg}{h} \right] \quad (3.7)$$

Donde:

B=Caudal de purga

a= Salinidad Total de la Caldera

b= Salinidad total en el agua de aportación

$$B = \frac{3.74 \frac{Kg}{s} * 200}{5000 - 200} = 0.155 \frac{Kg}{s} = 558 \frac{Kg}{h}$$

En cuanto a pérdidas de calor por purgas están determinados por:

$$P_p = \frac{B * h_{agua}}{PCI * C_c} \quad (3.8)$$

Donde:

P_p = Pérdidas por purgas en la Caldera en %

PCI= Poder Calórico Inferior

h_{agua} = Entalpía del agua de alimentación de la Caldera

C_c = Consumo de Combustible

$$h_{agua} @ 25 \text{ °C} = 104.89 \left[\frac{Kj}{Kg} \right]$$

A través de los datos de placa se determina el gasto aproximado de combustible del quemador a plena carga:

$$\partial_{diesel} = 0.84 \left[\frac{Kg}{L} \right]$$

$$PCI = 43200 \left[\frac{Kj}{Kg} \right]$$

[Ver Anexo 3 y 4]

$$C_c = 15 \frac{Gl}{h} * \frac{3.7854L}{1Gl} * 0.84 \frac{Kg}{L} = 34.9 \frac{Kg}{h}$$

$$P_p = \frac{558 \frac{Kg}{h} * 104.89 \frac{Kj}{Kg}}{43200 \frac{Kj}{Kg} * 34.9 \frac{Kg}{h}} * 100 = 3.88\%$$

4.3 PÉRDIDAS DE CALOR POR CONVECCIÓN Y RADIACIÓN

De la tabla 3.11 considerando una aproximación máxima de 100, **se tiene una pérdida por radiación de 1.7%**

4.4 EFICIENCIA DEL CALDERO

Teniendo la ecuación 3.9 tenemos:

$$\eta_c = \frac{Q_u}{Q_d} * 100 \quad (3.9)$$

$$\eta_c = \frac{\text{(Calor transmitido al vapor)/lbm combustible}}{\text{Poder Calórico del combustible}} * 100 \quad (3.10)$$

$$\eta_c = \frac{\text{vapor} * (h_{\text{vapor}} - h_{\text{agua}})}{\text{comb} * \text{PCI}} \quad (3.11)$$

Donde:

Vapor= Flujo de vapor $\left[\frac{Kg}{h} \right]$

h_{vapor} =Entalpia del vapor $\left[\frac{Kj}{Kg} \right]$

h_{agua} =Entalpia del agua de alimentación $\left[\frac{Kj}{Kg} \right]$

m_{comb} = Consumo de combustible $\left[\frac{Kg}{h} \right]$

PCI= Poder calorífico inferior del combustible $\left[\frac{Kj}{Kg}\right]$

El segundo método, es el método indirecto parte de determinar la suma de las pérdidas térmicas expresadas en porcentaje del calor disponible y luego determinar la eficiencia como porcentaje restante, así:

$$\eta_c = 100 - \sum \text{Pérdidas} [\%]^2 \quad (3.12)$$

Por tanto a una Temperatura neta de 240 °C se tiene un % de CO₂= 6.57%, por lo que en las tablas de No₂ Oil tenemos una pérdida de 51.97%, por radiación la pérdida es de 1.7% y las pérdidas por purgas en la caldera es del 3.88%, con estos valores y reemplazándolos en la ecuación 4.12 tenemos la eficiencia de la caldera:

$$\eta_c = 100 - (51.97 + 3.88 + 1.7) = 42.45\%$$

Tabla 4-1 Eficiencia del Caldero (perdidas)

PERDIDAS	%	Kj/Kg
Purgas	3.88	1676.16
Chimenea	51.97	22451.04
Radiación	1.7	734.4
Total	57.55	24861.6

El Calor útil es el 42.45% que equivale a $18338.4 \left[\frac{Kj}{Kg}\right]$

² Fuente Ing Palacios, *Técnicas de Gestión Energéticas en el sistema de vapor*

4.5 CÁLCULO DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN EL PROCESO DE COCCIÓN DE LA FRUTA.

Aplicando la ecuación 3.11 se tiene:

$$\eta_c = \frac{\text{vapor} * (h_{\text{vapor}} - h_{\text{agua}})}{\text{comb} * PCI}$$

Donde:

$$\text{comb} = \frac{\text{vapor} * (h_{\text{vapor}} - h_{\text{agua}})}{\eta_c * PCI}$$

Aplicando la ecuación 4.4 se tiene:

$$\dot{m}_v = \dot{m}_{\text{agua}} - B$$

$$\dot{m}_v = 3.74 \frac{\text{Kg}}{\text{s}} - 0.155 \frac{\text{Kg}}{\text{s}} = 3.585 \frac{\text{Kg}}{\text{s}}$$

$$h_{\text{vapor}} @ 140 \text{ } ^\circ\text{C} = 2733.5 \frac{\text{Kj}}{\text{Kg}} \quad (\text{Ver anexo 3})$$

$$\text{comb} = \frac{3.585 \frac{\text{Kg}}{\text{s}} * (2733.5 - 104.89) \frac{\text{Kj}}{\text{Kg}}}{0.4245 * 43200 \frac{\text{Kj}}{\text{Kg}}} = 0.51 \frac{\text{Kg}}{\text{s}} = 1836 \frac{\text{Kg}}{\text{h}}$$

4.6 CÁLCULO DE PÉRDIDA DE VAPOR EN EL PROCESO DE COCCIÓN

La cantidad de vapor perdida en este proceso es:

- Máquinas para cocción de fruta Autoclave:

$$\dot{m}_1 = 1.75 \frac{Kg}{s}^3$$

- Digestores:

$$\dot{m}_2 = 0.8 \frac{Kg}{s}^4$$

$$v_p = vapor - \sum \dot{m}_{1+2} \quad (4.13)$$

$$v_p = 3.585 \frac{Kg}{s} - (1.75 + 0.8) \frac{Kg}{s} = 1.035 \frac{Kg}{s}$$

Se puede observar con este resultado que se pierde una cantidad considerable de vapor en el proceso de cocción de la fruta, esto se debe a la falta de aislante térmico en las líneas de distribución y una inadecuada calibración en el quemador.

4.7 CÁLCULO DE PRODUCCIÓN ANUAL DE VAPOR

De la tabla 3.15 tenemos:

$$\eta_c = \frac{\dot{m}_{vapor} * (h_{vapor} - h_{agua})}{comb * PCI}$$

Donde:

$$\dot{m}_{vapor} = \frac{\eta_c * comb * PCI}{h_{vapor} - h_{agua}}$$

$$\dot{m}_{vapor} = \frac{0.4245 * \dot{m}_{comb} * 43200}{2733.5 - 104.89}$$

³ PALCIEN

⁴ PALCIEN

$$\dot{m}_{vapor} = 6.976\dot{m}_{comb}$$

$$\dot{m}_{vapor} = 6.976 * 28689 \frac{Gl}{año} * \frac{3.785L}{1Gl} * 0.84 \frac{Kg}{L} = 636307.51 \frac{Kg}{año}$$

4.8 PROPUESTAS DE AHORRO ENERGÉTICO

- A continuación se describirán posibles soluciones para disminuir el consumo y pérdidas de energía en la fábrica PALCIEN:
- Cambiando la relación aire – combustible en el quemador se lograría aumentar la eficiencia de la misma y disminuir la expulsión de gases contaminantes hacia el ambiente.
- Reemplazando el quemador, cuyo funcionamiento ya está cerca de cumplir su tiempo de vida útil.
- Aislado las tuberías que sirven como líneas de distribución de vapor con material aislante.
- Corregir fugas en tuberías y válvulas.

Posiblemente la solución más óptima para el ahorro energético podría ser el cambio de combustible utilizado por esta empresa, es decir, el cambio de Diesel por la Fibra de la propia fruta.

La fábrica PALCIEN procesa la cantidad de $800 \frac{Ton}{semanales}$ de fruta, de la cual el 12% de la misma se convierte en la fibra, la cual posteriormente es utilizada como abono.

Esta fibra se la podría reutilizar como material combustible para los calderos, evitando así el gasto de otro tipo de combustibles como el Diesel.

4.9 REEMPLAZO DEL QUEMADOR

Una calibración apropiada para un quemador a diésel viene dada por la siguiente tabla:

Tabla 4.2 Análisis de Gases. Fuente RETENA S.A.

T_{NETA}	240 °C
CO_2	12.3%
CO	0
O_2	4.6%
EXA	27.3%
EFF	85.1%

Con estos datos obtenemos los siguientes resultados:

- Número de humo: Entre 1 y 2
- Pérdidas por chimenea: 18.4%
- Pérdidas por radiación: 1.7%
- Pérdidas por purga: 3.8%

Con estos valores calculamos la nueva eficiencia de la caldera lo que nos da como resultado:

$$\eta_c = 100 - (18.4 + 3.8 + 1.7) = 76.1\%$$

Siendo la nueva producción específica del vapor:

$$\dot{m}_{vapor} = \frac{0.76.1 * \dot{m}_{comb} * 43200}{2733.5 - 104.89}$$

$$\dot{m}_{vapor} = (32832/2628.61)\dot{m}_{comb}$$

$$\dot{m}_{vapor} = 12.490\dot{m}_{comb}$$

$$\dot{m}_{vapor} = 12.490 * 28689 \frac{Gl}{año} * \frac{3.785L}{1Gl} * 0.84 \frac{Kg}{L} = 1139260.44 \frac{Kg}{año}$$

Por tanto el ahorro de combustible al año es:

$$Ahorro de combustible = \frac{n_n - n_a}{n_n} \times \text{consumo de combustible/año}$$

n_n = Eficiencia de la caldera nuevo quemador

n_a = Eficiencia de la caldera quemador antiguo

$$Ahorro de combustible = \frac{76.1 - 42.45}{76.1} \times 28689 \frac{Gl}{año}$$

$$Ahorro de combustible = 12685.74 \frac{Gl}{año} \approx 12686 \frac{Gl}{año}$$

El nuevo valor económico del gasto diésel/año quedaría:

$$\text{Ahorro económico/año} = 12686 \frac{\text{Gl}}{\text{año}} \times \frac{1.00 \text{ Usd}}{\text{Gl}} = 12686 \frac{\text{Usd}}{\text{año}}$$

4.10 ANÁLISIS DE LA INVERSIÓN

Al realizar este análisis hay que considerar que los equipos utilizados en la Planta cuentan con un período de funcionamiento bastante elevado, por lo que, considerar un cambio de quemadores sería apropiado.

En los siguientes anexos se encuentra una proforma con el valor de un quemador que se ajusta a las necesidades y requerimientos de la empresa.

4.11 TIEMPO DE RETORNO SIMPLE

En este caso se consideran los nuevos parámetros de nuestro quemador y ahorro de combustible por año.

$$RI = \frac{\text{Valor nuevo quemador USD}}{\text{Ahorro combustible/año}}$$

$$RI = \frac{3712.22 \text{ Usd}}{12686 \frac{\text{Usd}}{\text{año}}}$$

$$RI = 0.29 \text{ años}$$

Como se puede apreciar el plazo para recuperar la inversión es mínimo.

CAPITULO 5

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Se comprobó a través de las visitas a la planta que la fábrica no cuenta con un buen sistema de aislante térmico lo que provoca una pérdida de energía a través de sus líneas de distribución, el aislante térmico solo se encuentra instalado en el sector de los calderos y autoclaves.
- Se observó que existen pérdidas de vapor, las mismas que podrían ser reutilizadas para mejorar la eficiencia de los calderos.
- A través de un analizador de gases se puede controlar y mejorar la eficiencia de una caldera al mejorar la relación aire – combustible del quemador.
- Con el paso del tiempo la calibración y funcionamiento de una caldera puede ir variando, por lo que es imprescindible un correcto mantenimiento para optimizar y alargar su vida útil.
- Como se aprecia en los datos calculados la caldera no cuenta con un eficiente funcionamiento por lo que se sugiere una buena calibración o en su lugar un reemplazo de la misma.

- La recuperación del vapor siempre se presentará como una alternativa para el ahorro energético.
- El cambio de combustible para los calderos representaría un ahorro a la empresa al año de 28689 dólares americanos, quedaría para un estudio posterior el cálculo del período de duración de un Caldero con este tipo de combustible vegetal.
- El reemplazo de los quemadores le significará a la empresa un ahorro de 12686 Usd/año por lo que se sugiere tener en cuenta los estudios realizados.
- El correcto funcionamiento de las trampas de vapor viene ligado a un buen plan de mantenimiento por parte de los responsables de la fábrica y es necesario para evitar problemas en el futuro.
- El funcionamiento adecuado del sistema de vapor de esta fábrica garantizará una menor contaminación al ambiente.

5.2 RECOMENDACIONES

- Sustitución total del combustible fósil a combustible vegetal, debido a que existe una gran cantidad de fibra sub-utilizada en la fábrica.
- Mejoras en la eficiencia de Combustión, debido a que la relación aire-combustible actual no es eficiente.
- Recuperación de Calor Residual en la Purga de Fondo, debido a que el remanente de agua no evaporada de la purga de fondo todavía contiene calor residual, el cual puede ser recuperado a través de un intercambiador de calor para precalentar el agua de reposición.
- Precalentamiento del Agua de Alimentación, debido a que al ganar temperatura el agua de alimentación, esta nos ahorrará tiempo y dinero al momento de pasar de líquido a vapor.
- Reemplazo de Calderos, para poder así utilizar combustibles alternos o más baratos.
- Reemplazo de los Quemadores, debido a que la relación aire combustible actual, no es eficiente y económicamente hablando es rentable puesto que la inversión es mínima.

BIBLIOGRAFIA

1. Fundamentos de Transferencia de Calor / Frank P. Incropera – David P. Witt / 4ta edición
2. Análisis de Gases <http://incoqu.com/analisisdegases.html>
3. EFICIENCIA EN CALDEROS DE COMBUSTION / Ing. Palacios http://www.cnpml.org.sv/UCATEE/ee/docs/Calderas_02.pdf
4. (Pag. 49 libro Dispositivos y Sistemas para el ahorro de energía - Pere Esquerra piza) <http://books.google.com.ec/books?id=F2rGJcnXz3YC&pg=PA49&dq=calderos+de+vapor&hl=es&sa=X&ei=sOPaUfoLILr2BPvtgZAO&ved=0CGMQ6AEwCQ>
5. (Energía de la Biomasa – Fernando Sebastián Nogués Volumen I, pag 450) http://books.google.com.ec/books?id=P58rcPu5O90C&pg=PA450&dq=calderas+pirotubulares+tres+pasos&hl=es&sa=X&ei=hunaUeecD5Pm8gTF_YDQDQ&ved=0CDIQ6AEwAQ#v=onepage&q=calderas%20pirotubulares%20tres%20pasos&f=false
6. (Pag. 24 libro Dispositivos y Sistemas para el ahorro de energía - Pere Esquerra piza) <http://books.google.com.ec/books?id=F2rGJcnXz3YC&pg=PA24&dq=auditoria+energetica&hl=es&sa=X&ei=KvDaUZKNNNoHq8wTo8IDoDQ&ved=0CEIQ6AEwAg>
7. <http://www.recaiecuador.com/Biblioteca%20Ambiental%20Digital/TULAS.pdf/LIBRO%20VI%20Anexo%203.pdf>
8. Termodinámica/ Yunus A. Cengel / 6ta edición / Mac. Graw Hill
9. Manual de Auditoria Energética Industrial / Hagler, Bailly & Company / DC, USA / Febrero de 1985.

ANEXOS

ANEXO 1

Proforma RETENA

RETENA S.A.

Av. de la Prensa N47-296 y Rio Topo
Quito-Ecuador

RUC: 1790508943001

Tel. 2240-668
Fax. 2446-237

PROFORMA

N: 20111 - VM

CLIENTE: JOSE GANDARA
ATENCION:
TELEFONO:

Página: 1 de 1
FECHA: 01/10/2013

CODIGO	DETALLE	CANTIDAD	V. UNITARIO	V. TOTAL
46-013	Qumador marca Baltur, Diesel, 6.00 - 15.00 GPH	1.00	3,314.48	3,314.48

FORMA DE PAGO: Cheque a favor de RETENA S.A.	SUBTOTAL: \$ 3,314.48 IVA: \$ 397.74 TOTAL: \$ 3,712.22
TIEMPO DE VALIDEZ: 10 Días a partir de la fecha	
TIEMPO DE ENTREGA :De inmediato	
OBSERVACIONES:	
<small>Los Precios descritos en la presente Proforma incluyen descuento especial de compra.</small>	

Salida la Mercadería del Almacén no se Admiten Devoluciones

Impreso por: SIFARE 2008

ANEXO 2

Tabla A3

908 | Tablas de propiedades, figuras y diagramas (unidades SI)

TABLA A-3							
Propiedades de líquidos, sólidos y alimentos comunes							
a) Líquidos							
Sustancia	Datos de ebullición a 1 atm		Datos de congelación		Propiedades de líquidos		
	Punto de ebullición normal, °C	Calor latente de vaporización h_{fg} , kJ/kg	Punto de congelación, °C	Calor latente de fusión h_{if} , kJ/kg	Temperatura, °C	Densidad ρ , kg/m ³	Calor específico c_p , kJ/kg · K
Aceite comestible (ligero)					25	910	1.80
Agua	100	2257	0.0	333.7	0	1000	4.22
					25	997	4.18
					50	988	4.18
					75	975	4.19
					100	958	4.22
Alcohol etílico	78.6	855	-156	108	20	789	2.84
Amoniaco	-33.3	1357	-77.7	322.4	-33.3	682	4.43
					-20	665	4.52
					0	639	4.60
					25	602	4.80
Argón	-185.9	161.6	-189.3	28	-185.6	1394	1.14
Benceno	80.2	394	5.5	126	20	879	1.72
n-Butano	-0.5	385.2	-138.5	80.3	-0.5	601	2.31
Dióxido de carbono	-78.4*	230.5 (a 0°C)	-56.6	—	0	298	0.59
Etanol	78.2	838.3	-114.2	109	25	783	2.46
Etilén glicol	198.1	800.1	-10.8	181.1	20	1109	2.84
Glicerina	179.9	974	18.9	200.6	20	1261	2.32
Helio	-268.9	22.8	—	—	-268.9	146.2	22.8
Hidrógeno	-252.8	445.7	-259.2	59.5	-252.8	70.7	10.0
Isobutano	-11.7	367.1	-160	105.7	-11.7	593.8	2.28
Mercurio	356.7	294.7	-38.9	11.4	25	13,560	0.139
Metano	-161.5	510.4	-182.2	58.4	-161.5	423	3.49
					-100	301	5.79
Metanol	64.5	1100	-97.7	99.2	25	787	2.55
Nitrógeno	-195.8	198.6	-210	25.3	-195.8	809	2.06
					-160	596	2.97
Octano	124.8	306.3	-57.5	180.7	20	703	2.10
Oxígeno	-183	212.7	-218.8	13.7	-183	1141	1.71
Petróleo	—	230-384	—	—	20	640	2.0
Propano	-42.1	427.8	-187.7	80.0	-42.1	581	2.25
					0	529	2.53
					50	449	3.13
Queroseno	204-293	251	-24.9	—	20	820	2.00
Refrigerante 134a	-26.1	217.0	-96.6	—	-50	1443	1.23
Salmuera (20% de cloruro de sodio a base másica)	103.9	—	-17.4	—	20	1150	3.11
					-26.1	1374	1.27
					0	1295	1.34
					25	1207	1.43

* Temperatura de sublimación. (A presiones por debajo de la presión de punto triple de 518 kPa, el dióxido de carbono existe como un sólido o un gas. También, la temperatura de punto de congelamiento del dióxido de carbono es la temperatura de punto triple de -56.5°C.)

ANEXO 3

Entalpía del Agua

910 | Tablas de propiedades, figuras y diagramas (unidades SI)

TABLA A-4

Agua saturada. Tabla de temperaturas

Temp., T °C	Pres. sat., kPa	Volumen específico, m ³ /kg		Energía interna, kJ/kg			Entalpía, kJ/kg			Entropía, kJ/kg · K		
		Liq. sat., v _f	Vapor sat., v _g	Liq. sat., u _f	Evap., u _{fg}	Vapor sat., u _g	Liq. sat., h _f	Evap., h _{fg}	Vapor sat., h _g	Liq. sat., s _f	Evap., s _{fg}	Vapor sat., s _g
0,01	0,6117	0,001000	206,00	0,000	2374,9	2374,9	0,001	2500,9	2500,9	0,0000	9,1556	9,1556
5	0,8725	0,001000	147,03	21,019	2360,8	2381,8	21,020	2489,1	2510,1	0,0763	8,9487	9,0249
10	1,2281	0,001000	106,32	42,020	2346,6	2388,7	42,022	2477,2	2519,2	0,1611	8,7488	8,8999
15	1,7097	0,001001	77,886	62,980	2332,6	2395,6	62,982	2465,4	2528,3	0,2245	8,5589	8,7803
20	2,3392	0,001002	57,762	83,913	2318,4	2402,3	83,915	2453,5	2537,4	0,2965	8,3696	8,6661
25	3,1698	0,001003	43,340	104,83	2304,3	2409,1	104,83	2441,7	2546,5	0,3672	8,1895	8,5567
30	4,2469	0,001004	32,879	125,73	2290,2	2415,9	125,74	2429,8	2555,6	0,4366	8,0152	8,4520
35	5,6291	0,001006	25,205	146,63	2276,0	2422,7	146,64	2417,9	2564,6	0,5051	7,8466	8,3517
40	7,3851	0,001008	19,515	167,53	2261,9	2429,4	167,53	2406,0	2573,5	0,5724	7,6832	8,2566
45	9,5953	0,001010	15,251	188,43	2247,7	2436,1	188,44	2394,0	2582,4	0,6386	7,5247	8,1633
50	12,352	0,001012	12,026	209,33	2233,4	2442,7	209,34	2382,0	2591,3	0,7038	7,3710	8,0748
55	15,763	0,001015	9,5639	230,24	2219,1	2449,3	230,26	2369,8	2600,1	0,7680	7,2218	7,9836
60	19,947	0,001017	7,6670	251,16	2204,7	2455,9	251,18	2357,7	2608,8	0,8313	7,0769	7,9082
65	25,043	0,001020	6,1935	272,09	2190,3	2462,4	272,12	2345,4	2617,5	0,8937	6,9360	7,8296
70	31,202	0,001023	5,0396	293,04	2175,8	2468,9	293,07	2333,0	2626,1	0,9551	6,7989	7,7540
75	38,997	0,001026	4,1291	313,99	2161,3	2475,3	314,03	2320,6	2634,6	1,0158	6,6655	7,6812
80	47,416	0,001029	3,4053	334,97	2146,6	2481,6	335,02	2308,0	2643,0	1,0756	6,5355	7,6111
85	57,868	0,001032	2,8261	355,96	2131,9	2487,8	356,02	2295,3	2651,4	1,1346	6,4089	7,5435
90	70,183	0,001036	2,3593	376,97	2117,0	2494,0	377,04	2282,5	2659,6	1,1929	6,2853	7,4782
95	84,609	0,001040	1,9808	398,00	2102,0	2500,1	398,09	2269,6	2667,6	1,2504	6,1647	7,4151
100	101,42	0,001043	1,6720	419,06	2087,0	2506,0	419,17	2256,4	2675,6	1,3072	6,0470	7,3542
105	120,90	0,001047	1,4186	440,15	2071,8	2511,9	440,28	2243,1	2683,4	1,3634	5,9319	7,2952
110	143,38	0,001052	1,2094	461,27	2056,4	2517,7	461,42	2229,7	2691,1	1,4188	5,8193	7,2382
115	169,18	0,001056	1,0360	482,42	2040,9	2523,3	482,59	2216,0	2698,6	1,4737	5,7092	7,1829
120	198,67	0,001060	0,89133	503,60	2025,3	2528,9	503,81	2202,1	2706,0	1,5279	5,6013	7,1292
125	232,23	0,001065	0,77012	524,83	2009,5	2534,3	525,07	2188,1	2713,1	1,5816	5,4956	7,0771
130	270,28	0,001070	0,66808	546,10	1993,4	2539,5	546,38	2173,7	2720,1	1,6346	5,3919	7,0265
135	313,22	0,001075	0,58179	567,41	1977,3	2544,7	567,70	2159,1	2726,9	1,6872	5,2901	6,9773
140	361,53	0,001080	0,50850	588,77	1960,9	2549,6	589,16	2144,3	2733,5	1,7392	5,1901	6,9294
145	415,68	0,001085	0,44600	610,19	1944,2	2554,4	610,64	2129,2	2739,8	1,7908	5,0919	6,8827
150	476,16	0,001091	0,39248	631,66	1927,4	2559,1	632,16	2113,8	2745,9	1,8418	4,9953	6,8371
155	543,49	0,001096	0,34648	653,19	1910,3	2563,5	653,79	2098,0	2751,8	1,8924	4,9002	6,7927
160	618,23	0,001102	0,30680	674,79	1893,0	2567,8	675,47	2082,0	2757,5	1,9426	4,8066	6,7492
165	700,93	0,001108	0,27244	696,46	1875,4	2571,9	697,24	2065,6	2762,8	1,9923	4,7143	6,7067
170	792,18	0,001114	0,24260	718,20	1857,5	2575,7	719,08	2048,8	2767,9	2,0417	4,6233	6,6650
175	892,60	0,001121	0,21659	740,02	1839,4	2579,4	741,02	2031,7	2772,7	2,0906	4,5335	6,6242
180	1002,8	0,001127	0,19384	761,92	1820,9	2582,8	763,05	2014,2	2777,2	2,1392	4,4448	6,5841
185	1123,5	0,001134	0,17390	783,91	1802,1	2585,0	785,19	1996,2	2781,4	2,1875	4,3572	6,5447
190	1255,2	0,001141	0,15636	806,00	1783,0	2589,0	807,43	1977,9	2785,3	2,2356	4,2705	6,5059
195	1398,8	0,001149	0,14089	828,18	1763,6	2591,7	829,78	1959,0	2788,8	2,2831	4,1847	6,4678
200	1554,9	0,001157	0,12721	850,46	1743,7	2594,2	852,26	1939,8	2792,0	2,3305	4,0997	6,4302

ANEXO 4

Propiedades del Diesel

TABLA A-27

Propiedades de algunos combustibles e hidrocarburos comunes

Combustible (fase)	Fórmula	Masa molar, kg/kmol	Densidad, ¹ kg/L	Entalpía de vaporización, ² kJ/kg	Calor específico, ¹ c _p , kJ/kg · K	Poder calorífico superior, ² kJ/kg	Poder calorífico inferior, ² kJ/kg
Acetileno (g)	C ₂ H ₂	26.038	—	—	1.69	49,970	48,280
Benceno (ℓ)	C ₆ H ₆	78.114	0.877	433	1.72	41,800	40,100
Butano (ℓ)	C ₄ H ₁₀	58.123	0.579	362	2.42	49,150	45,370
Carbono (s)	C	12.011	2	—	0.708	32,800	32,800
Decano (ℓ)	C ₁₀ H ₂₂	142.285	0.730	361	2.21	47,640	44,240
Diesel ligero (ℓ)	C _n H _{1.8n}	170	0.78–0.84	270	2.2	46,100	43,200
Diesel pesado (ℓ)	C _n H _{1.7n}	200	0.82–0.88	230	1.9	45,500	42,800
Etano (g)	C ₂ H ₆	30.070	—	172	1.75	51,900	47,520
Etanol (ℓ)	C ₂ H ₅ O	46.069	0.790	919	2.44	29,670	26,810
Gas natural (g)	C _n H _{2.5n} N _{0.1n}	18	—	—	2	50,000	45,000
Gasolina (ℓ)	C _n H _{1.87n}	100–110	0.72–0.78	350	2.4	47,300	44,000
Heptano (ℓ)	C ₇ H ₁₆	100.204	0.684	365	2.24	48,100	44,600
Hexano (ℓ)	C ₆ H ₁₂	84.161	0.673	392	1.84	47,500	44,400
Hexeno (ℓ)	C ₆ H ₁₀	86.177	0.660	366	2.27	48,310	44,740
Hidrógeno (g)	H ₂	2.016	—	—	14.4	141,800	120,000
Isopentano (ℓ)	C ₅ H ₁₂	72.150	0.626	—	2.32	48,570	44,910
Metano (g)	CH ₄	16.043	—	509	2.20	55,530	50,050
Metanol (ℓ)	CH ₃ O	32.042	0.790	1168	2.53	22,660	19,920
Monóx. de carbono (g)	CO	28.013	—	—	1.05	10,100	10,100
Octano (ℓ)	C ₈ H ₁₈	114.231	0.703	363	2.23	47,890	44,430
1-Penteno (ℓ)	C ₅ H ₁₀	70.134	0.641	363	2.20	47,760	44,630
Propano (ℓ)	C ₃ H ₈	44.097	0.500	335	2.77	50,330	46,340
Tolueno (ℓ)	C ₇ H ₈	92.141	0.867	412	1.71	42,400	40,500

¹A 1 atm y 20°C.²A 25°C para combustibles líquidos, y 1 atm y temperatura normal de ebullición para combustibles gaseosos.³A 25°C. Multiplique por la masa molar para obtener los valores caloríficos en kJ/kmol.

ANEXO 5



PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA

NORMA DE EMISIONES AL AIRE DESDE FUENTES FIJAS DE COMBUSTION

0 Introducción

La presente norma técnica es dictada bajo el amparo de la Ley de Gestión Ambiental y del Reglamento a la Ley de Gestión Ambiental para la Prevención y Control de la Contaminación Ambiental y se somete a las disposiciones de éstos, es de aplicación obligatoria y rige en todo el territorio nacional.

La presente norma técnica determina o establece:

- Los límites permisibles, disposiciones y prohibiciones para emisiones de contaminantes del aire hacia la atmósfera desde fuentes fijas de combustión.
- Los métodos y procedimientos destinados a la determinación de las cantidades emitidas de contaminantes del aire desde fuentes fijas de combustión.

1 Objeto

La presente norma tiene como objetivo principal el preservar o conservar la salud de las personas, la calidad del aire ambiente, el bienestar de los ecosistemas y del ambiente en general. Para cumplir con este objetivo, esta

norma establece los límites permisibles de emisiones al aire desde diferentes actividades. La norma provee los métodos y procedimientos destinados a la determinación de las emisiones al aire que se verifiquen desde procesos de combustión en fuentes fijas. Se provee también de herramientas de gestión destinadas a promover el cumplimiento con los valores de calidad de aire ambiente establecidos en la normativa pertinente.

2 DEFINICIONES

Para el propósito de esta norma se consideran las definiciones establecidas en el Reglamento a la Ley de Prevención y Control de la Contaminación, y las que a continuación se indican:

2.1 Aire

O también aire ambiente, es cualquier porción no confinada de la atmósfera, y se define como mezcla gaseosa cuya composición normal es, de por lo menos, veinte por ciento (20%) de oxígeno, setenta y siete por ciento (77%) nitrógeno y proporciones variables de gases inertes y vapor de agua, en relación volumétrica.

2.2 Celda electroquímica

Parte del sistema de medición de emisiones, mediante analizador portátil de gases, que mide el gas de interés y genera una salida proporcional a la concentración de dicho gas.

2.3 Chimenea

Conducto que facilita el transporte hacia la atmósfera de los productos de combustión generados en la fuente fija.

2.4 Combustión

Oxidación rápida, que consiste en una combinación del oxígeno con aquellos materiales o sustancias capaces de oxidarse, dando como resultado la generación de gases, partículas, luz y calor.

2.5 Combustibles fósiles

Son aquellos hidrocarburos encontrados en estado natural, ejemplos, petróleo, carbón, gas natural, y sus derivados.

2.6 Combustibles fósiles sólidos

Se refiere a las variedades de carbón mineral cuyo contenido fijo de carbono varía desde 10% a 90% en peso, y al coque de petróleo.

2.7 Combustibles fósiles líquidos

Son aquellos derivados del petróleo, tales como petróleo crudo, diesel, búnker, kerosene, naftas.

2.8 Combustibles fósiles gaseosos

Son aquellos derivados del petróleo o del gas natural, tales como butano, propano, metano, isobutano, propileno, butileno o cualquiera de sus combinaciones.

2.9 Condiciones normales

Cero grados centígrados (0 °C) y mil trece milibares de presión (1 013 mbar).

2.10 Contaminante del aire

Cualquier sustancia o material emitido a la atmósfera, sea por actividad humana o por procesos naturales, y que afecta adversamente al hombre o al ambiente.

2.11 Contaminantes comunes del aire

Cualquier contaminante del aire para los cuales se especifica un valor máximo de concentración permitida, a nivel del suelo, en el aire ambiente, para diferentes períodos de tiempo, según la normativa aplicable.

2.12 Contaminación del aire

La presencia de sustancias en la atmósfera, que resultan de actividades humanas o de procesos naturales, presentes en concentración suficiente, por un tiempo suficiente y bajo circunstancias tales que interfieren con el confort, la salud o el bienestar de los seres humanos o del ambiente.

2.13 Diámetro equivalente

Para un conducto o chimenea de sección cuadrada, se define con la siguiente expresión:

$$De = \frac{2LW}{(L+W)}$$

donde L es la longitud y W el ancho de la sección interior del conducto o chimenea, en contacto efectivo con la corriente de gases.

2.14 Emisión

La descarga de sustancias en la atmósfera. Para propósitos de esta norma, la emisión se refiere a la descarga de sustancias provenientes de actividades humanas.

2.15 Fuente fija de combustión

Es aquella instalación o conjunto de instalaciones, que tiene como finalidad desarrollar operaciones o procesos industriales, comerciales o de servicios, y que emite o puede emitir contaminantes al aire, debido a proceso de combustión, desde un lugar fijo o inamovible.

2.16 Fuente fija existente

Es aquella instalación o conjunto de instalaciones ya sea en operación o que cuenta con autorización para operar, por parte de la Entidad Ambiental de Control, antes de Enero de 2003.

2.17 Fuente fija nueva

Es aquella instalación o conjunto de instalaciones que ingrese en operación a partir de Enero de 2003.

2.18 Fuente fija modificada

Se entiende a aquella fuente fija existente que experimenta un incremento en su capacidad operativa y que implica mayores emisiones.

2.19 ISO

Organización Internacional para la Normalización.

2.20 Línea base

Denota el estado de un sistema alterado en un momento en particular, antes de un cambio posterior. Se define también como las condiciones en el momento de la investigación dentro de un área que puede estar influenciada por actividades humanas.

2.21 Línea de muestreo

Es el eje en el plano de muestreo a lo largo del cual se localiza los puntos de medición, y está limitada por la pared interna de la chimenea o conducto.

2.22 Material particulado

Está constituido por material sólido o líquido en forma de partículas, con excepción del agua no combinada, presente en la atmósfera en condiciones normales.

2.23 Mejor tecnología de control disponible (BACT por sus siglas en inglés)

Limitación de emisiones al aire basada en el máximo grado de reducción de emisiones, considerando aspectos de energía, ambientales y económicos, alcanzable mediante la aplicación de procesos de producción y métodos, sistemas y técnicas disponibles.

2.24 Micrón

Millonésima parte de un metro.

2.25 Mínima tasa de emisión posible (LAER por sus siglas en inglés)

Es la tasa de emisión desde una fuente fija que refleja la limitación de la mayor exigencia en emisiones alcanzable en la práctica.

2.26 Modelo de dispersión

Técnica de investigación que utiliza una representación matemática y física de un sistema, en este caso el sistema consiste de una o varias fuentes fijas de emisión, de las condiciones meteorológicas y topográficas de la región, y que se utiliza para predecir la(s) concentración(es) resultante(s) de uno o más contaminantes emitidos desde, ya sea una fuente fija específica o desde un

grupo de dichas fuentes. La predicción de concentraciones de contaminantes, a nivel de suelo, para el caso de una o varias fuentes fijas, se especificará para receptores situados al exterior del límite del predio del propietario u operador de la(s) fuente (s) evaluadas.

2.27 Monitoreo

Es el proceso programado de coleccionar muestras, efectuar mediciones, y realizar el subsiguiente registro, de varias características del ambiente, a menudo con el fin de evaluar conformidad con objetivos específicos.

2.28 Muestreo isocinético

Es el muestreo en el cual la velocidad y dirección del gas que entra en la zona del muestreo es la misma que la del gas en el conducto o chimenea.

2.29 Nivel de fondo (background)

Denota las condiciones ambientales imperantes antes de cualquier perturbación originada en actividades humanas, esto es, sólo con los procesos naturales en actividad.

2.30 Norma de calidad de aire

Es el valor que establece el límite máximo permisible de concentración, a nivel del suelo, de un contaminante del aire durante un tiempo promedio de muestreo determinado, definido con el propósito de proteger la salud y el ambiente. Los límites máximos permisibles se aplicarán para aquellas concentraciones de

contaminantes que se determinen fuera de los límites del predio de los sujetos de control o regulados.

2.31 Norma de emisión

Es el valor que señala la descarga máxima permitida de los contaminantes del aire definidos.

2.32 Opacidad

Grado de reducción de luminosidad que ocasiona una sustancia al paso por ella de la luz visible.

2.33 Partículas Totales

Para efectos de emisiones desde fuentes de combustión, se designa como partículas totales al material particulado que es captado en un sistema de muestreo similar en características al descrito en el método 5 de medición de emisiones de partículas, publicado por la US EPA.

2.34 Puerto de muestreo

Son los orificios circulares que se hacen en las chimeneas o conductos para facilitar la introducción de los elementos necesarios para mediciones y toma de muestras.

2.35 Puntos de medición

Son puntos específicos, localizados en las líneas de muestreo, en los cuales se realizan las mediciones y se extrae la muestra respectiva.

2.36 US EPA

Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos de América.

3 Clasificación

Esta norma establece los límites máximos permisibles, tanto de concentraciones de contaminantes comunes, a nivel del suelo, en el aire ambiente, como de contaminantes emitidos desde fuentes fijas de combustión. La norma establece la presente clasificación:

1. Límites permisibles de emisión de contaminantes al aire desde combustión en fuentes fijas.
2. Métodos y equipos de medición de emisiones desde fuentes fijas de combustión.
3. Límites permisibles de emisión de contaminantes al aire para procesos productivos:
 - a. Límites permisibles de emisión desde procesos de elaboración de cemento.
 - b. Límites permisibles de emisión desde procesos de elaboración de envases de vidrio.
 - c. Límites permisibles de emisión desde procesos de elaboración de pulpa de papel.
 - d. Límites permisibles de emisión desde procesos de fundición de metales ferrosos.
 - e. Normas de emisión desde combustión de bagazo en equipos de combustión de instalaciones de elaboración de azúcar.
 - f. Límites permisibles de emisión desde motores de combustión interna.

4 Requisitos

4.1 De los límites permisibles de emisiones al aire para fuentes fijas de combustión

4.1.1 De las fuentes fijas significativas de emisiones al aire

4.1.1.1 Para la aplicación de la presente norma técnica, se definen fuentes fijas significativas y fuentes fijas no significativas, de emisiones al aire por proceso de combustión.

4.1.1.2 Serán designadas como fuentes fijas significativas todas aquellas que utilizan combustibles fósiles sólidos, líquidos, gaseosos, o cualquiera de sus combinaciones, y cuya potencia calorífica (*heat input*) sea igual o mayor a tres millones de vatios (3×10^6 W), o, diez millones de unidades térmicas británicas por hora (10×10^6 BTU/h).

4.1.1.3 Para las fuentes fijas que se determinen como fuentes significativas, éstas deberán demostrar cumplimiento con los límites máximos permisibles de emisión al aire, definidos en esta norma técnica, en sus Tablas 1 y 2, según se corresponda. Para esto, la fuente deberá efectuar mediciones de la tasa actual de emisión de contaminantes. Si los resultados fuesen superiores a los valores máximos permisibles de emisión, la fuente fija deberá entonces establecer los métodos o los equipos de control necesarios para alcanzar cumplimiento con los valores máximos de emisión estipulados en esta norma.

4.1.1.4 Serán designadas como fuentes fijas no significativas todas aquellas que utilizan combustibles fósiles sólidos, líquidos, gaseosos, o cualquiera de sus combinaciones, y cuya potencia calorífica (*heat input*) sea menor a tres millones de vatios (3×10^6 W), o, diez millones de unidades térmicas británicas por hora (10×10^6 BTU/h). Estas fuentes fijas de combustión no estarán obligadas a efectuar mediciones de sus emisiones actuales, y deberán proceder según se indica en el siguiente artículo.

4.1.1.5 Las fuentes fijas no significativas, aceptadas como tal por parte de la Entidad Ambiental de Control, demostrarán cumplimiento con la normativa mediante alguno de los siguientes métodos:

- a. El registro interno, y disponible ante la Entidad Ambiental de Control, del seguimiento de las prácticas de mantenimiento de los equipos de combustión, acordes con los programas establecidos por el operador o propietario de la fuente, o recomendados por el fabricante del equipo de combustión;
- b. resultados de análisis de características físicas y químicas del combustible utilizado, en particular del contenido de azufre y nitrógeno en el mismo;
- c. la presentación de certificados por parte del fabricante del equipo de combustión en cuanto a la tasa esperada de emisiones de contaminantes, en base a las características del combustible utilizado.
- d. mediante inspección del nivel de opacidad de los gases de escape de la fuente;
- e. mediante el uso de altura de chimenea recomendada por las prácticas de ingeniería;
- f. otros que se llegaren a establecer.

4.1.1.6 Para la verificación de cumplimiento por parte de una fuente fija no significativa con alguno de los métodos descritos, el operador u propietario de la fuente deberá mantener los debidos registros o certificados, a fin de reportar a la Entidad Ambiental de Control con una frecuencia de una vez por año.

4.1.1.7 No obstante de lo anterior, las fuentes fijas no significativas podrán ser requeridas, por parte de la Entidad Ambiental de Control, de efectuar evaluaciones adicionales de sus emisiones, en el caso de que estas emisiones excedan o comprometan las concentraciones máximas permitidas, a nivel del suelo, de contaminantes del aire. Estas últimas concentraciones de contaminantes en el aire ambiente se encuentran definidas en la norma correspondiente a calidad de aire.

4.1.1.8 Las fuentes fijas no significativas deberán someter, a consideración de la Entidad Ambiental de Control, los planos y especificaciones técnicas de sus sistemas de combustión, esto como parte de los procedimientos normales de permiso de funcionamiento.

4.1.2 Valores máximos permisibles de emisión

4.1.2.1 Los valores de emisión máxima permitida, para fuentes fijas de combustión existentes, son los establecidos en la Tabla 1 de esta norma.

5.2.1.1.1.1 TABLA 1. LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES DE EMISIONES AL AIRE PARA FUENTES FIJAS DE COMBUSTIÓN. NORMA PARA FUENTES EN OPERACIÓN ANTES DE ENERO DE 2003

CONTAMINANTE EMITIDO	COMBUSTIBLE UTILIZADO	VALOR	UNIDADES ^[1]
Partículas Totales	Sólido	355	mg/Nm ³
	Líquido ^[2]	355	mg/Nm ³
	Gaseoso	No Aplicable	No Aplicable
Óxidos de Nitrógeno	Sólido	1 100	mg/Nm ³

Dióxido de Azufre	Líquido ^[2]	700	mg/Nm ³
	Gaseoso	500	mg/Nm ³
	Sólido	1 650	mg/Nm ³
	Líquido ^[2]	1 650	mg/Nm ³
	Gaseoso	No Aplicable	No Aplicable

Notas:

^[1] mg/Nm³: miligramos por metro cúbico de gas, a condiciones normales, mil trece milibares de presión (1 013 mbar) y temperatura de 0 °C, en base seca y corregidos a 7% de oxígeno.

^[2] combustibles líquidos comprenden los combustibles fósiles líquidos, tales como diesel, kerosene, búnker C, petróleo crudo, naftas.

4.1.2.2 Los valores de emisión máxima permitida, para fuentes fijas de combustión nuevas, son los establecidos en la Tabla 2 de esta norma.

5.2.1.1.1.2 TABLA 2. LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES DE EMISIONES AL AIRE PARA FUENTES FIJAS DE COMBUSTIÓN. NORMA PARA FUENTES EN OPERACIÓN A PARTIR DE ENERO DE 2003

CONTAMINANTE EMITIDO	COMBUSTIBLE UTILIZADO	VALOR	UNIDADES ^[1]
Partículas Totales	Sólido	150	mg/Nm ³
	Líquido ^[2]	150	mg/Nm ³
	Gaseoso	No Aplicable	No Aplicable
Óxidos de Nitrógeno	Sólido	850	mg/Nm ³
	Líquido ^[2]	550	mg/Nm ³
	Gaseoso	400	mg/Nm ³
Dióxido de Azufre	Sólido	1 650	mg/Nm ³
	Líquido ^[2]	1 650	mg/Nm ³
	Gaseoso	No Aplicable	No Aplicable

Notas:

^[1] mg/Nm³: miligramos por metro cúbico de gas, a condiciones normales, de mil trece milibares de presión (1 013 mbar) y temperatura de 0 °C, en base seca y corregidos a 7% de oxígeno.

[2] combustibles líquidos comprenden los combustibles fósiles líquidos, tales como diesel, kerosene, búnker C, petróleo crudo, naftas.

4.1.2.3 La Entidad Ambiental de Control utilizará los límites máximos permisibles de emisiones indicados en las Tablas 1 y 2 para fines de elaborar su respectiva norma (ver Reglamento a la Ley de Prevención y Control de Contaminación). La Entidad Ambiental de Control podrá establecer normas de emisión de mayor exigencia, esto si los resultados de las evaluaciones de calidad de aire que efectúe indicaren dicha necesidad.

4.1.2.4 El Ministerio del Ambiente definirá la frecuencia de revisión de los valores establecidos como límite máximo permitido de emisiones al aire. De acuerdo a lo establecido en el reglamento para la prevención y control de la contaminación, se analizará la conveniencia de unificar los valores de emisión para fuentes en operación antes de Enero de 2003 y posteriores a esta fecha. La revisión deberá considerar, además, las bases de datos de emisiones, así como de los datos de concentraciones de contaminantes en el aire ambiente, efectúe la Entidad Ambiental de Control.

4.1.3 Del cumplimiento con la normativa de emisiones máximas permitidas

4.1.3.1 Las fuentes fijas de emisiones al aire por combustión, existentes a la fecha de promulgación de esta norma técnica, dispondrán de plazos, a ser fijados mediante acuerdo entre el propietario u operador de la fuente fija y la Entidad Ambiental de Control, a fin de adecuar la emisión de contaminantes a

niveles inferiores a los máximos permisibles. El otorgamiento de estos plazos queda supeditado, en cada caso, a los estudios y evaluaciones que realice la Entidad Ambiental de Control. En ningún caso estos plazos serán mayores a cinco años, de acuerdo a lo establecido en el reglamento.

4.1.3.2 Dentro de los términos que especifiquen las respectivas reglamentaciones, todas las fuentes fijas deberán obtener su respectivo permiso de funcionamiento, el cual será renovado con la periodicidad que determine la Entidad Ambiental de Control. Esta última queda también facultada para fijar las tasas que correspondan por la retribución del servicio.

4.1.3.3 Esquema Burbuja.- de existir varias fuentes fijas de emisión, bajo la responsabilidad sea de un mismo propietario y/o de un mismo operador, y al interior de una misma región, la emisión global de las fuentes podrá calcularse mediante una fórmula que pondere las fuentes fijas presentes en la instalación. Se establece la siguiente fórmula:

$$E_{global} = \frac{A_1 * E_1 + A_2 * E_2 + \dots + A_i * E_i}{A_1 + A_2 + \dots + A_i}$$

donde:

E_{global} : tasa de emisión global para el conjunto de fuentes fijas de combustión,

A_i factor de ponderación, y que puede ser el consumo de combustible de la fuente número i, o el caudal de gases de combustión de la respectiva fuente número i,

E_i : tasa actual de emisión determinada para cada fuente.

El resultado a obtenerse con la ecuación indicada, y que representa el equivalente ponderado para un grupo de fuentes fijas de combustión, deberá ser comparado con el valor máximo de emisión permitida descrito en esta normativa, resultado equivalente para una sola fuente fija de combustión.

4.1.4 Fuentes fijas de combustión existentes, nuevas y modificadas

4.1.4.1 Toda fuente fija de combustión, que experimente una remodelación, una modificación sustancial de la misma, o un cambio total o parcial de combustible, deberá comunicar a la Entidad Ambiental de Control este particular. Para el caso de una fuente fija significativa, se deberá comunicar además una evaluación de las emisiones esperadas una vez que el proyecto de remodelación o modificación culmine.

4.1.4.2 Las fuentes fijas significativas nuevas, o fuentes existentes remodeladas o modificadas sustancialmente, como parte integral del estudio de impacto ambiental requerido, deberán evaluar su impacto en la calidad del aire mediante el uso de modelos de dispersión. Las fuentes existentes, significativas, deberán también proceder a evaluar su impacto en la calidad del aire mediante modelos de dispersión, esto de ser requerido en los estudios de auditoría ambiental o de estudio de impacto ambiental expost. El modelo de dispersión calculará la concentración esperada de contaminantes del aire a nivel del suelo, que se espera sean emitidos desde las fuentes fijas nuevas, y se procederá a

determinar si estas concentraciones calculadas cumplen o no con la norma de calidad de aire. Para efectos de determinación de cumplimiento con la norma, la concentración calculada para cada contaminante del aire evaluado, atribuible a la operación de las fuentes fijas nuevas, deberá ser adicionada a la concentración existente de cada contaminante, según se describe en el siguiente artículo.

4.1.4.3 Una fuente fija nueva, remodelada o modificada, y que se determine como significativa, deberá establecer aquellos contaminantes emitidos por la misma, que son significativos para con la calidad del aire ambiente. Para tal efecto se utilizará un modelo de dispersión de tipo preliminar, ejemplo SCREEN, de la US EPA, mediante el cual se verificará si las concentraciones calculadas por este modelo, para cada contaminante modelado, sobrepasan o no los valores estipulados en la Tabla 3. Si la predicción mediante modelo indica que la concentración de un contaminante supera el valor presentado en la Tabla 3, entonces aquel contaminante se designa como significativo para la fuente. La Entidad Ambiental de Control solicitará que la fuente proceda a la aplicación de un modelo detallado, únicamente para los contaminantes significativos que se determinen. Eventualmente, la Entidad Ambiental de Control implementará programas de mediciones de concentraciones, a nivel de suelo, de los contaminantes significativos, una vez que la fuente ingrese en operación.

*5.2.1.1.1.3 TABLA 3. VALORES DE INCREMENTO DE CONCENTRACIÓN DE
CONTAMINANTES COMUNES, A NIVEL DEL SUELO, PARA DEFINICIÓN DE
CONTAMINANTES SIGNIFICATIVOS ^[1]*

Contaminante / Período de Tiempo	Criterio de Significancia, expresado en microgramos por metro cúbico de aire
Óxidos de Nitrógeno NOx Anual	1,0
Dióxido de Azufre SO2 Anual 24-Horas 3-Horas	1,0 5,0 25,0
Partículas Anual 24-Horas	1,0 5,0

Nota:

[1] Todos los valores de concentración expresados en microgramos por metro cúbico de aire, a condiciones de 25 °C y de 1 013 milibares de presión.

4.1.4.4 La fuente fija significativa, nueva, remodelada o modificada sustancialmente, acordará con la Entidad Ambiental de Control la inclusión o no, dentro de la evaluación mediante modelo de dispersión, de otras fuentes fijas existentes en la región en que se instalará la fuente nueva, o en que se ubica la

fuelle modificada o remodelada. El estudio de impacto ambiental, requerido por la fuente como parte de los permisos de operaci3n, establecer3 cu3les fuentes fijas existentes deber3n ser incluidas en el modelo de dispersi3n a aplicarse. La Entidad Ambiental de Control deber3 proveer, a la fuente nueva, de los resultados de las bases de datos administradas por la misma, esto es, bases de datos de emisiones de fuentes fijas significativas existentes, y, bases de datos de los niveles de concentraciones de contaminantes en el aire ambiente. El 3rea de influencia, sea de una sola fuente nueva evaluada, o del conjunto de varias fuentes, se determinar3 mediante el trazado de la curva de igual concentraci3n para todos los contaminantes que sobrepasen los valores establecidos en la Tabla 3.

4.1.4.5 De tratarse de una o varias fuentes fijas nuevas significativas, o varias fuentes existentes modificadas, la evaluaci3n deber3 efectuarse mediante un modelo de dispersi3n del tipo detallado, con capacidad para incluir diferentes fuentes fijas, y con capacidad de predecir concentraciones de contaminantes para per3odos de tiempo mayores a una hora, e inclusive, de predecir la concentraci3n anual de un determinado contaminante. Para esto, se utilizar3 un modelo de dispersi3n de caracter3sticas t3cnicas similares a ISC, de la US EPA. Para efectuar predicciones de concentraciones de contaminantes por per3odos de hasta un a3o, el modelo de tipo detallado requerir3 el uso de datos meteorol3gicos hora por hora, y de extensi3n tambi3n de un a3o. La fuente fija significativa evaluar3 su impacto en la calidad del aire previa revisi3n de los datos meteorol3gicos, hora por hora, de los 3ltimos tres a3os, como m3nimo, previos a la etapa de proyecto de la nueva fuente. Los datos meteorol3gicos a utilizarse deber3n ser representativos para la ubicaci3n geogr3fica de la fuente fija a evaluarse. El uso de un modelo de dispersi3n del tipo detallado se extender3 tambi3n para el caso de un conjunto de fuentes fijas nuevas, o fuentes existentes remodeladas o modificadas, que estuvieren bajo la responsabilidad de una misma organizaci3n u operador, y en que se determine

que la emisión global de dicho conjunto de fuentes (artículo 4.1.3.3) es significativa.

4.1.4.6 Las fuentes fijas nuevas significativas, a instalarse en las inmediaciones de áreas que se designen como protegidas, tales como parques nacionales, reservas de fauna, bosques protectores, entre otros, que se encuentren debidamente designados por la Entidad Ambiental de Control, deberán solicitar a esta autoridad la ejecución de un programa de monitoreo inicial de concentraciones de contaminantes del aire a nivel de suelo, previo al inicio de operaciones de la fuente o fuentes, en uno o más sitios designados al interior de dichas áreas protegidas. El estudio de impacto ambiental que ejecute la fuente fija nueva, determinará el número y ubicación del sitio, o los sitios, de medición de concentraciones de contaminantes del aire. El programa de monitoreo inicial incluirá, como mínimo, la determinación de concentraciones de óxidos de nitrógeno, dióxido de azufre, y material particulado PM10. Los resultados de este programa permitirán determinar las concentraciones iniciales de contaminantes en ausencia de la nueva fuente, lo cual además permitirá establecer, a futuro, el nivel de cumplimiento con las normas de calidad de aire una vez que la fuente fija ingrese en operación.

4.1.4.7 Todas las fuentes fijas nuevas, significativas o no, a instalarse en áreas cuyas concentraciones a nivel de suelo cumplen con la norma de calidad de aire ambiente, estarán obligadas a hacer uso de la denominada Mejor Tecnología de Control Disponible (BACT por sus siglas en inglés), lo cual deberá ser justificado en el estudio ambiental a presentarse ante la Entidad Ambiental de Control. Las emisiones que se obtengan en la fuente que utilice tecnología BACT no deberán ser mayores en magnitud a los valores aplicables para una fuente existente.

4.1.4.8 Las fuentes fijas nuevas no podrán instalarse en un área en que las concentraciones de contaminantes comunes del aire ambiente no se encuentren en cumplimiento con la norma de calidad aquí estipulada, o, en aquellas áreas en que dichas concentraciones de contaminantes se encuentren cerca de incumplimiento. Para ser autorizadas a su instalación, en áreas en no cumplimiento con la norma de calidad de aire, las fuentes fijas nuevas utilizarán la denominada tecnología de Mínima Tasa de Emisión Posible (LAER por sus siglas en inglés), o en su lugar, cuando estas fuentes nuevas reemplacen a una o varias fuentes fijas existentes pero garantizando un estándar de emisión (cantidad de contaminante emitido) y un estándar de desempeño (cantidad de contaminante emitido por unidad de combustible utilizado) considerablemente menor al de la o las fuentes a ser reemplazadas. La Entidad Ambiental de Control deberá emitir la autorización correspondiente para ejecutar este esquema de operación para una fuente nueva. Un esquema similar al descrito se aplicará para fuentes existentes pero modificadas o remodeladas sustancialmente.

4.1.4.9 El estudio ambiental para una fuente fija nueva, en un área en no cumplimiento con la norma de calidad de aire ambiente, justificará las tecnologías o métodos que implementará la fuente fija a fin de alcanzar la mínima tasa de emisión, y por tanto, no inducir a un incumplimiento con la norma de calidad de aire, o mejorar en términos absolutos la calidad del aire ambiente de la región.

4.1.4.10 Las fuentes fijas nuevas significativas determinarán la altura apropiada de chimenea mediante la aplicación de modelos de dispersión. La altura seleccionada de chimenea deberá considerar el efecto de turbulencia creado por la presencia de edificaciones adyacentes a la chimenea, caracterizándose dicho

efecto por la ocurrencia de altas concentraciones de contaminantes emitidos previamente junto a la estructura o edificación.

4.1.5 Disposiciones generales

4.1.5.1 Se prohíbe expresamente la dilución de las emisiones al aire desde una fuente fija con el fin de alcanzar cumplimiento con la normativa aquí descrita.

4.1.5.2 Se prohíbe el uso de aceites lubricantes usados como combustible en calderas, hornos u otros equipos de combustión, con excepción de que la fuente fija de combustión demuestre, mediante el respectivo estudio técnico, que cuenta con equipos y procesos de control de emisiones producidas por esta combustión, a fin de no comprometer la calidad del aire al exterior de la fuente, e independientemente de si la fuente fija es significativa o no significativa. Los planos y especificaciones técnicas de la instalación, incluyendo las previsiones de uso de aceites lubricantes usados, sea como combustible principal o como combustible auxiliar, o como combinación de ambos, se sujetarán a las disposiciones de la normativa aplicable para el manejo de desechos peligrosos y de su disposición final. La Entidad Ambiental de Control emitirá el respectivo permiso de operación para las fuentes que utilicen aceites lubricantes usados como combustible, permiso que será renovado cada dos años, previo el respectivo dictamen favorable, considerando los requerimientos estipulados tanto aquí como en la normativa aplicable a desechos peligrosos y su disposición final.

4.1.5.3 Aquellas fuentes fijas que utilicen como combustible otros que no sean combustibles fósiles, serán evaluadas, en primer lugar, en base al criterio de determinar si se trata de fuentes significativas o no. Para una fuente significativa, que utilice combustibles no fósiles, tales como biomasa, se aplicarán los valores máximos de emisión descritos en este reglamento en lo referente a fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles sólidos. Para fuentes no significativas, la Entidad Ambiental de Control podrá solicitar evaluaciones adicionales tendientes a prevenir el deterioro de la calidad del aire.

4.1.5.4 Toda fuente fija, sea significativa o no, deberá comunicar a la Entidad Ambiental de Control cualquier situación anómala, no típica, que se presente en la operación normal de la fuente, y en la que se verificaron emisiones de contaminantes superiores a los valores máximos establecidos en este reglamento. Este requisito no se aplica para el caso del período de arranque de operación de la fuente, o para el caso del período de limpieza por soplado de hollín acumulado en la fuente, siempre que estos períodos no excedan quince (15) minutos y la operación no se repita más de dos veces al día. Cuando por las características de los procesos y/o de los equipos de combustión se justifique técnicamente que se requiere mayor tiempo para su arranque o limpieza con soplado de hollín, se deberá obtener la aprobación de la Entidad Ambiental de Control.

4.1.5.5 Para las fuentes fijas significativas, se requerirá que estas cuenten, por lo menos, con equipos básicos de control de emisiones de partículas, esto a fin de mitigar aquellas emisiones que se registren durante períodos de arranque o de soplado de hollín en la fuente. Los equipos básicos de control comprenden equipos tales como separadores inerciales (ciclones). Además, la Entidad Ambiental de Control podrá requerir, por parte del regulado, la instalación de equipos de control de emisiones de partículas adicionales a los equipos básicos

descritos, siempre que la evaluación técnica y económica del equipo de control a ser instalado así lo determine.

4.1.5.6 Toda fuente fija significativa está obligada a presentar a la Entidad Ambiental de Control los resultados que se obtengan de los programas de medición de emisiones que deban ejecutarse. La Entidad Ambiental de Control establecerá una base de datos con las emisiones de todas las fuentes bajo su control, así como establecerá los procedimientos de mantenimiento y de control de calidad de la misma.

4.2 Métodos y equipos de medición de emisiones desde fuentes fijas de combustión

4.2.1 General

4.2.1.1 Para demostración de cumplimiento con la presente norma de emisiones al aire desde fuentes fijas de combustión, los equipos, métodos y procedimientos de medición de emisiones deberán cumplir requisitos técnicos mínimos, establecidos a continuación. Además, la fuente fija deberá proveer de requisitos técnicos mínimos que permitan la ejecución de las mediciones.

4.2.2 Requisitos y métodos de medición

4.2.2.1 A fin de permitir la medición de emisiones de contaminantes del aire desde fuentes fijas de combustión, estas deberán contar con los siguientes requisitos técnicos mínimos:

- a. plataforma de trabajo, con las características descritas en la figura 1 (Anexo),
- b. escalera de acceso a la plataforma de trabajo,
- c. suministro de energía eléctrica cercano a los puertos de muestreo.

4.2.2.2 Método 1: definición de puertos de muestreo y de puntos de medición en chimeneas.- este método provee los procedimientos para definir el número y ubicación de los puertos de muestreo, así como de los puntos de medición al interior de la chimenea.

4.2.2.3 Número de puertos de muestreo.- el número de puertos de muestreo requeridos se determinará de acuerdo al siguiente criterio:

- a. dos (2) puertos para aquellas chimeneas o conductos de diámetro menor 3,0 metros,
- b. cuatro (4) puertos para chimeneas o conductos de diámetro igual o mayor a 3,0 metros.

4.2.2.4 Para conductos de sección rectangular, se utilizará el diámetro equivalente para definir el número y la ubicación de los puertos de muestreo.

4.2.2.5 Ubicación de puertos de muestreo.- los puertos de muestreo se colocarán a una distancia de, al menos, ocho diámetros de chimenea corriente abajo y dos diámetros de chimenea corriente arriba de una perturbación al flujo normal de gases de combustión (ver figura 1, Anexo). Se entiende por perturbación cualquier codo, contracción o expansión que posee la chimenea o conducto. En conductos de sección rectangular, se utilizará el mismo criterio, salvo que la ubicación de los puertos de muestreo se definirá en base al diámetro equivalente del conducto.

4.2.2.6 Número de puntos de medición.- cuando la chimenea o conducto cumpla con el criterio establecido en 4.2.2.5, el número de puntos de medición será el siguiente:

- a. doce (12) puntos de medición para chimeneas o conductos con diámetro, o diámetro equivalente, respectivamente, mayor a 0,61 metros,
- b. ocho (8) puntos de medición para chimeneas o conductos con diámetro, o diámetro equivalente, respectivamente, entre 0,30 y 0,60 metros, y,
- c. nueve (9) puntos de medición para conductos de sección rectangular con diámetro equivalente entre 0,30 y 0,61 metros.

4.2.2.7 Para el caso de que una chimenea no cumpla con el criterio establecido en 4.2.2.5, el número de puntos de medición se definirá de acuerdo con la figura 2 (Anexo). Al utilizar esta figura, se determinarán las distancias existentes tanto corriente abajo como corriente arriba de los puertos de muestreo, y cada una de estas distancias será dividida para el diámetro de la chimenea o conducto, esto a fin de determinar las distancias en función del número de diámetros. Se seleccionará el mayor número de puntos de medición indicado en la figura, de forma tal que, para una chimenea de sección circular, el número de puntos de medición sea múltiplo de cuatro. En cambio, para una chimenea de sección rectangular, la distribución de puntos de medición se definirá en base a la siguiente matriz (Tabla 4).

5.2.1.1.1.1.4

5.2.1.1.1.1.5

5.2.1.1.1.1.6

5.2.1.1.1.1.7

5.2.1.1.1.1.8 *TABLA 4. DISTRIBUCIÓN DE PUNTOS DE MEDICIÓN PARA UNA CHIMENEA O CONDUCTO DE SECCIÓN RECTANGULAR*

NUMERO DE PUNTOS DE MEDICIÓN	DISTRIBUCIÓN DE PUNTOS
9	3 x 3
12	4 x 3
16	4 x 4
20	5 x 4
25	5 x 5
30	6 x 5
36	6 x 6
42	7 x 6
49	7 x 7

4.2.2.8 Ubicación de los puntos de medición en chimeneas de sección circular.- determinado el número de puntos de medición, los puntos se deberán distribuir, en igual número, a lo largo de dos diámetros perpendiculares entre sí, que estén en el mismo plano de medición al interior de la chimenea o conducto. La ubicación exacta de cada uno de los puntos, a lo largo de cada diámetro, se determinará según la Tabla 5.

4.2.2.9 Ubicación de los puntos de medición en chimeneas de sección rectangular.- para el número de puntos de medición determinado, se dividirá la sección transversal de la chimenea o conducto en un número de áreas rectangulares igual al número de puntos de medición determinado. Luego, cada punto de medición se ubicará en el centro de cada área rectangular definida (ver figura 3, Anexo).

4.2.2.10 Método 2: procedimiento para la determinación de la velocidad y gasto volumétrico de gases de escape en chimenea o conducto. Este método comprende:

- a. Uso de un tubo de Pitot, del tipo estándar o del tipo S, para medir la presión dinámica de la corriente de gases de escape.
- b. Medición de la temperatura del gas dentro de la chimenea.
- c. Barómetro para medir presión atmosférica.
- d. Analizador de gases para determinar el peso molecular húmedo del gas en chimenea (ver método 3).
- e. Cálculo de la velocidad del gas.
- f. Determinación del área transversal del ducto o chimenea.

5.2.1.1.1.9 TABLA 5. UBICACIÓN DE PUNTOS DE MEDICIÓN EN CHIMENEAS O
CONDUCTOS DE SECCIÓN CIRCULAR

Número de puntos de medición para un diámetro	Número de puntos de medición en un diámetro de chimenea											
	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
1	14,6	6,7	4,4	3,2	2,6	2,1	1,8	1,6	1,4	1,3	1,1	1,1
2	85,4	25,0	14,6	10,5	8,2	6,7	5,7	4,9	4,4	3,9	3,5	3,2
3		75,0	29,6	19,4	14,6	11,8	9,9	8,5	7,5	6,7	6,0	5,5
4		93,3	70,4	32,3	22,6	17,7	14,6	12,5	10,9	9,7	8,7	7,9
5			85,4	67,7	34,2	25,0	20,1	16,9	14,6	12,9	11,6	10,5
6			95,6	80,6	65,8	35,6	26,9	22,0	18,8	16,5	14,6	13,2

7	89,5	77,4	64,4	36,6	28,3	23,6	20,4	18,0	16,1
8	96,8	85,4	75,0	63,4	37,5	29,6	25,0	21,8	19,4
9	91,8	82,3	73,1	62,5	38,2	30,6	26,2	23,0	
10	97,4	88,2	79,9	71,7	61,8	38,8	31,5	27,2	
11	93,3	85,4	78,0	70,4	61,2	39,3	32,3		
12	97,9	90,1	83,1	76,4	69,4	60,7	39,8		
13	94,3	87,5	81,2	75,0	68,5	60,2			
14	98,2	91,5	85,4	79,6	73,8	67,7			
15	95,1	89,1	83,5	78,2	72,8				
16	98,4	92,5	87,1	82,0	77,0				
17	95,6	90,3	85,4	80,6					
18	98,6	93,3	88,4	83,9					
19	96,1	91,3	86,8						
20	98,7	94,0	89,5						
21	96,5	92,1							
22	98,9	94,5							
23	96,8								
24	98,9								

Nota:

Valores como porcentaje del diámetro de la chimenea, y a ser contados desde la pared interior de la chimenea hasta el punto de medición.

4.2.2.11 Para la aplicación del procedimiento, el tubo Pitot, previamente calibrado, se introducirá en el conducto o chimenea, en el punto de medición seleccionado, y se tomará lectura de la presión de velocidad. Este procedimiento se repetirá para cada uno de los puntos de medición seleccionados. La velocidad promedio en el conducto o chimenea será el valor obtenido, mediante la siguiente ecuación, para el promedio aritmético de todas las lecturas de presión de velocidad registradas.

$$V = K_p C_p \sqrt{\Delta P} \sqrt{\frac{T_s}{P_s M_s}}$$

donde:

V : velocidad del gas en chimenea (m/s ó ft/s);

K_p : constante de la ecuación de velocidad (34,97 sistema internacional ó 85,49 unidades inglesas);

C_p : coeficiente del tubo Pitot, provisto por fabricante (adimensional);

ΔP : presión de velocidad promedio (mm. H₂O ó pulg. H₂O);

T_s : temperatura absoluta del gas en chimenea (°K ó °R);

P_s : presión total absoluta en chimenea = presión atmosférica + presión estática en chimenea (mm Hg ó pulg. Hg);

M_s : peso molecular húmedo del gas en chimenea (g/g-mol ó libras/libra-mol);

El gasto volumétrico de la fuente fija de combustión se obtendrá multiplicando la velocidad promedio del gas por el área transversal del conducto o chimenea en el sitio de medición.

4.2.2.12 Método 3: procedimiento para la determinación del peso molecular seco de los gases de escape. Este método comprende:

- a. Uso de un analizador de gases para determinación de contenido de dióxido de carbono, oxígeno y monóxido de carbono en los gases de escape. El analizador de gases podrá ser cualquiera de los modelos disponibles localmente, tales como Fyrite, Orsat o analizadores con tecnología de celdas electroquímicas. Se debe reconocer que algunos de estos instrumentos proveen resultados para dos de los tres parámetros requeridos, por lo que se aceptará el uso de cartas, figuras, nomogramas, ecuaciones, u otros medios, que permitan determinar el tercer parámetro a partir de dos parámetros conocidos.
- b. El peso molecular seco (M_d), se determinará mediante la aplicación de la siguiente ecuación:

$$M_d = 0.44\% \text{ CO}_2 + 0.32\% \text{ O}_2 + 0.28\% \text{ CO} + 0.28\% \text{ N}_2$$

El porcentaje de nitrógeno N_2 se obtendrá restando del 100%, el % de CO_2 , el % de O_2 y el % de CO .

- c. Cuando no sea posible determinar el contenido de dióxido de carbono, de oxígeno y de monóxido de carbono en los gases de escape, se podrá utilizar el valor de 30,0 (treinta) para el peso molecular seco, siempre que la fuente fija opere con combustibles fósiles sólido, líquido o gaseoso.

4.2.2.13 Método 4: procedimiento para la determinación de contenido de humedad de los gases de escape. Este método comprende:

- a. Extracción de una muestra a un gasto constante. Se procurará que el volumen de gas colectado sea, por lo menos, de 0,60 metros cúbicos, a condiciones de referencia, y el gasto de succión del gas no sea mayor a 0,020 metros cúbicos por minuto (0,75 pies cúbicos por minuto). La colección de gas se efectuará con la sonda provista por el equipo de medición, y contará con dispositivo de calentamiento de la misma, a fin de evitar la condensación de humedad.
- b. Remoción de la humedad de la muestra. El equipo a utilizarse será, en diseño, igual al utilizado en el método 5, determinación de emisión de partículas. El equipo consiste de una sección de cuatro impactadores o envases de vidrio, de los cuales dos serán llenados con agua, y el cuarto impactador será llenado con sílica gel. Previo a la medición se registrará el peso de estos tres envases, tanto llenos con agua como llenos con sílica gel. Todos los impactadores se encontrarán alojados en una caja, llena con hielo, a fin de permitir la condensación de la humedad presente en los gases de chimenea.
- c. Determinación gravimétrica y volumétrica de la humedad colectada. Posterior a la toma de muestra, se determinará el contenido de humedad mediante el incremento de volumen de agua colectada en los impactadores, y, mediante el incremento de peso en el impactador llenado con sílica gel.

4.2.2.14 Los resultados que se obtengan, de volumen de agua colectada y de peso de agua colectada, serán corregidos a las condiciones de referencia. El contenido de humedad, en los gases de chimenea, será la razón entre el volumen total de agua colectada dividido para dicho volumen más el volumen de gas seco, este último determinado por el equipo de muestreo.

4.2.2.15 Como alternativa al método descrito, serán aceptables los métodos de estimación tales como técnicas de condensación, técnicas psicrométricas mediante temperatura de bulbo seco y de bulbo húmedo, cálculos estequiométricos, experiencias previas, entre otros.

4.2.2.16 Método 5: procedimiento para la determinación de emisión de partículas desde la fuente fija. Este método comprende:

- a. Colección de muestras mediante el equipo denominado tren isocinético. Este equipo consiste de cuatro secciones principales: la sonda de captación de partículas, la sección de filtro, la sección de condensación de humedad, o de impactadores, y, la sección de medidor de volumen de gas seco muestreado. Las mediciones a efectuarse deberán incluir la descripción técnica del equipo tren isocinético, el cual necesariamente deberá proveer las especificaciones del fabricante, y en las que se especifique que el equipo cumple con el método promulgado por la US EPA.
- b. Las muestras de partículas serán colectadas, en cada uno de los puntos de muestreo al interior de la chimenea, definidos en el método 1, durante un período de cinco (5) minutos en cada uno de dichos puntos. En ningún caso el tiempo de muestreo, en cada punto, será inferior a tres (3) minutos.
- c. La condición de isocinetismo aceptada deberá estar comprendida entre 90 y 110%.
- d. Previo a la ejecución de mediciones, se deberá efectuar una prueba de detección de fugas en el equipo de muestreo, una vez armado en el sitio.
- e. La masa de partículas se determinará gravimétricamente, esto es, mediante la diferencia de peso en el filtro a la finalización de la medición con respecto al peso previo al inicio de la misma.
- f. Además, se determinará el peso de aquellas partículas captadas en la sonda de muestreo. Para esto, se realizará un enjuague del interior de la sonda, de la boquilla de succión de la sonda, y de accesorios de esta, utilizando para el efecto acetona. El líquido colectado será almacenado en un frasco de vidrio, y llevado a laboratorio, en donde será transferido a un vaso de precipitación, será registrado su peso inicial, y se dejará evaporar el solvente a temperatura y presión ambiente. El vaso será secado por un período de 24 horas y registrado su peso final.

- g. La masa total de partículas colectadas será la suma de las partículas obtenidas en el filtro más aquellas captadas al interior de la sonda de muestreo.
- h. La concentración de partículas emitidas, a expresarse en miligramos por metro cúbico de aire seco, será la masa total de partículas dividida para el volumen total de gas seco muestreado, y corregido a las condiciones de referencia.

4.2.2.17 Métodos para determinación de emisión de dióxido de azufre y de óxidos de nitrógeno desde una fuente fija.- Esta determinación se realizará mediante uno de los dos sistemas de medición aquí propuestos, estos son, con el uso de instrumentación basada en analizadores portátiles, o, con el uso de los procedimientos de colección, recuperación y análisis en laboratorio de muestras colectadas. Se especificará claramente el método utilizado en la medición de emisiones.

4.2.2.18 Uso de analizadores portátiles.- se utilizarán equipos disponibles en el mercado, que reporten las emisiones de dióxido de azufre y/o de óxidos de nitrógeno en base a técnicas tales como de fluorescencia, ultravioleta, e infrarrojo no dispersivo, para el caso de dióxido de azufre, o, de quimiluminiscencia, para el caso de óxidos de nitrógeno. Otra opción consiste en la utilización de analizadores portátiles, que operan con tecnología de celdas electroquímicas, y diseñados para medición también de dióxido de azufre y de óxidos de nitrógeno.

4.2.2.19 De utilizarse analizadores portátiles, sea con cualquiera de las técnicas descritas en 4.2.2.18, estos equipos deberán contar con los respectivos certificados de calibración, otorgados por el fabricante de los mismos.

4.2.2.20 Los analizadores deberán contar con los accesorios que permitan el acondicionamiento de la muestra de gases en chimenea, previo al ingreso de la misma a la sección de medición. El sistema de medición deberá contar con una sonda de admisión del gas en chimenea, provista de sección de calentamiento o similar, que garanticen la no condensación de vapor de agua presente en la muestra y evitar así la consiguiente absorción de dióxido de azufre o de óxidos de nitrógeno en el líquido condensado. Si el analizador reporta los resultados en base seca, el sistema de medición deberá contar con una unidad de condensación, o dispositivo similar, que garanticen la purga o evacuación del vapor de agua condensado, y al mismo tiempo, minimice el contacto entre la muestra de gases y el líquido condensado. Se aceptarán también equipos analizadores que determinen concentraciones de SO₂ y/o de NO_x en base húmeda, siempre que los resultados sean convertidos a concentración en base seca mediante métodos apropiados.

4.2.2.21 Los analizadores que utilicen la técnica de celdas electroquímicas deberán contar con celdas individuales tanto para medir el óxido nitroso NO como el dióxido de nitrógeno NO₂ y reportarán los resultados de emisión de óxidos de nitrógeno como la suma de óxido nitroso (NO) y de dióxido de nitrógeno (NO₂). En el caso de analizadores que utilicen la técnica de quimiluminiscencia, los resultados se reportarán directamente como total de óxidos de nitrógeno expresados como NO₂.

4.2.2.22 La medición de NO_x y de SO₂, utilizando cualquier tipo de equipo analizador portátil, se efectuará seleccionando el número de puntos al interior de la sección de chimenea que se determine según lo descrito en el método 1 de esta norma técnica.

4.2.2.23 Método de laboratorio para SO₂.- el método consiste en la retención de SO₂ por medio de una reacción química irreversible y la posterior determinación de la concentración mediante titulación de bario–torina. En este método, se coleccionará una muestra de gas en un equipo similar al tren de muestreo descrito en el método 5. Los reactivos necesarios, así como las características de los componentes del equipo serán aquellos descritos en el método 6 promulgado por la US EPA (40 CFR 60). El equipo deberá contar con un medidor del volumen de gas seco coleccionado. La muestra se coleccionará en un único punto, situado en el centro geométrico interior de la chimenea o conducto, y durante un período de treinta (30) minutos, a fin de asegurar la representatividad de la muestra. Se inspeccionará cada cinco (5) minutos la proporcionalidad del flujo seleccionado. Para una medición completa, se coleccionarán seis (6) muestras individuales.

4.2.2.24 Método de laboratorio para NO_x.- se colecciona una muestra en un frasco al que se ha efectuado vacío previamente, este envase contiene una solución absorbente diluida de ácido sulfúrico y peróxido de hidrógeno. La muestra es posteriormente analizada en laboratorio colorimétricamente, utilizándose el procedimiento del ácido fenoldisulfónico. Los reactivos necesarios, los procedimientos de preparación, muestreo y recuperación de muestras, así como las características de los procedimientos de análisis de las muestras, serán aquellos descritos en el método 7 promulgado por la US EPA (40 CFR 60). Los resultados se expresarán como NO₂. La muestra se coleccionará en un único punto, situado en el centro geométrico interior de la chimenea o conducto. Para una medición completa, se coleccionarán doce (12) muestras individuales.

4.2.3 De la frecuencia de medición de emisiones al aire desde fuentes fijas de combustión

4.2.3.1 Las fuentes fijas que se determine requieran de monitoreo de sus emisiones al aire, efectuarán los respectivos trabajos de medición y reporte de resultados, al menos, una vez cada seis meses.

4.2.3.2 Requerimientos de Reporte.- Se elaborará un reporte con el contenido mínimo siguiente:

- a) Identificación de la fuente fija (Nombre o razón social, responsable, dirección);
- b) ubicación de la fuente fija, incluyendo croquis de localización y descripción de predios vecinos;
- c) nombres del personal técnico que efectuó la medición;
- d) introducción, la cual describirá el propósito y el lugar de la medición, fechas, contaminantes objeto de medición, identificación de observadores presentes, tanto de la fuente como representantes de la Entidad Ambiental de Control (de aplicarse);
- e) resumen de resultados, incluyendo los resultados en sí obtenidos, datos del proceso de combustión, emisiones máximas permitidas para la fuente;
- f) características de operación de la fuente fija, esto es, descripción del proceso y de equipos o técnicas de control o reducción de emisiones (de aplicarse), descripción de materias primas o combustibles utilizados, propiedades relevantes de estos, y cualquier información relevante para con la operación de la fuente;
- g) métodos de muestreo y de análisis utilizados, describiendo la ubicación de los puertos de muestreo y de los puntos de medición al interior de la chimenea, descripción de los equipos y/o accesorios utilizados en la recolección de muestras o medición, procedimientos o certificados de calibración empleados, y una breve discusión de los procedimientos de muestreo y de análisis de resultados seguidos, incluyendo cualquier desviación en el procedimiento, y las debidas justificaciones técnicas;
- h) anexos, los cuales incluirán cualquier información de respaldo.

4.3 De los límites máximos permisibles de emisiones al aire para procesos específicos

4.3.1 Elaboración de cemento

5.2.1.1.1.10 TABLA 6. LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES DE EMISIONES AL AIRE
PARA ELABORACIÓN DE CEMENTO

CONTAMINANTE EMITIDO	OBSERVACIONES	FUENTES EXISTENTES	FUENTES NUEVAS	UNIDADES [1]
Partículas Totales	Horno de clínker	150	50	mg/Nm ³
	Enfriador de clínker	100	50	mg/Nm ³
Óxidos de Nitrógeno	--	1 800	1 300	mg/Nm ³
Dióxido de Azufre	--	800	600	mg/Nm ³

Notas:

[1] mg/m³: miligramos por metro cúbico de gas, a condiciones normales de 1 013 milibares de presión y temperatura de 0 °C, en base seca y corregidos a 7% de oxígeno.

4.3.2 Elaboración de vidrio

5.2.1.1.1.1.11 TABLA 7. LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES DE EMISIONES AL AIRE
PARA ELABORACIÓN DE VIDRIO

CONTAMINANTE EMITIDO	OBSERVACIONES	FUENTES EXISTENTES	FUENTES NUEVAS	UNIDADES [1]
Partículas Totales	--	250	200	mg/Nm ³
Óxidos de Nitrógeno	--	1 200	1 000	mg/Nm ³
Dióxido de Azufre	--	1 800	1 500	mg/Nm ³

Notas:

[1] mg/m³: miligramos por metro cúbico de gas, a condiciones normales de de 1 013 milibares de presión y temperatura de 0 °C, en base seca y

corregidos a 7% de oxígeno. Esta norma no se aplica cuando se utilice inyección de oxígeno en los quemadores.

4.3.3 Elaboración de pulpa de papel

5.2.1.1.1.1.12 TABLA 8. LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES DE EMISIONES AL AIRE PARA ELABORACIÓN DE PULPA DE PAPEL

CONTAMINANTE EMITIDO	OBSERVACIONES	FUENTES EXISTENTES	FUENTES NUEVAS	UNIDADES
Partículas Totales	Pasta por proceso kraft o por bisulfito	250	150	mg/Nm ³ [1]
Dióxido de Azufre	--	10	5	kg/ton pasta [2]

Notas:

[1] mg/m³: miligramos por metro cúbico de gas, a condiciones normales de de 1 013 milibares de presión y temperatura de 0 °C.

[2] kg/ton pasta: kilogramos por tonelada de pasta.

4.3.4 Fundición de metales

5.2.1.1.1.1.13 TABLA 9. LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES DE EMISIONES AL AIRE
PARA FUNDICIÓN DE METALES

CONTAMINANTE EMITIDO	OBSERVACIONES	FUENTES EXISTENTES	FUENTES NUEVAS	UNIDADES [1]
Partículas Totales	Cubilotes:			
	de 1 a 5 t/h	600	250	mg/Nm ³
	mayor a 5 t/h	300	150	mg/Nm ³
	Arco eléctrico:			
	menor 5 t	350	250	mg/Nm ³
mayor 5 t	150	120	mg/Nm ³	

Notas:

[1] mg/m³: miligramos por metro cúbico de gas, a condiciones normales de de 1 013 milibares de presión y temperatura de 0 °C, en base seca y corregidos a 7% de oxígeno.

4.3.5 Elaboración de azúcar: equipos de combustión que utilizan bagazo como combustible

5.2.1.1.1.1.14 TABLA 10. LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES DE EMISIONES AL AIRE DESDE COMBUSTIÓN DE BAGAZO EN EQUIPOS DE INSTALACIONES DE ELABORACIÓN DE AZÚCAR

CONTAMINANTE EMITIDO	OBSERVACIONES	FUENTES EXISTENTES	FUENTES NUEVAS	UNIDADES
Partículas Totales	--	300	150	mg/m ³ [1]

Notas:

[1] mg/m³: miligramos por metro cúbico de gas a condiciones normales de de 1 013 milibares de presión y temperatura de 0 °C, corregidos a 12% de O₂, en base seca.

4.3.6 Motores de Combustión Interna

5.2.1.1.1.1.15 TABLA 11. LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES DE EMISIONES AL AIRE
PARA MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA

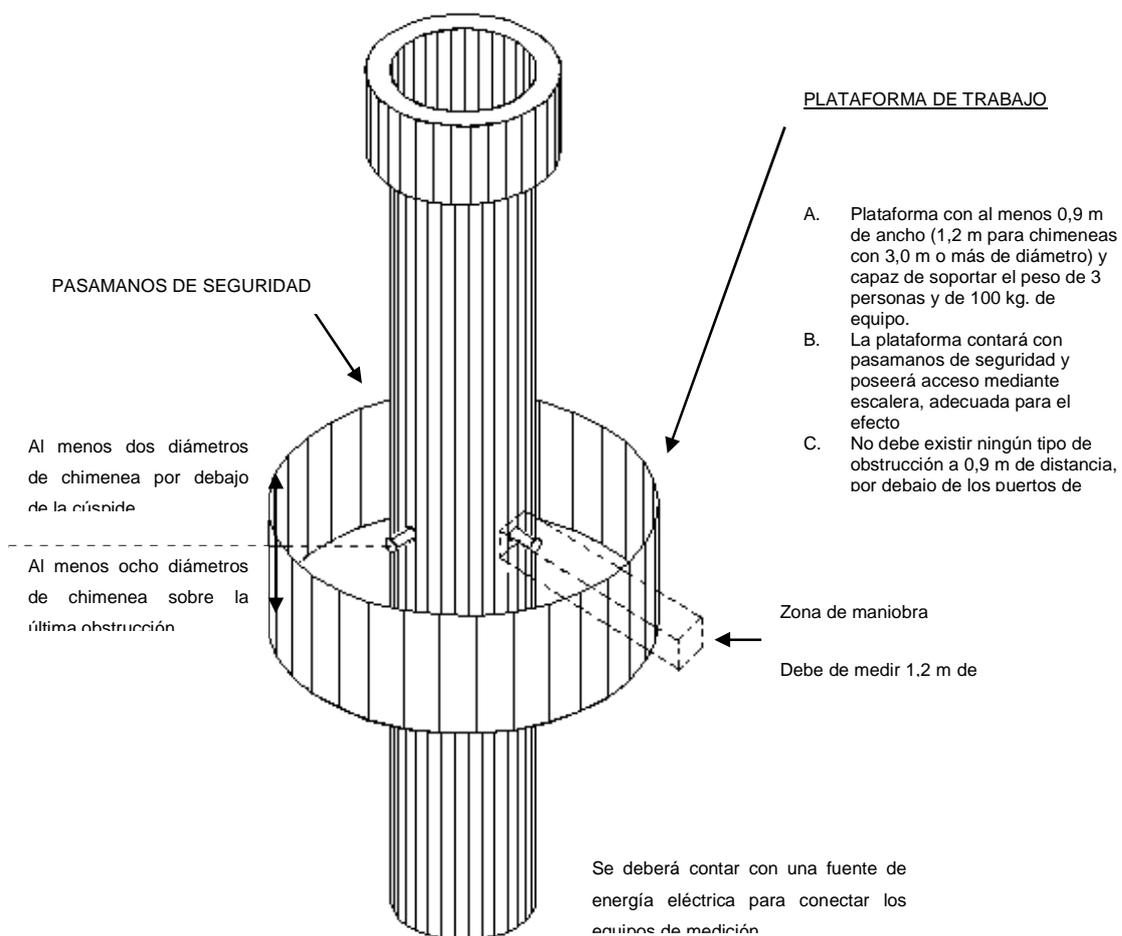
CONTAMINANTE EMITIDO	OBSERVACIONES	FUENTES EXISTENTES	FUENTES NUEVAS	UNIDADES [1]
Partículas Totales	--	350	150	mg/m ³
Óxidos de Nitrógeno	--	2 300	2 000	mg/m ³
Dióxido de Azufre	--	1 500	1 500	mg/m ³

Notas:

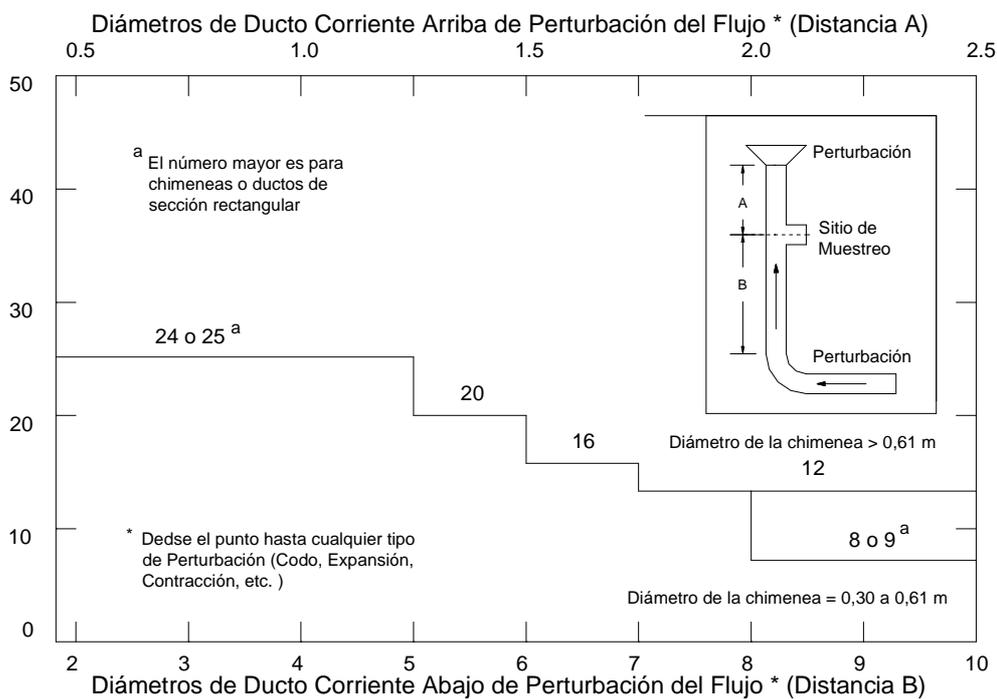
[1] mg/m³: miligramos por metro cúbico de gas a condiciones normales de de 1 013 milibares de presión y temperatura de 0 °C, corregidos a 15% de O₂, en base seca.

ANEXO

5.2.1.1.1.16 FIGURA 1. REQUISITOS PARA EJECUCIÓN DE MEDICIÓN DE EMISIONES AL AIRE DESDE FUENTES FIJAS



5.2.1.1.1.1.17 *FIGURA 2. NÚMERO DE PUNTOS DE MEDICIÓN DE EMISIONES AL
AIRE DESDE FUENTES FIJAS*



5.2.1.1.1.18 FIGURA 3. EJEMPLO DE PUNTOS DE MEDICIÓN DE EMISIONES AL AIRE EN CONDUCTO DE SECCIÓN RECTANGULAR (12 ÁREAS IGUALES CON PUNTO DE MEDICIÓN EN CENTROIDE DE CADA ÁREA)

