



UNIVERSIDAD DE CUENCA

“Maestría en Planificación y Gestión Energética”

TITULO:

**Eficiencia Energética en la Industria de Lácteos San Antonio de
la Ciudad de Cuenca**

**TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE
Magíster en Planificación y Gestión Energética**

AUTOR: Ing. Jorge Washington Delgado Noboa

DIRECTOR: Ing. Galo José Carrillo Rojas, Mgst.

CUENCA, ECUADOR

2013



RESUMEN

El presente estudio se ejecutó en la Industria “Lácteos San Antonio”, ubicada en la ciudad de Cuenca, en donde se ha identificado que el consumo energético y la falta de programas de auditoría y eficiencia energética incrementan costos de producción. El objetivo fue promover el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos de la empresa mediante el análisis de los rendimientos de equipos térmicos, eléctricos, y la adopción de medidas técnico-organizativas que permitan lograr ahorros de los insumos energéticos y disminuir costos de producción por este rubro. El estudio se basó en métodos y cálculos especificados: para el análisis de gases se empleó el Texto Unificado de Legislación Ambiental Secundaria, y para el análisis eléctrico se empleó la regulación CONELEC004/01. Los indicadores se enriquecieron con criterios y sugerencias provenientes de las personas ligadas a la empresa y otras ligadas al sector académico.

Los resultados del estudio muestran bajos rendimientos en el sistema de refrigeración y de generación de vapor, excesiva cantidad de aire para la combustión, bajos factores de potencia y penalizaciones. Estos parámetros pueden mejorarse con el control y ajuste de los equipos de refrigeración y generación de vapor, cambio de tecnología en compresores del sistema de refrigeración y la puesta en funcionamiento de sistemas de control que posee la empresa como el banco de condensadores, identificando los puntos de mejoras energéticas para conseguir beneficios tangibles como la reducción del consumo energético de hasta un 3% anual cuya inversión es relativamente baja, encontrándose en el orden de 5 000 dólares.

PALABRAS CLAVES:

Lácteos San Antonio, energéticos, Industria Lechera, eficiencia, térmica y eléctrica.



ABSTRACT

This work was conducted in “Lacteos San Antonio”, located in Cuenca, Azuay. High energy consumption and lack of programs of energy efficiency have been identified that increase the production costs of this company. Therefore, the objective of the study was twofold: a) to analyze the performance of thermal and electrical equipment and to promote a better use of the energy resources, and b) to adopt technical and organizational strategies as a path to save energy intending to reduce production costs in the company. The work has been based on methods and computations specified by the “Texto Unificado de Legislación Ambiental Secundaria”, in the case of the analysis of gases, and the Regulation CONELEC004/01, in the case of the analysis of electricity consumption analysis. Suggestions and opinions of technicians working in the company, as well as researchers involved in the topic of energy efficiency and management have also been considered as an input to conduct the study.

The results of the study showed low efficiency on the refrigerating and the steam generation systems. The boilers work with air in excess, which is one of the factors that affect the efficiency of the boilers. Moreover, low power factor and penalties have been identified. These problems can be partially solved with a better adjustment of refrigeration and steam equipments, technology changes in the gas compressor and the operation of control systems (e.g. the condenser bank), identifying points where energy improvements are required to achieve tangible benefits such as reduced energy consumption up to 3%, with relatively low investment (e.g. in the order of US\$5000).

Some recommendations and suggestions that can be introduced in the short and medium term in the company are presented at the end of the work. These intend to contribute with strategies to help Lácteos San Antonio to keep its position in the region and be a leader in energy management at a nationwide level.



TABLA DE CONTENIDOS

RESUMEN	2
LISTA DE TABLAS.....	6
LISTA DE FIGURAS	7
ABREVIATURAS Y SIMBOLOGIA.....	8
TABLA DE CONTENIDOS	13
CAPITULO I: ANTECEDENTES E INTRODUCCIÓN	13
1.1. ANTECEDENTES	13
2.1. Situación Energética Mundial, Nacional y Local.....	16
2.2. Método de Tratamiento-Análisis Energético.....	21
2.3. Balance de Energía	25
2.4. Diagramas Energéticos de Sankey	25
2.5. Definiciones de eficiencia e intensidad Energética.....	26
2.6. Generalidades del Sistema de Refrigeración	27
2.7. Generalidades del Sistema Eléctrico.....	30
2.8. Generalidades de Sistemas Térmicos.....	32
CAPITULO III: MATERIALES Y MÉTODOS	36
3.1 Características del Proceso de Pasteurización UHT en la Industria Láctea San Antonio de Cuenca	36
3.2 Productividad de la línea principal	37
CAPITULO IV: RESULTADOS	64
CAPITULO V: DISCUSIÓN	87
CAPITULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	95
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	102
ANEXO 1: DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS DE LÁCTEOS SAN ANTONIO ...	104
ANEXO 2: CALIDAD DE ENERGÍA	109
ANEXO 3: NORMA de Emisiones AL AIRE desde fuentes fijas de combustión	111
ANEXO 4:PROPIEDADES TERMODINÁMICAS DEL CLORODIFLUORMETANO.....	139
ANEXO 6: Pliego Tarifario.....	144
ANEXO 7:MOTORES EFICIENTES.....	145
ANEXO 8: Datos de Leche Procesada.....	146



ANEXO 9: COTIZACIÓN MAGNETIZER	149
ANEXO 10: CONVENIO ENTRE CENTRO DE ESTUDIOS AMBIENTALES E INDUSTRIA LÁCTEOS SAN ANTONIO.....	150



LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Energía Consumida en Cuenca en MWh	18
Tabla 2. Estadísticas del Proceso Productivo	37
Tabla 3. Características del equipo de refrigeración	38
Tabla 4. Características del compresor del equipo de refrigeración	39
Tabla 5. Propiedades comparativas entre el refrigerante Clorodifluorometano y el Amoniaco.....	41
Tabla 6. Estadísticas del Consumo Eléctrico	43
Tabla 7. Transformador de Industria Láctea San Antonio.	45
Tabla 8. Resumen de los indicadores de calidad de energía eléctrica	47
Tabla 9. Promedio de Consumo de Diesel.....	47
Tabla 10. Características de combustibles para calderos	48
Tabla 11. Características de calderos entregados por la casa constructora.....	48
Tabla 12. Puntos de Muestreo para el Caldero N°3	50
Tabla 13. Puntos de Muestreo para el Caldero N°2	51
Tabla 14. Parámetros de Gases de Combustión y Rango de Detección	53
Tabla 15. Características del Análisis Humerales	54
Tabla 16. Condiciones de Alimentación y Temperatura del Caldero 3	54
Tabla 17. Composición en peso del Combustible	54
Tabla 18. Características de los compresores	61
Tabla 19. Características de las Bombas.....	63
Tabla 20. Características Termodinámicas del ciclo de Refrigeración Real	66
Tabla 21. Factura Eléctrica de Industria Láctea San Antonio.....	67
Tabla 22. Corriente en las Fases en Amperios	71
Tabla 23. Valores de Flicker para cada Fase	73
Tabla 24. Valores de Armónicos para las 3 Fases	75
Tabla 25. Factores de Potencia	77
Tabla 26. Tensión y Corriente en Neutro	80
Tabla 27. Valores Promedios de Consumo de Energía.....	80
Tabla 28. Medidas de Parámetros de los Calderos.....	81
Tabla 29. Cálculo del Rendimiento de Combustión por Ecuaciones Estequiométricas	82
Tabla 30 Costos por cambio de compresor en el sistema de refrigeración	83
Tabla 31 Costos de penalización por Factor de Potencia	83
Tabla 32 Ahorro de Dinero en Combustible por Incorporación de Magnetizer	85
Tabla 33 Egresos por Programa de Eficiencia Energética	86
Tabla 34: Ingresos por Programa de Eficiencia Energética.....	86



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Perspectivas de crecimiento de la demanda mundial de energía.....	17
Figura 2. Demanda de Energía Total en Ecuador.....	18
Figura 3. Energía Comercializada en el Mundo por tipo de Energía	20
Figura 4. Diagrama Sankey de un ciclo de Rankine.....	26
Figura 5. Diagrama del ciclo de refrigeración.....	28
Figura 6. Triángulo de las Potencias.....	31
Figura 7: Diagrama de Flujo Proceso UHT de la Empresa Lácteos San Antonio	36
Figura 8. Variación del Proceso Productivo	38
Figura 9. Compresor del equipo de refrigeración.....	39
Figura 10. Analizador de Calidad de Energía Eléctrica.....	45
Figura 11. Instalación del Medidor de Calidad de Energía en el Transformador	46
Figura 12. Distribución de los Puntos de la Chimenea del caldero N°3.....	50
Figura 13. Distribución de los Puntos de la Chimenea del caldero N°2	52
Figura 14. Diagrama del Chiller con refrigerante R22.....	64
Figura 15. Diagrama Temperatura vs Entropía del ciclo de refrigeración real	65
Figura 16. Consumo de Energía Activa y Reactiva KWh/mes en Lácteos San Antonio	68
Figura 17. Demanda Máxima de Energía en Lácteos San Antonio	69
Figura 18. Consumo Energético vs Producción en Lácteos San Antonio	70
Figura 19. Curvas de Corriente.....	72
Figura 20. Gráficos del factor de Potencia	78
Figura 21. Curva de Frecuencias.....	79
Figura 22 Variación de Costos de Penalización en el 2011.....	84
Figura 23. Diagrama de relación entre el Condensador y el Evaporador en el Ciclo de Refrigeración	89



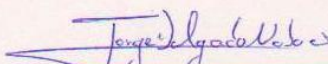
ABREVIATURAS Y SIMBOLOGIA

Descripción	Magnitud	Unidad
Amperaje de cada Fase	A	Amperios
Cantidad de agua	WH_2O	kg
Calor	q	kcal
Cantidad de carbono que tengo en el CO	c CO	kg
Cantidad de carbono que tengo en el CO ₂ .	c CO ₂	kg
Cantidad de nitrógeno libre	cN ₂	kg
Carga del refrigerante	C	kg
Caudal másico de dióxido de azufre	w SO ₂	kg/h
Caudal másico de dióxido de carbono producido	w C	kg/h
Caudal másico de hidrogeno	wH	kg/h
Caudal másico de monóxido de nitrógeno	w NO	kg/h
Concentración del fluido	d	kg/m ³
Distancias concéntricas de Muestreo desde la Pared de la Chimenea	Ø	m
Distorsión Armónica de Tensión	THD	
Efecto frigorífico	COP	
Entalpía	h	kJ/kg
Entropía	S	kJ/kgK
Factor de potencia de cada fase	Fp	
Fliker de corta duración	Pst	
Grados Centígrados	°C	
Masa de azufre	σS	kg
Masa de Carbono	σc	kg
Masa de Hidrógeno	σH	kg
Milímetros de Mercurio	mmHg	
Nivel de Tensión	N T	
Oxigeno necesario del comburente.	w O ₂	kg
Partes por Millón	ppm	
Poder Calorífico	PC	kcal/kg
Rendimiento de Carnot	n	
Trabajo	W	kJ
Toneladas Equivalentes de Petróleo	tep	
Variación de la energía interna	Δ U	kJ
Volumen Específico	v	m ³ /kg.



Yo, Jorge Washington Delgado Noboa, autor de la tesis "**Eficiencia Energética en la Industria de Lácteos San Antonio de la Ciudad de Cuenca**", reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de **Magíster en Planificación y Gestión Energética**. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, 04 de Junio del 2013


Jorge Washington Delgado Noboa
010359941-1



Yo, Jorge Washington Delgado Noboa, autor de la tesis "**Eficiencia Energética en la Industria de Lácteos San Antonio de la Ciudad de Cuenca**", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor/a.

Cuenca, 04 de Junio del 2013

Jorge Washington Delgado Noboa
010359941-1



AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme la vida y la oportunidad de realizar uno de mis sueños, a mis padres y hermanos por estar siempre junto a mí, al Ingeniero Galo Carrillo y por su intermedio al Centro de Estudios Ambientales CEA por el apoyo durante la realización del presente trabajo, al Sr. Rigoberto Moncayo, gerente propietario de la empresa de “Lácteos San Antonio”, por darme la apertura en la empresa para el desarrollo de mi tesis de Maestría.

Jorge Delgado Noboa



DEDICATORIA

A mis padres que con su apoyo incondicional han sabido guiarme siempre permitiendo que hoy culmine con éxito mi maestría; a mis hermanos que son parte fundamental en mi vida, y por brindarme siempre su apoyo.

Jorge Washington Delgado Noboa.



CAPITULO I: ANTECEDENTES E INTRODUCCIÓN

1.1. ANTECEDENTES

En las actividades de investigación, consultoría y cooperación universidad-industria que mantiene la Universidad de Cuenca con el sector empresarial de la ciudad de Cuenca se ha podido apreciar que las industrias de alimentos carecen de un conocimiento sustancial de programas de Gestión Ambiental y herramientas de Eficiencia Energética, Ecoeficiencia, entre otras, para la mejora de las condiciones económicas y su respectiva reducción de impactos ambientales que generan sus actividades productivas. El presente estudio ha tenido el apoyo del proyecto DIUC “*Aplicación de programas de eficiencia energética eléctrica en empresas de alimentos de la ciudad de Cuenca 2011–2012*”, el cual se ejecuta en el Centro de Estudios Ambientales de la Universidad de Cuenca, siendo una de las empresas beneficiada de este estudio Industrias Lácteos San Antonio.

La industria de Lácteos San Antonio se ubica dentro de la actividad económica CIIU: C1050.01, elaborando diferentes productos lácteos. Esta empresa nació como un emprendimiento de un grupo de socios en la Hacienda San Antonio en la provincia del Cañar y a través de los años ha crecido, contando en la actualidad con una funcional planta en la ciudad de Cuenca. Las 2 plantas de producción indican el desarrollo a lo largo de 35 años de trabajo de los directivos y empleados, quienes desde Cuenca y el cantón Cañar elaboran productos lácteos y néctares de fruta bajo la marca Nutri Leche, Nutri Nectar y Nutri, de reconocimiento en el mercado ecuatoriano. Lácteos San Antonio realizó la certificación de sus procesos de producción bajo el Sistema de Gestión de Inocuidad de los Alimentos ISO 22000:2005 en noviembre de 2008, constituyéndose en la primera empresa láctea del país en poseer dicha



certificación, como aval de su capacidad para prevenir, reducir o eliminar los peligros que pueden afectar la inocuidad de los alimentos.

1.2 INTRODUCCION

La industria alimentaria de nuestra ciudad cubre actividades productivas de elaboración de bebidas, carnes, lácteos, conservas, pan, pastas, entre otros productos, para satisfacer la demanda local, regional y nacional. Según la Base de Datos 2011 de la Cámara de la Pequeña Industria del Azuay (CAPIA, 2011), existen registradas 27 empresas del rubro productivo alimenticio, lo cual representa un 17,3% del total de las agrupadas por este organismo. Estas empresas son mayoritariamente PyMEs (Pequeñas y medianas empresas) y están ubicadas en el Parque Industrial de la Ciudad de Cuenca.

El Protocolo de la Investigación llevada a cabo en este trabajo es el siguiente:

Problemas no resueltos:

1. Carencia de datos energéticos de la Industria láctea en Cuenca.
2. Sobredimensionamiento de equipos
3. Equipos ineficientes y tecnología obsoleta
4. Desperdicio Energético a lo largo de la cadena productiva
5. Falta de programas de auditoría energética y eficiencia energética

Hipótesis del trabajo:

La aplicación de un programa de eficiencia energética en Lácteos San Antonio en Cuenca disminuirá los costos de producción de la línea principal, como consecuencia de un menor consumo de combustible y energía eléctrica.

Objetivos:

- a. **Objetivo general:** Aplicar programas de eficiencia energética en la empresa lácteos San Antonio de la ciudad de Cuenca para reducir costos de producción de la empresa.
- b. **Objetivos específicos**



- Realizar un diagnóstico de consumo energético general a través de la recopilación de datos, análisis de calidad de energía y tratamiento de la información primaria.
- Proponer un programa de Eficiencia Energética térmica y eléctrica para la línea principal de proceso y en las instalaciones donde sea requerido con una duración de tres meses para su ejecución.
- Analizar el impacto económico que resultará de la implantación del plan de eficiencia energética.

El programa de eficiencia energética se puede desarrollar en la empresa, ya que desde el punto de vista técnico se dispone de equipos de medición e investigadores y desde el punto de vista operativo se cuenta de los convenios respectivos.



CAPITULO II: REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

2.1. Situación Energética Mundial, Nacional y Local

El consumo de energía a nivel mundial se ha duplicado en los últimos 25 años (Energía, 2010), situación que se ha observado desde el consumo a nivel industrial hasta el consumo en los hogares. Pero estos cambios varían fuertemente de acuerdo a las distintas regiones del planeta. El consumo de energía viene acompañando del constante crecimiento de la producción industrial, del consumo doméstico y del transporte. Esto se relaciona directamente con un aumento en las necesidades económicas y sociales de la población mundial. Pero este incremento no se da en todas las sociedades por igual.

El 70% del aumento estimado de la demanda de energía, para el próximo cuarto de siglo se originará en los países en desarrollo; China, por sí sola, será responsable por el 30% de ese aumento (Energía, 2010). El proceso de globalización ha llevado a un nivel mayor de industrialización de los países en desarrollo, y al crecimiento de sus economías, lo que fundamenta el mencionado crecimiento energético. El consumo doméstico de energía no es equitativo a nivel planetario, ni siquiera a nivel local; 1.600 millones de personas en el mundo aún no tienen acceso a la electricidad y 2.500 millones recurren a la leña, el carbón, los residuos agrícolas (biomasa) y a los excrementos de animales, para satisfacer el requerimiento diario de energía (Energía, 2010). Casi la mitad del consumo de energía primaria está destinado a la producción de electricidad y un quinto se destina a los medios de transporte (casi totalmente en forma de derivados de petróleo). La incorporación del automóvil como medio de transporte individual masivo y el uso cotidiano de numerosos aparatos eléctricos, en particular los utilizados en comunicaciones, aumentan la demanda energética.

El petróleo y otros combustibles fósiles como el carbón y el gas natural según muestra figura 1, se consolidaron durante el siglo XX como la base de la matriz energética, tanto por los costos de producción y de transporte como por la multiplicidad de usos. A corto plazo no se prevé un cambio significativo en esta situación, a pesar de lo limitado de los yacimientos o de las consecuencias ambientales de su utilización. Una política energética social y ambientalmente sustentable debe repensar tanto la matriz energética actual como la distribución de la producción de energía, de modo que las mejoras en calidad de vida alcancen a toda la población mundial, pero que no pongan en riesgo la supervivencia de la vida humana en el planeta.

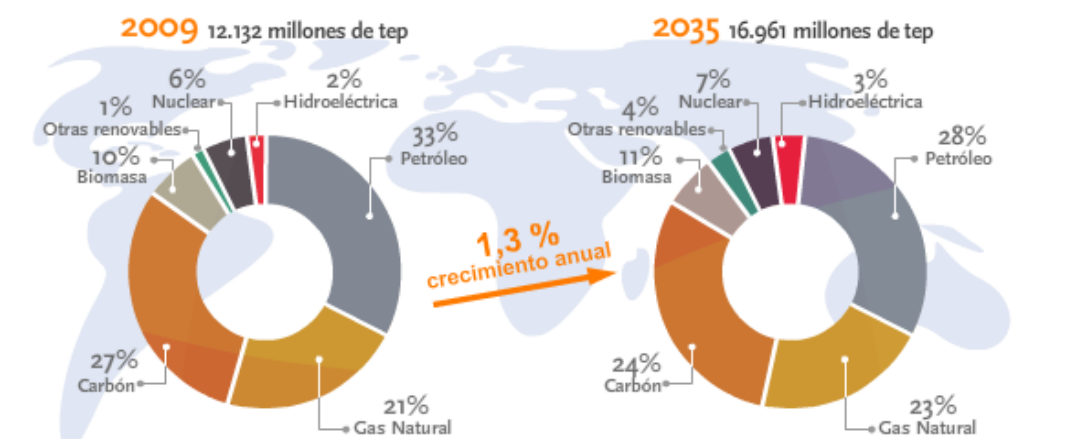


Figura 1. Perspectivas de crecimiento de la demanda mundial de energía.

Fuente: International Energy Outlook 2011 y Agencia Internacional de Energía.

Con respecto a nuestro país, la demanda de energía primaria total de Ecuador creció en el 4,1% anual entre 1970 y 2011. Así, en cuarenta años, la demanda de energía se ha multiplicado por un factor de 4,7 pasando de 18,3 Mbep en 1970 a 86 Mbep en 2008. Si comparamos con América Latina y con el resto del mundo para el período 1980-2006, nuestro país tuvo un crecimiento de la demanda de energía de 2,74%; mayor al promedio mundial (1,6%) y al de la región (2%). Con la explotación petrolera el Ecuador empezó el cambio de su economía, por ende, una creciente demanda de energía (OLADE, 2011).¹

¹ OLADE: Organización Latinoamericana de Energía

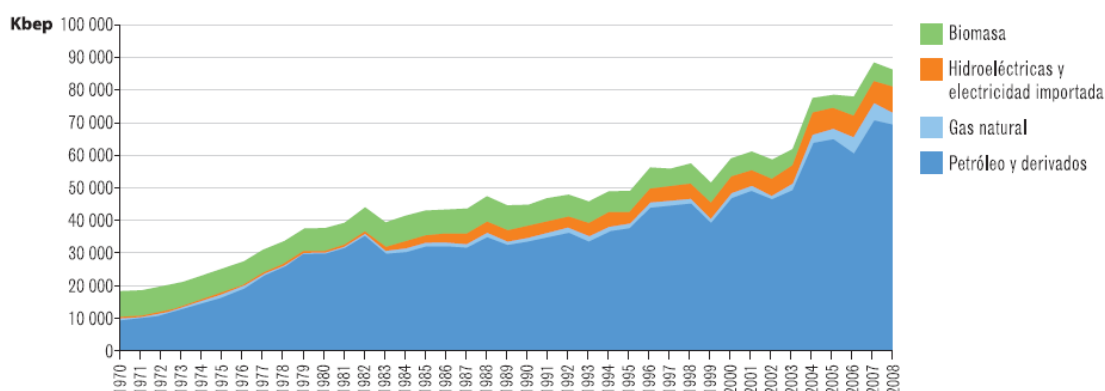


Figura 2. Demanda de Energía Total en Ecuador.

Fuente: OLADE 2010

El aumento vertiginoso del consumo energético no solo ha sido parte de metrópolis, como Quito y Guayaquil, sino también de otras ciudades del Ecuador como es la ciudad de Cuenca, en donde se evidencia que el consumo energético en todas las áreas ha crecido con excepción del área industrial que muestra disminución según tabla 1 sobre todo en el año 2003, 2004 y 2005.

Tabla 1. Energía Consumida en Cuenca en MWh

Año	Residencial	Comercial	Industrial	Alum.Públ.	Otros	Total	Var. Anual
2001	184 905	48 412	152 956	33 191	24 498	443 962	0,9
2002	207 036	60 955	109 529	34 040	20 488	432 048	-2,7
2003	222 926	62 968	99 836	35 901	17 854	439 485	1,7
2004	237 696	68 026	94 292	38 893	19 336	458 243	4,3
2005	240 728	75 784	94 556	40 971	20 960	472 999	3,2
2006	254 702	83 552	101 250	44 181	22 048	505 733	6,9
2007	252 169	87 007	110 124	45 289	23 739	518 328	2,5
2008	278 436	96 579	153 074	49 042	25 854	602 985	16,3
2009	280 521	100 288	224 703	49 622	27 893	683 027	13,3
2010	289 894	106 798	237 859	56 416	30 657	721 624	5,7

Fuente: Centro Sur 2010



2.1.1 Tendencias de Cambio

El consumo de energía en el mundo se incrementará aproximadamente 57% entre 2004 y 2030, a pesar del aumento de precios tanto del petróleo como del gas natural (U.S. Energy Information Administration, 2011). Gran parte de este incremento será producido por los países con economías emergentes. En el informe Internacional Energy Outlook 2005, se prevé que el consumo de energía en el mercado experimente un incremento medio de un 2,5% por año hasta 2030 en los países ajenos a la OCDE², mientras que en los países miembros será tan solo del 0,6%; así, durante este período, los países OCDE incrementarán su demanda energética en un 24%, mientras que el resto de países los harán al 95%. Las economías emergentes serán las responsables del crecimiento proyectado en el consumo de energía dentro del mercado en las dos próximas décadas. El PIB, se espera que se incremente en un 5,3% por año en los mercados de los países fuera de la OCDE, frente al 2,5% de los países miembros.

Las tendencias indican que el consumo de energía por sector puede estar sometido al ritmo de desarrollo económico por región. A nivel mundial, los sectores industrial y de transporte son los que experimentarán un crecimiento más rápido, del 2,1% por año, en ambos sectores. Crecimientos más lentos se producirán en el ámbito residencial y comercial, con un promedio anual de 1,5 y 1,9% entre 2002 y 2025. En los mercados consolidados, donde el crecimiento de la población se espera que sea muy pequeño o negativo, el sector comercial crecerá a un ritmo más rápido que en el resto de los sectores, y este incremento se basa en el desarrollo de las telecomunicaciones y equipamientos para oficinas, situación que pone en evidencia el desplazamiento de una sociedad industrial a una sociedad de servicios. En los países de la OCDE, el incremento de consumo de energía en el sector transporte será del 0.9% entre 2004 y 2030, frente al 2,9% del resto de economías. Cifras similares se obtienen al comparar los consumos en otros sectores: industrial y residencial (0,6% frente a 2,4%) y comercial (1,2% frente a 3,7%). La explicación a esta

²La OCDE tiene sus raíces en 1948 en la Organización para la Cooperación Económica Europea que tuvo el objetivo de administrar el Plan Marshall para la reconstrucción europea. La nueva organización recibió el nombre de Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos y su sede se encuentra en París, Francia.

gran diferencia es que se espera que las economías más avanzadas experimenten crecimientos de población lentos o incluso negativos, a la vez que se mejoran las instalaciones ya existentes para mejorar su eficiencia. De acuerdo con el caso de referencia del International Energy Outlook, el uso de todas las fuentes de energía aumentará durante el período 2004-2030

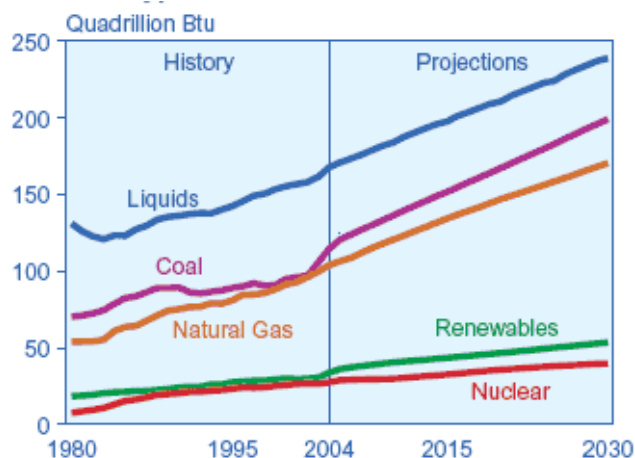


Figura 3. Energía Comercializada en el Mundo por tipo de Energía

Fuente: International Energy Outlook 2011.

El consumo de petróleo en el mundo se espera que aumente de 83 millones de barriles día en 2004 a 97 millones de barriles día en 2015 y 118 millones en 2030. Mientras para el gas natural se prevé un incremento promedio de 2,3% por año de 2002 a 2025. El carbón cambiará de 114.4 cuatrillones de Btu (2004) a 199,0 cuatrillones. La energía nuclear muestra las perspectivas, las mismas han mejorado recientemente debido básicamente a dos hechos: 1) la fuerte subida en los precios de los combustibles fósiles y 2) la entrada en vigor del Protocolo de Kyoto. Además, las instalaciones nucleares existentes han visto mejoradas sus capacidades, a lo que hay que sumar la extensión de la vida útil de muchas de ellas, especialmente en los países pertenecientes a la OCDE y a otros países en Europa y Eurasia. (Energía, 2010)

En el informe 2011 se prevé que la generación eléctrica a partir de energía nuclear se incremente a una tasa media del 1,3% anual desde 2004 a 2030, pudiendo ser menor debido al inconveniente surgido en Fukushima. La producción a escala mundial crecerá un 2,4% anual en este periodo, de los



16.424 billones de kWh a los 30.364 billones y se espera que el carbón siga siendo la principal materia prima utilizada, incluso en 2030, a pesar del crecimiento del gas natural. Con respecto a la hidrogenaría y las energías renovables, la previsión para el periodo 2004-2030 es que continúen creciendo a razón de 1,7% anual. Las renovables se beneficiarán, en principio, del mantenimiento de los altos precios de los combustibles fósiles, y de su atractivo como fuentes de energías poco contaminantes (Energía, 2010). De hecho, son muchos los gobiernos que están llevando a cabo políticas de fomento de las energías renovables, incluso en situaciones en las que no podrían competir con los combustibles fósiles debido a su rentabilidad.

No obstante, y a pesar de este crecimiento, las energías renovables perderán importancia relativa en la generación de electricidad a escala mundial: del 19% de 2004 al 16% de 2030, debido al mayor aumento en el uso del carbón y del gas natural. Además, el informe International Energy Outlook 2011 sólo recoge las renovables controladas comercialmente, y no otros usos no comerciales (por ejemplo, el biofuel usado en las economías más primitivas) que proporcionan energía a 2.500 millones de personas en todo el mundo.

2.2. Método de Tratamiento-Análisis Energético

En la etapa de planificación para efectuar una administración energética uno de los primeros pasos a dar, lo primero que debe realizarse es un análisis de los consumos energético e implementar un proceso que disminuya los costos energéticos. Por ello resulta fundamental analizar el proceso productivo y ver la energía requerida para el mismo y determinar las ineficiencias.

La auditoría debe establecer todos los detalles del flujo energético como cantidad, transformaciones, costos, el dónde y cómo se usa la energía para definir las oportunidades de mejora.

2.2.1 Metodología de auditoría energética

Una auditoría energética puede desarrollarse aplicando la primera ley de la termodinámica (principio de conservación de la cantidad de energía) o



mediante el uso de la primera y segunda ley (considerando tanto cantidad como calidad de energía). Una auditoría exergética (basada en la segunda ley) es una valiosa herramienta para tener eficiencia energética en sistemas.

El primer principio de la termodinámica se establece como una generalización de la conservación de la energía, indica que el calor transferido a un sistema menos el trabajo desarrollado por él o en contra de él es igual a la variación de la energía interna:

$$\Delta U = Q - W$$

De donde:

ΔU : Variación de la energía interna en Joules

Q: Calor en Joules

W: Trabajo en Joules

Para el caso de un sistema abierto la expresión se convierte:

$$Q - W + \text{entrada } m \left(h + \frac{1}{2}V^2 + gz \right) - \text{salida } m \left(h + \frac{1}{2}V^2 + gz \right) = 0$$

Donde:

Q: Calor en Joules

W: Trabajo en Joules

m: masa (kg)

$\frac{1}{2}V^2$: Energía Potencial

gz: energía cinética

Mientras el segundo principio indica que en un proceso cíclico, es imposible transformar todo el calor en trabajo, sin que al mismo tiempo parte de ese calor se pierda cuando es transferido desde una fuente de mayor a otra de menor temperatura.

Desde el punto de vista termodinámico al primero se conoce como balance de energía en donde todas las energías son iguales, y sirve para cuantificar el total de energía presente en un proceso, sin considerar su calidad o posibilidad de transformación. Al segundo caso se conoce como auditoría exergética (método exergético) y como tal involucra los dos principios; el método exergético es una manera sistemática de aplicar conjuntamente los principios de la primera y segunda leyes de la termodinámica, a procesos y equipos industriales



(sistemas térmicos, de aire comprimido, bombeo, sistemas eléctricos). Las auditorías exergéticas han mostrado ser una herramienta útil para la evaluación de la calidad de las transformaciones energéticas al permitir manejar las pérdidas (irreversibilidades) en unidades energéticas y no en unidades de entropía (Energética, 2010). Por otra parte, es aplicable a todo tipo de procesos, incluidos los no adiabáticos, superando así las restricciones del rendimiento isentrópico. Esto ha generalizado su uso en el análisis de diversos sistemas energéticos, especialmente en plantas de producción de potencia. Las aplicaciones prácticas del análisis exergético no se limitan a casos particulares, sino que en un sentido global permiten fijar estrategias a nivel nacional e internacional en política energética, constituyéndose en una herramienta objetiva para hacer previsiones en el ámbito de la sostenibilidad y del impacto ambiental (Junta de Castilla y León, 2009).

Este tipo de auditorías son procesos sistemáticos, mediante los cuales se pueden conseguir los siguientes beneficios:

- Optimización del consumo energético, lo que se traduce en una importante reducción de costos.
- Incremento del tiempo de vida útil de los equipos, ya que se asegura que estos trabajan en las condiciones más adecuadas, evitando sobredimensionamientos o sobrecargas.
- Utilización de la energía que se desecha en nuevos procesos o instalaciones.
- Mejoramiento de la competitividad de la empresa al reducirse los costos de producción.
- Reducción de desperdicios y despilfarro de energía e introducción de materiales y recursos que sean más eficientes en el uso de la misma.
- Mayor respeto y conservación del medio ambiente, ya que, al no consumirse más energía que la necesaria, se disminuyen las emisiones de CO_2 , tanto en la planta como en la producción de la electricidad consumida.
- Influir en un cambio de cultura industrial, que se exporta a las familias de trabajadores y empleados, formando una imagen mejorada.
- Aumentar las simples medidas técnico-organizativas (no requieren inversión) que se deriven de este estudio y una disciplina consciente en la explotación de estos recursos, en breves plazos se obtienen ahorros



significativos que superan con creces los costos de las auditorías energéticas.

- Concientización del gasto energético porque constituye un mecanismo para fomentar un ahorro, tanto en costo como en su utilización.
- Conocimiento de la distribución de energía de la empresa.

Las auditorías pueden clasificarse en auditoría preliminar y definitiva (Energía, 2010). Una auditoría energética preliminar constituye el comienzo de todo estudio sobre “Gestión Energética”. Esencialmente se trata de averiguar cómo se compra la energía, dónde se la utiliza, con qué eficacia, puntos críticos en cuanto a consumo, malas prácticas, etc. Tiene como función principal determinar las medidas de ahorro energético sin inversión. A este tipo de auditoría corresponde por objeto analizar más en detalle una parte de la instalación o un aspecto determinado del consumo de energía. En este paso es donde se obtienen los resultados más sorprendentes, porque la práctica muestra que el potencial de economía de energía posible aumenta con la cantidad de datos recogidos, la recopilación de buenas prácticas energéticas desarrolladas intuitivamente en la empresa (en aire comprimido, iluminación acondicionamiento, calderas, etc.) así como su posterior normalización y presentación para provecho del colectivo industrial.

La auditoría definitiva tiene por objeto analizar más en detalle una parte de la instalación o un aspecto determinado del consumo de energía. Esto permitirá identificar los puntos donde no se está consiguiendo un uso eficaz de la energía y establecer las medidas correctoras oportunas como sustitución de equipos, nuevos protocolos de actuación, entre otros.

Además de la viabilidad técnica, debe analizarse la económica, determinando inversiones, beneficios, costos y períodos de recuperación. Es decir, emitir recomendaciones técnicas rentables para mejorar la eficiencia de los equipos auditados. Las etapas más importantes de una auditoría energética definitiva son:

- Medición de parámetros operacionales.
- Determinación de prácticas de operación vigente.
- Identificación de oportunidades de reducir costos.
- Estimación de ahorros de energía alcanzables.



2.3. Balance de Energía

El balance energético es el conjunto de relaciones de equilibrio que contabiliza los flujos de energía a través de una serie de eventos, desde su producción u origen, hasta su aprovechamiento final. Esta contabilización se lleva a cabo generalmente para el ámbito territorial de un país o de una empresa y para un período determinado (generalmente un año). El balance energético, se puede presentar en dos modalidades: a) como balance físico y b) como balance calórico. Balance físico, llamado también balance de productos, es aquel que muestra los flujos de energía utilizando las unidades de medida físicas de cada fuente, estas unidades pueden ser de volumen (para líquidos y gases), de masa para sólidos o de energía en algunos casos. Por presentar, por lo general cada fuente una unidad de medida distinta, no facilita la comparación ni agregación entre fuentes de energía. Balance calórico para efectuar las comparaciones y agregaciones entre los flujos de diferentes fuentes, es necesario que todas las medidas se encuentren en una unidad común, por este motivo, se convierten los flujos físicos a flujos calóricos (Manrique-Cárdenas, 1990), utilizando como factores de conversión, los poderes caloríficos inferiores de las fuentes combustibles y las equivalencias entre unidades, para las fuentes medidas directamente en unidades calóricas o de energía. Es importante tener presente tanto las ventajas como las limitaciones del balance. El balance es una herramienta que facilita la planificación global energética, pero considerado junto con otros elementos del sistema económico. Es decir, tomado aisladamente el balance da una imagen de las relaciones físicas del sistema energético en un determinado período histórico. Visualiza como se produce la energía, se exporta o importa, se transforma y se consume por sectores económicos. Permite calcular ciertas relaciones de eficiencia y hacer un diagnóstico de la situación energética de un país, región o continente dado.

2.4. Diagramas Energéticos de Sankey

Una manera de visualizar las pérdidas y la forma en que la energía suministrada a un proceso, es por medio de una representación gráfica o esquemática de los balances de energía. Una técnica utilizada es la de los denominados diagramas de Sankey, en honor a su inventor el ingeniero

irlandés M. H. P. R Sankey (1853-1921), los cuales son útiles para representar cómo se distribuyen los flujos de energía a medida que pasan por el proceso.

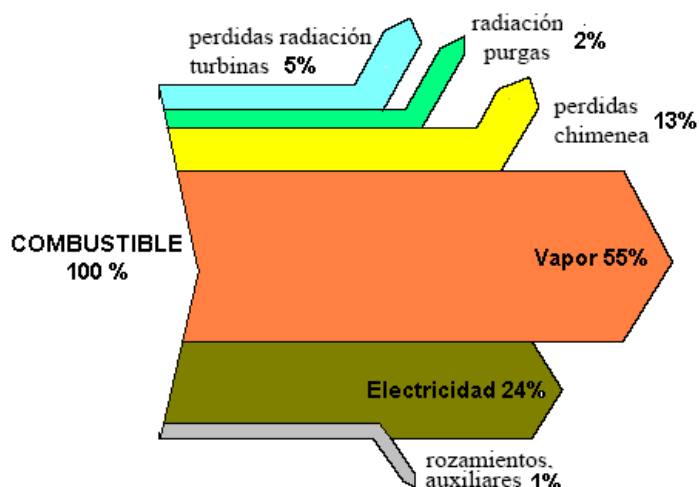


Figura 4. Diagrama Sankey de un ciclo de Rankine

Fuente: Tratamiento y Valoración Energética de Residuos (2006)

Dicha representación gráfica del consumo de energía puede ser de un ecosistema natural o artificial, es, a manera de franjas que representan, según su anchura, la cantidad de energía correspondiente, según su dirección, al destino final de esa energía. La cantidad de energía involucrada puede estar expresada en porcentaje o en cualquiera de las unidades de energía, Joules en el SI ó Btu en el sistema inglés.

2.5. Definiciones de eficiencia e intensidad Energética

Peláez (2010) definió eficiencia energética como el conjunto de acciones direccionadas a optimizar la relación entre cantidad de energía consumida y el producto o servicio resultante.

Mientras que la Asociación Ecologista de Defensa De La Naturaleza (AEDENAT) en 1998 sostuvo que eficiencia energética es la obtención de los mismos bienes y servicios, pero con mucha menos energía, con la misma o mayor calidad de vida, con menos contaminación, a un precio inferior al actual, alargando la vida de los recursos y con menos conflicto.



Las posibilidades de la eficiencia energética a nivel mundial han quedado probadas a través de la disponibilidad de vehículos que requieren menos combustible, electrodomésticos que consumen menos electricidad y lámparas que consumen una cuarta parte de la energía que las antiguas (Harper, 1999). El Ecuador no está al margen de este proceso y por ello está trabajando en varias áreas como por ejemplo el plan “renova” y el de los focos ahorradores de la Empresa Eléctrica.

Sin duda esta dinámica mundial promueve el que todos los sectores que se relacionan de una u otra forma con la energía promuevan procesos de eficiencia energética y es así que Industrias Lácteas San Antonio también ha iniciado dicho proceso. Intensidad energética resulta de la relación entre el consumo de energía, primaria o final, por unidad de PIB (Producto Interno Bruto). La intensidad energética puede interpretarse como el valor medio de la cantidad de energía necesaria para generar una unidad de riqueza (Peláez, 2010).

El Índice de Intensidad Energética IIE se suele expresar en toneladas equivalentes de petróleo (tep) por 1.000 € (o USD) de PIB (a precios constantes de 1995). Para su estudio en detalle, el indicador IE puede ser analizado de forma sectorial o bien puede descomponerse en el ámbito regional, provincial, etc.

2.6. Generalidades del Sistema de Refrigeración

2.6.1 Análisis del sistema de refrigeración como un ciclo saturado simple

Para estudiar un sistema de refrigeración o de producción de frío es necesario conocer el comportamiento del refrigerante y la variación de las características físicas de este para llevar a cabo el proceso. En el proceso tienen lugar dos fenómenos con balance de calor:

1.- La evaporación de un refrigerante en estado líquido produce la absorción de calor, es decir baja la temperatura en el recinto, produciéndose sensación de frío.

2.- La condensación de vapor de un refrigerante al estado líquido mediante una cesión de calor al ambiente, la cual se traduce en elevación de temperatura del mismo.

A continuación se presenta el diagrama del ciclo de refrigeración:

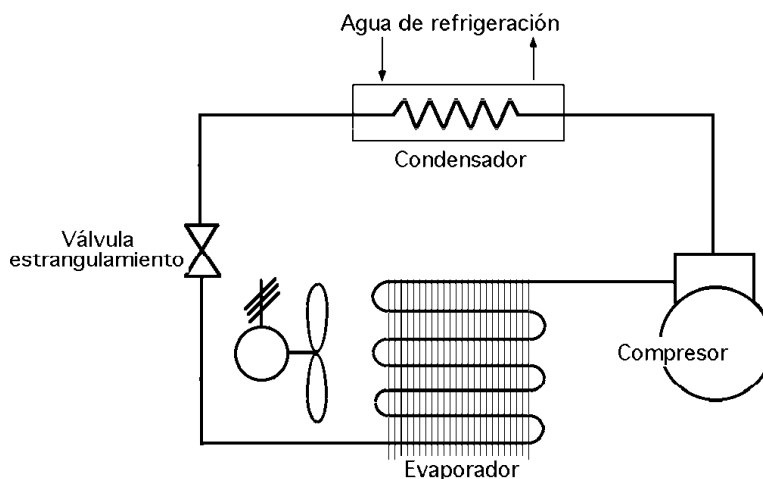


Figura 5. Diagrama del ciclo de refrigeración

Fuente: Enciclopedia de la climatización de Juan Antonio Ramírez pág. 162

En la práctica, el ciclo ideal o teórico no se produce exactamente como se observa en el gráfico, ya que suelen generarse variaciones que apartan sensiblemente el comportamiento del refrigerante de su ciclo teórico, por ello a este cambio se le conoce como ciclo real y sus diferencias principales se encuentran en las características de los elementos que constituyen la instalación (evaporador, compresor, condensador y tubería de refrigerante), en forma de recalentamientos y sub enfriamientos que varían las condiciones teóricas de los valores de presión y temperatura.

2.6.2 Análisis del sistema de refrigeración como un ciclo real

Una vez analizado suficientemente las características de naturaleza, composición, efectos, entre otros de los refrigerantes es necesario introducir algunos criterios de carácter no tan cualitativo que puedan auxiliar, por sus resultados numéricos, la elección más idónea en cada caso.

Dentro de estos parámetros tenemos el rendimiento volumétrico, rendimiento mecánico, rendimiento isoentrópico, caudal másico, volumen real, y efecto



frigorífico. El más importante resulta ser el efecto frigorífico y que es comparado con el rendimiento de Carnot (Bernal, 2008).

El Ciclo llamado de Carnot es un ciclo reversible que consta de cuatro procesos: dos a temperatura constante (dos procesos isotérmicos), y otros dos sin absorción ni cesión de calor (dos procesos adiabáticos). Es decir, se trata de una transformación bitérmica (entre dos temperaturas).

Todos los Ciclos de Carnot, operando entre dos temperaturas dadas, tienen el mismo rendimiento.

$$\eta = \frac{T_1}{T_2 - T_1}$$

Según el Teorema de Carnot, el rendimiento de un ciclo cualquiera es inferior al Ciclo de Carnot.

Por ello el ciclo de refrigeración, si las transformaciones se producen en modo reversible, es el opuesto al ciclo de Carnot; las operaciones relativas a este ciclo se pueden esquematizar de la siguiente manera:

- Expansión adiabática con enfriamiento del fluido
- Absorción del calor a baja temperatura, isotérmica.
- Compresión adiabática con calentamiento del fluido.
- Cesión del calor a alta temperatura, isotérmica

En la práctica, el ciclo inverso de Carnot no se sigue rigurosamente, dado que éste sirve solamente para establecer el máximo rendimiento posible que se podría llegar a alcanzar en condiciones ideales. Por lo tanto, la expansión se reemplaza por una laminación a través de la válvula (proceso irreversible).

Además, en lugar de las isotermas, difíciles de realizar, se adoptan las isobaras, que, dentro de la curva límite de los vapores, llegan a coincidir con las primeras. El rendimiento del ciclo de refrigeración es inverso al de Carnot, y por esta razón, supera la unidad; esto se explica puesto que no sólo se produce transformación de trabajo en calor, sino también transporte de calor desde una temperatura baja a una elevada. Por esto, más que de rendimiento, se habla de efecto refrigerante o potencia refrigerante y, en los países anglosajones de COP. (Bernal, 2008)

El efecto frigorífico o efecto refrigerante se calcula con la siguiente expresión:

$$\text{COP} = \frac{Q_{\text{sale}}}{W_{\text{entra}}}$$



2.7. Generalidades del Sistema Eléctrico

Al hablar de energía eléctrica se habla de corriente eléctrica, la cual se produce por el movimiento de cargas eléctricas en un conductor y cuya unidad es el Amperio.

2.7.1 Indicadores Eléctricos

2.7.1.1 Flicker

Es la sensación fisiológica producida por perturbaciones eléctricas. Las variaciones de la Intensidad en la iluminación producen una sensación molesta a la vista. El flicker es producido por las fluctuaciones de voltaje: las variaciones cíclicas del valor eficaz, los cambios aleatorios, y los cambios de voltaje momentáneos.³

El daño causado por el efecto Flicker es deteriorar la calidad de la tensión, sin embargo la mayoría de equipos que tienen una constante de tiempo propia considerable no perciben este cambio.

2.7.1.2 Armónicos

Los armónicos son tensiones o corrientes sinusoidales que poseen frecuencias que son múltiplos de enteros de la frecuencia a la cual el sistema de alimentación está diseñado para operar.

En una fábrica, los armónicos aparecen también por consecuencia de la utilización de equipos de automatización de procesos, control de máquinas, o en máquinas que contengan elementos de estado sólido.

Los armónicos suelen provocar sobrecalentamiento de transformadores y líneas de distribución, originan disparos por sobrecorriente de algunas protecciones, disparo de relés diferenciales y pérdidas elevadas en el neutro de algunas instalaciones.

³Programa de ahorro de Energía del Ministerio de Energía 2007

2.7.1.3 Factor de Potencia

Es el cociente entre los valores de potencia activa y potencia aparente (Wildi, 2007). Se mide mediante el Cosfímetro, el mismo que físicamente es similar al vatímetro. Cuando se presenta un gran desbalance en la corriente de fase, deben hacerse mediciones adicionales del factor de potencia; el factor de potencia en el trifásico se computa tomando el promedio de esta relación con la corriente de fase:

$$F_p = \frac{A_1 * f_{p1} + A_2 * f_{p2} + (A_3 * f_{p3})}{A_1 + A_2 + A_3}$$

Donde:

A = Amperaje de cada Fase

F_p = Factor de potencia de cada fase

El factor de potencia se lo define como el desfase entre la tensión y la intensidad en corriente alterna entonces, el factor de potencia es el término usado para describir la relación entre la potencia de trabajo (potencia real o activa) y la potencia total (o aparente) consumida. Así pues el triángulo de potencias, muestra gráficamente la relación entre la potencia real (kW), la potencia reactiva (kVAr) y la potencia total (kVA).



Figura 6. Triángulo de las Potencias

Fuente: Máquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia



2.7.1.4 Frecuencia

Las redes eléctricas operan a una cierta frecuencia, 60Hz para nuestro caso, o 50Hz para Europa. Este disturbio se da cuando la frecuencia del voltaje se "sale" de las tolerancias permitidas. La mayoría de equipos electrónicos son sensibles a esta fuerte variación, produciéndose un inadecuado funcionamiento.

Sin embargo debido a la gran "masa" del sistema eléctrico, es poco probable el encontrar problemas con la frecuencia. Virtualmente todos los dispositivos eléctricos son capaces de operar en forma adecuada con variaciones de frecuencia bastante mayores que las que se encuentran en la red eléctrica. Este disturbio es más usual en grupos generadores diesel aún los más grandes, los cuales presentan visibles variaciones en la frecuencia, sobre todo cuando están alrededor del 100% de la carga y ésta varía fuertemente.

2.8. Generalidades de Sistemas Térmicos

La combustión es una reacción química en la cual participa un combustible y un comburente dando como resultado gases de combustión y una gran cantidad de calor. Los combustibles pueden ser sólidos, líquidos o gaseosos. El poder calorífico indica la cantidad de calor que genera una unidad de masa de combustible, en los combustibles gaseosos puede utilizarse en vez de una unidad de masa, una unidad de volumen. Este poder calorífico está determinado en función de la composición química del combustible y puede determinarse en dos formas, una en el laboratorio mediante la utilización de la bomba calorimétrica y la segunda mediante ecuaciones experimentales que presentan investigadores como Dulong. Debido a que el combustible nunca tiene la misma composición química trae como consecuencia que su poder calorífico varíe. Los combustibles utilizados en los calderos tienen una gran cantidad de energía química, la cual se convierte en calor durante la combustión.

Comburente: El comburente es el oxígeno pero éste componente se encuentra presente en el aire por lo tanto el comburente usado es aire. El aire que



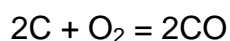
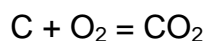
utilizamos es aire húmedo es decir que está formado por aire seco y vapor de agua y el aire seco está formado por nitrógeno y oxígeno.

Gases de Combustión: Los gases de combustión generalmente toman el nombre de humerales y sus componentes y el porcentaje de cada uno de ellos es muy variable porque depende de los componentes químicos del combustible que intervinieron en la combustión.

La combustión puede ser completa o incompleta. Cuando se quema 1 kg de carbón nos regala 8148 kilocalorías. Cuando se forma el CO una parte de calor se da y otra parte va a salir como cenizas por que se llevó a cabo una combustión incompleta, la cantidad de calor es de 2458 kilocalorías cuando se da combustión incompleta (Kohan, 2005). En todo combustible además de carbono existe oxígeno y este oxígeno en vez de ayudar a la reacción desacelera la misma ya que en el combustible existe también hidrógeno. El hidrógeno restante reacciona con el oxígeno del comburente para formar agua, y este hidrógeno proporciona 34720 kilocalorías (Kohan, 2005). Se debe considerar también componentes minerales en el combustible y toda esta materia mineral después de la combustión se va a cenizas. A la cantidad de mineral se une la cantidad de carbón que no se combustiona y esta mezcla forma las cenizas. Si en el combustible existe azufre debe considerarse el SO₂ en los humerales, dándonos 2268 kilocalorías por cada Kg de azufre. (Kohan, 2005)

2.8.1 Ecuaciones de Combustión

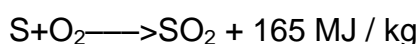
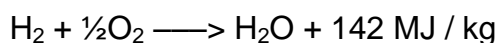
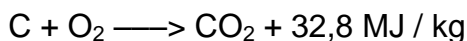
Las principales ecuaciones de la combustión son:



Además del balance de materia se requiere el balance entálpico, pero resulta difícil una metodología para este cálculo puesto que el comportamiento de un caldero es diferente y además el combustible en la gran mayoría de los casos no tiene la misma composición química, quedando como responsable del



cálculo sus estudios técnicos ya sea estos científicos o prácticos. La cantidad teórica de aire que hace falta para conseguir una combustión completa se denomina aire estequiométrico (Bernal, 2008). Retomando las fórmulas de las reacciones de combustión expuestas anteriormente:

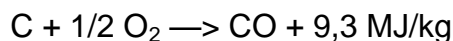


De esta forma podemos conocer:

A) Cuánto oxígeno se necesita para que se desarrolle una combustión completa, que lo podremos convertir en unidades de aire con las proporciones anteriores.

B) La cuantía de los productos de la combustión, como suma de la cuantía de los elementos que participan de forma proporcionada en la reacción. Esta es la forma de determinar, por ejemplo, el impacto en CO_2 de una combustión en la atmósfera. Para este caso de combustión completa, por cada kg de carbono que contenga un combustible se emitirán a la atmósfera $44/12 = 3,67$ kg de CO_2 .

Entre las reacciones incompletas, la más importante es la formación de monóxido de carbono:



2.8.2 Diagrama del Caldero

Este balance nos indica las pérdidas de calor en el caldero y saber el rendimiento del mismo, es necesario la tabulación de los cálculos realizados para obtener el porcentaje total del calor que está entrando al caldero.

Cálculo del poder calorífico. (kcal/kg)

$$\text{PC} = 8148 \sigma\text{C} + 34720 \sigma\text{H} + 2268 \sigma\text{S}$$



Donde:

σ_C : Masa de Carbono kg

σ_H : Masa de Hidrógeno kg

σ_S : Masa de azufre kg

Los datos que se deben tabular son:

Poder Calorífico

Pérdidas de agua del combustible

Pérdidas de agua de combustión

Pérdida de agua del aire

Pérdidas en Cenizas

Pérdidas en humerales secos

Pérdida por carbono sin quemar en los
humerales

Imponderables

CAPITULO III: MATERIALES Y MÉTODOS

ANÁLISIS ENERGÉTICO: REFRIGERACIÓN, ELÉCTRICO Y TÉRMICO

3.1 Características del Proceso de Pasteurización UHT en la Industria Láctea San Antonio de Cuenca

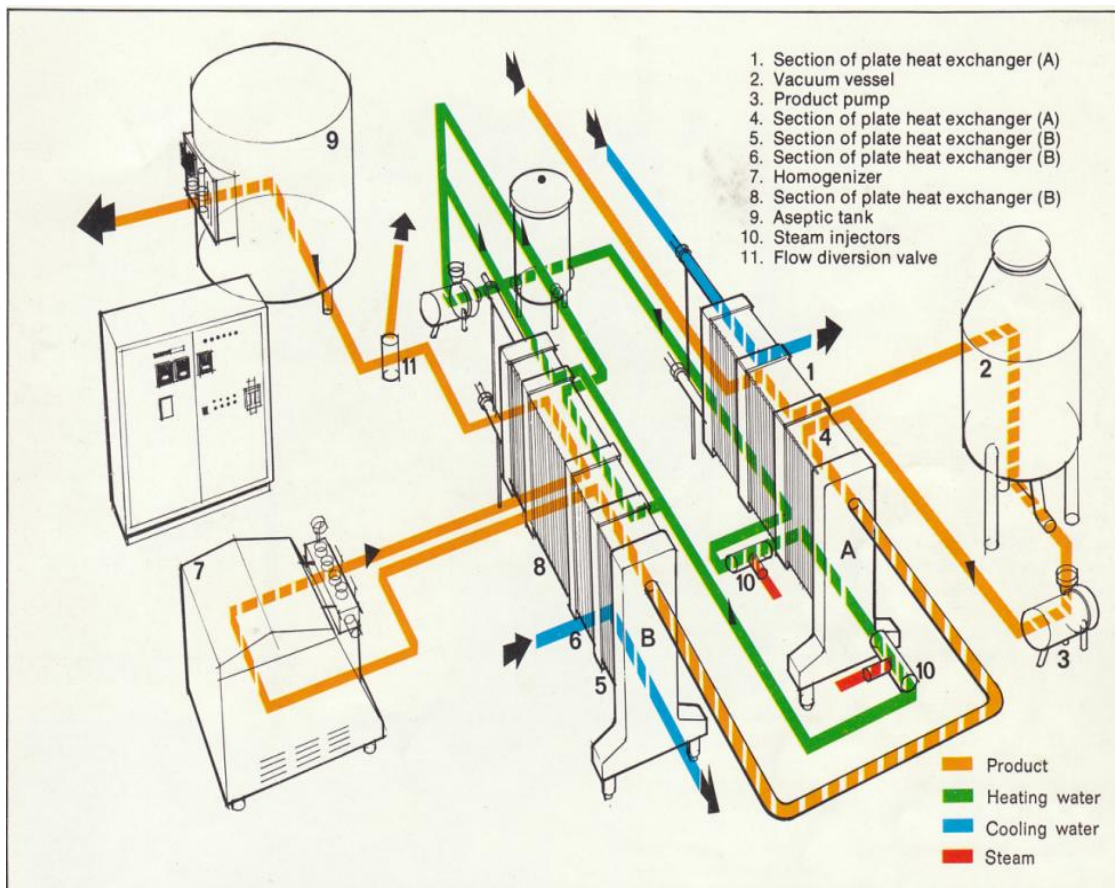


Figura 7: Diagrama de Flujo Proceso UHT de la Empresa Lácteos San Antonio

Fuente: Departamento Técnico Lácteos San Antonio 2012

Como se muestra en la figura 7, tras la llegada de la leche a la central, se determina la cantidad recibida (midiendo el volumen o el peso) y su calidad tanto físico-química como higiénica. Posteriormente se realiza un filtrado de la leche con filtros de acero inoxidable de diámetro de paso de 0.2 a 1mm, para eliminar las partículas más gruesas. En la zona de descarga se realiza la limpieza de las cisternas que han sido utilizadas para el transporte de la leche. Posteriormente la leche es llevada a unos tanques llamados chiller en donde por medio del uso de un refrigerante R22 (Clorodifluormetano) la leche adquiere una temperatura de 4 °C y de aquí pasa al sistema UHT que son un



conjunto de placas que llevan a la leche a una temperatura de alrededor 140 °C por un par de segundos.

En la última etapa del proceso, y consiste en el llenado de los envases con el producto. El factor más importante es el mantenimiento de las condiciones asépticas del proceso (Bylund, 1996)

3.2 Productividad de la línea principal

Teniendo en cuenta que la industria es el lugar físico donde se transforman las materias primas para producir un bien, incurriendo en costos y gastos para cumplir este objetivo es menester; conocer los datos de producción de la empresa auditada.

Tabla 2. Estadísticas del Proceso Productivo

Año	Promedio litros
2006	3189655,16
2007	3244883,58
2008	4066158,25
2009	4123270,50
2010	4597883,41
2011	6597803,25

Fuente: Departamento de Producción de Lácteos San Antonio 2011

Que traducidos a un gráfico se observa que el crecimiento de la producción es permanente a lo largo del tiempo debido a factores de cambios tecnológicos y mejoramiento en los procesos.

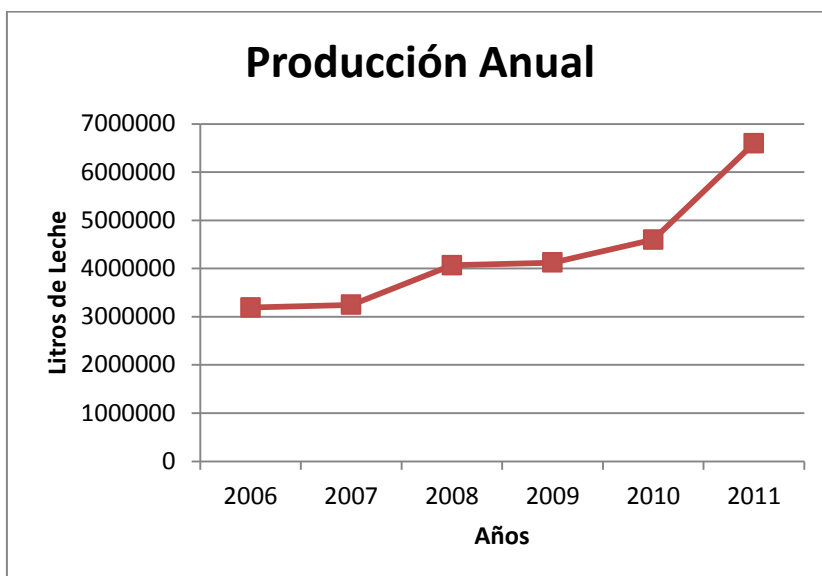


Figura 8. Variación del Proceso Productivo

Fuente: Departamento de Producción de Lácteos San Antonio (2011)

3.3 METODOS PARA ANALISIS ENERGETICO REFRIGERACIÓN

3.3.1 Sistema de refrigeración

El equipo que se utiliza para enfriar leche y llevarla al proceso de UHT son los Chiller que se describen a continuación

Tabla 3. Características del equipo de refrigeración

Identificación del Sistema	
Nombre del equipo	Chiller
Tipo de sistema	De enfriamiento de leche
Marca / Modelo	Carrier 30 GT-035-510
Tipo de refrigerante	Clorodifluormetano R22
Aplicación	Para enfriar leche previa al ingreso al sistema UHT
Tipo de compresor	Semihermético de pistones
Tipo de evaporador	Tubos
Tipo de condensador	Tubular

Fuente: Industria Láctea san Antonio 2012

El equipo de refrigeración posee un compresor cuya función es aspirar el vapor del evaporador y ayudarlo entrar al condensador. Este trabajo se consigue con una aportación de energía al exterior, de tipo mecánico con un consumo energético determinado de electricidad o de otras fuentes.

Por el contrario para grandes instalaciones es más usado el compresor semihermético como se muestra en tabla 4, con la única desventaja que no puede ser utilizado con amoníaco como refrigerante ya que éste ataca a los devanados de los motores eléctricos destruyéndolos a largo plazo.

Tabla 4. Características del compresor del equipo de refrigeración

Identificación del Sistema	
Marca	Copeland
Tipo	Semihermético
Potencia del motor	35 HP
Voltaje	220 voltios
Amperaje	150 Amperios
Procedencia	EEUU

Fuente: Industria Láctea san Antonio



Figura 9. Compresor del equipo de refrigeración.

Fuente: Industria Láctea San Antonio 2012



Otro equipo de este sistema es el condensador cuya tarea es extraer el calor del refrigerante en forma de gas. Este calor en principio es la suma del calor absorbido por los evaporadores y el producido por el trabajo de compresión. También aquí se puede encontrar con diversas soluciones que conducen a diferentes tipos de condensadores, en este caso se trata de un condensador tubular, por el interior de los cuales circula el refrigerante y el agua pasa entre los tubos. Posterior a este equipo se encuentra la válvula de expansión y su función fundamental es la de proporcionar una diferencia de presión establecida entre los lados de alta y baja presión de la planta o zona de refrigeración. La forma más simple para lograrlo es mediante la utilización de un tubo capilar entre el condensador y el evaporador. Esta solución puede ser válida en pequeñas instalaciones, pero no en grandes empresas. En este caso se utilizan válvulas de regulación de expansión tipo termostático (Ramirez, 2008). El evaporador es un intercambiador de calor que por sus necesidades calóricas absorbe calor del medio en que se encuentra con lo cual lo enfría. Normalmente es de circulación forzada de aire. El sistema de refrigeración no estaría completo sin un refrigerante, entendiéndose como refrigerante todo fluido aquel que se utiliza para transmitir el calor en un sistema frigorífico y que absorbe el calor a bajas temperatura y presión, y lo cede a temperatura y presión más elevada con cambios de estado del fluido (Ramirez, 2008). Los refrigerantes se clasifican en tres grupos según su grado de seguridad o de peligrosidad:

Primer Grupo: Comprenden refrigerante que no son combustibles y que poseen una acción tóxica muy pequeña o nula.

Segundo Grupo: Comprende los refrigerantes que son tóxicos o corrosivos o que al combinarse con el aire en una proporción del 3.5 % o más en volumen puede dar forma a una mezcla combustible o explosiva.

Tercer Grupo: Comprende los refrigerantes que al combinarse con el aire en proporción inferior al 3.5 % en volumen pueden constituirse en una mezcla combustible o explosiva.

Para el caso de los Chiller utilizados en la industria Láctea san Antonio, las características del refrigerante son comparadas con el amoniaco y estas son:

Tabla 5. Propiedades comparativas entre el refrigerante Clorodifluorometano y el Amoniaco

Número de Identificación del refrigerante	Nombre Químico	Fórmula química	Peso Molecular en gramos	Punto de ebullición en °C a 1,013 Bar	Porcentaje en volumen de Concentración en el aire			Advertencia	Q específico Kcal/h/kw -0°C/+40	Q específico Kcal/h/kw - 35°C/+40	Q vol Kcal/m ³ - 0°C/+40	Q vol Kcal/m ³ -- 35°C/+35
					Lesión mortal o importante en pocos minutos	Peligroso de los 30 a 60 minutos	Inocuo de una a dos horas					
R-22	Clorodifluorometano	$CHClF_2$	86,5	-40,8			20	Al ser un refrigerante del primer grupo pueden producirse gases de descomposición tóxicos en presencia de llamas, su olor intenso proporciona un aviso antes de alcanzarse concentraciones peligrosas	3701	3391	849,04	211,44
R-717	Amoniaco	NH_3	17	-33	0,5 a 1	0,2 a 0,3	0,01 a 0,03	Corrosivo	3863	3694	924	206,6

Fuente: Enciclopedia de la Climatización de Juan Antonio Ramírez pág. 153



Los refrigerantes del primer grupo pueden utilizarse con cualquier sistema de refrigeración siempre y cuando la carga del refrigerante contenida en la instalación, expresada en kilogramos no pase del valor del producto de la siguiente expresión:

$$C = d \cdot V$$

Donde:

C: Carga del refrigerante

d: Concentración del fluido

V: Volumen del local más pequeño.

3.3.2 Evaluación de la capacidad actual del sistema de refrigeración

La capacidad de un equipo de refrigeración se expresa en Btu/h o kJ/h y representa la carga de enfriamiento total para periodos de 24 horas dividida para el tiempo de funcionamiento deseado del equipo. La carga de enfriamiento del equipo es la suma de cargas térmicas en las que están involucradas diferentes fuentes como: ganancia de carga a través de paredes, ganancia de carga por cambio de aire (sólo en cuartos fríos), la carga de producto y cargas varias (personas, luz, calor de motores, etc.). No necesariamente todas estas fuentes de calor intervienen en todos los casos y la importancia de cualquiera de estas fuentes de calor con respecto a la carga de enfriamiento total varía considerablemente para cada aplicación específica. Para el análisis del sistema de refrigeración (Chiller) de Industria Láctea San Antonio se tomará en cuenta la ganancia de calor del refrigerante y la carga del producto (cantidad de leche a ser enfriada).



3.4 MÉTODOS PARA ANÁLISIS ENERGÉTICO ELÉCTRICO

3.4.1 Consumo de energía eléctrica

Entre los principales consumidores de energía eléctrica que tiene Industria Lácteos San Antonio se encuentra los motores eléctricos, iluminación, enfriamiento (compresor de amoniaco), bombas, ventiladores, agitadores, computadoras y equipos de oficina. VER ANEXO 1

Tabla 6. Estadísticas del Consumo Eléctrico

Código	387324
Nombre	Lácteos San Antonio
Pago con Abono	Si Porcentaje 70 Tipo Cuenta C
Pago con Cheque	Si
Sector de Lectura	Cuenca Urbano 3: Industrial y Comercial con Demanda
Ruta de Lectura	Parque Industrial 2
Tipo de energía	Industria con Medición Horaria con Incentivos
Calle Principal	Carlos Tosi Siri
Calle Secundaria	Cornelio Vintimilla
Total Facturado	\$ 1468548,56
Total Recaudado	\$ 1468548,56
Total Pendiente	\$ 0
Valor del Último Pago	\$ 21732,01
Fecha de Ultimo Pago	20/10/2012
Estado de Servicio	Activo

Fuente: Industria Láctea San Antonio 2012



Los equipos que consumen energía eléctrica en la línea principal de producción de la Industria Láctea san Antonio se los puede clasificar en los equipos del área de producción y de iluminación.

El medidor de energía eléctrica registra el consumo en su residencia. Ese consumo, que corresponde a un período determinado, es expresado en kWh

Para efecto de cobro, la Empresa Eléctrica mide y determina la cantidad de energía en un mes con base a las lecturas tomadas en forma mensual en los sectores urbanos y cada dos meses en los sectores rurales.

Para calcular el consumo mensual de cada electrodoméstico, multiplique la potencia del electrodoméstico (vatios W) por el número de horas usado en el mes; para eso aplique la siguiente fórmula.

$$\text{CONSUMO MENSUAL} = \frac{\text{potencia W} \times \text{Horas de Uso por día} \times \text{días de uso al mes}}{1000}$$

Se monitorearon los siguientes parámetros con un ratio de muestreo de 10 minutos según como indica la norma CONELEC Ver anexo 6:

- Corriente,
- Flicker,
- Armónicos, THDv,
- Frecuencia,
- Factor de Potencia F.P.
- Tiempos de ocurrencia de huecos y picos.
- Análisis de Curva de Consumo (planillación)
- Análisis de Curvas de Producción vs. Consumo Eléctrico
- Análisis de Carga Eléctrica Instalada en la empresa.

A partir del análisis de los parámetros eléctricos registrados por el equipo de monitoreo (Fluke 435), colocado en el transformador trifásico, lado secundario – tablero principal desde 28/02/2012 hasta el 07/03/2012 con un intervalo de muestreo de 10 minutos.



Figura 10. Analizador de Calidad de Energía Eléctrica.

Fuente: Autor

El transformador trifásico tiene las siguientes características

Tabla 7. Transformador de Industria Láctea San Antonio.

Ref.	Código Emp. Eléctrica	Potencia (KVA)	Número de Fases	Tensión Primaria (V)	Tensión Secundaria (V)	Lado de medición
1	20235P	750	3	22000	440	S



Figura 11. Instalación del Medidor de Calidad de Energía en el Transformador

Fuente: Autor

3.4.2 Situación de consumo de energía en función de normativa vigente

Considerando que, es necesario asegurar un nivel satisfactorio de la prestación de los servicios eléctricos a que se refieren las disposiciones legales establecidas en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y sus reformas, el Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, el Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica, el Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad y el Reglamento de Tarifas.

El objetivo de la presente Regulación es establecer los niveles de calidad de la prestación del servicio eléctrico de distribución y los procedimientos de evaluación.

VER ANEXO 2



Tabla 8. Resumen de los indicadores de calidad de energía eléctrica

INDICADORES	PERTURBACIONES	LÍMITES
N.T	NIVEL DE TENSION	+10% en intervalos de 10 minutos por 7 días
N.T	NIVEL DE TENSION	-10% en intervalos de 10 minutos por 7 días
Pst ⁴	FLIKER CORTA DURACION	1 en un tiempo superior al 5% del periodo de medición.
F.P	FACTOR DE POTENCIA	Mín 0.92
THDv ⁵	DISTORSION ARMONICA DE TENSION	8%

Fuente: REGLAMENTO CONELEC 2012

3.5 METODOS PARA ANÁLISIS TÉRMICO

3.5.1 Consumo de Combustibles

El combustible empleado en la industria láctea San Antonio es diesel tipo 2. Este es utilizado para el funcionamiento de las calderas y para operación de los camiones que reparte y traen la leche.

Tabla 9. Promedio de Consumo de Diesel.

Año	Promedio de Galones por día de Diesel	Costo Promedio Anual del Galón de Diesel
2008	415	\$ 0,9
2009	600	\$ 0,90
2010	820	\$ 1,03
2011	1000	\$ 1,03

Fuente: Industria Láctea San Antonio 2011

⁴Pst: índice de severidad del Flicker de corta duración

⁵THD: Distorsión Total Armónica respecto al voltaje nominal



Tabla 10. Características de combustibles para calderos

Nombre		Diesel 2
Compañía Productora		Refinería de Esmeraldas
Compañía Distribuidora		N/A
Grados API		15
Gravedad Específica		0,966
Densidad	lb/gal	8,312
	kg/gal	3,7703
Poder Calorífico Superior	Btu/lb	18 840
	Btu/gal	156 598,08
	kJ/kg	43 821,84
	kJ/gal	165 221,48
	kWh/gal	45,89

Fuente: Money Engineering Thermodynamics 2012

3.5.2 Sistemas de generación y distribución de vapor

Industria Lechera San Antonio cuenta en sus instalaciones con dos calderas de procedencia estadounidense de marca LOOS.

Tabla 11. Características de calderos entregados por la casa constructora

Marca	LOOS Internacional	LOOS Internacional
Tipo	Pirotubular	Pirotubular
Pasos	3	3
Nº de serie	105205	97716
Año	2009	2004
Combustible	Diesel	Diesel
Capacidad	3200 kg/h	2000 kg/h
Presión máxima de trabajo	13 Bares	13 Bares
Procedencia	EEUU	EEUU

Fuente: Industria Láctea San Antonio 2012



3.5.3 Monitoreo del Sistema Térmico

La metodología de medición que se usó es la indicada en el Texto Unificado de Legislación Ambiental Secundaria, Libro VI, Anexo 3 de “Métodos y equipos de medición de emisiones desde fuentes fijas de combustión”, Numeral 4.2 y sus anexos (VER ANEXO 3). La medición se debe definir puertos de muestreo, determinar el número de puertos y su ubicación. Para el caso de lácteos San Antonio las mediciones fueron realizadas con un equipo de medición de gases de combustión TESTO 350 M/XL.

El equipo tiene instalado sensores electroquímicos para detección de gases: CO, NO, NO₂, NO_x, SO₂ y sensor de temperatura de gases. Se dispone de sonda Pitot para detección directa de presión y velocidad de gases de chimenea. Se tomó un muestreo de gas durante 8 minutos en cada puerto (4 mediciones de 2 minutos en cada uno de los puntos lineales), para un total de 16 minutos entre los dos puertos y con Data Rate (intervalo de muestreo) cada 10 segundos. Con los datos obtenidos en el análisis, se determinará la eficiencia de combustión por un programa realizado en excel y por las ecuaciones estequiométricas.

El procedimiento a utilizar es la determinación de gases en chimenea: Monóxido de Carbono (CO), Óxidos de Nitrógeno (NO_x), Dióxido de Azufre (SO₂), en dos Calderos de Vapor.

Las mediciones fueron realizadas en:

Chimenea del caldero N°3, marca LOSS INTERNATIONAL, pirotubular horizontal de 200 HP, el mismo que funciona con Diesel. La chimenea tiene un diámetro de 0,40 metros y una altura de 7 metros y en la chimenea del caldero N° 2, marca LOSS INTERNATIONAL, pirotubular horizontal de 120 HP, el mismo que funciona con Diesel. La chimenea tiene un diámetro de 0,32 metros y una altura de 7 metros.

Para el caldero N°3 se requieren 2 puertos y 8 puntos de muestreo, 4 puntos en cada puerto.

Tabla 12. Puntos de Muestreo para el Caldero N°3

PUERTO NORTE	PUERTO ESTE
0,026 metros	0,026 metros
0,10 metros	0,10 metros
0,30 metros	0,30 metros
0,373 metros	0,373 metros

Fuente: Autor

Distancias concéntricas de Muestreo desde la Pared de la Chimenea ($\varnothing = 0,40$ metros)

A continuación se muestra la distribución de estos puntos en el interior de la chimenea.

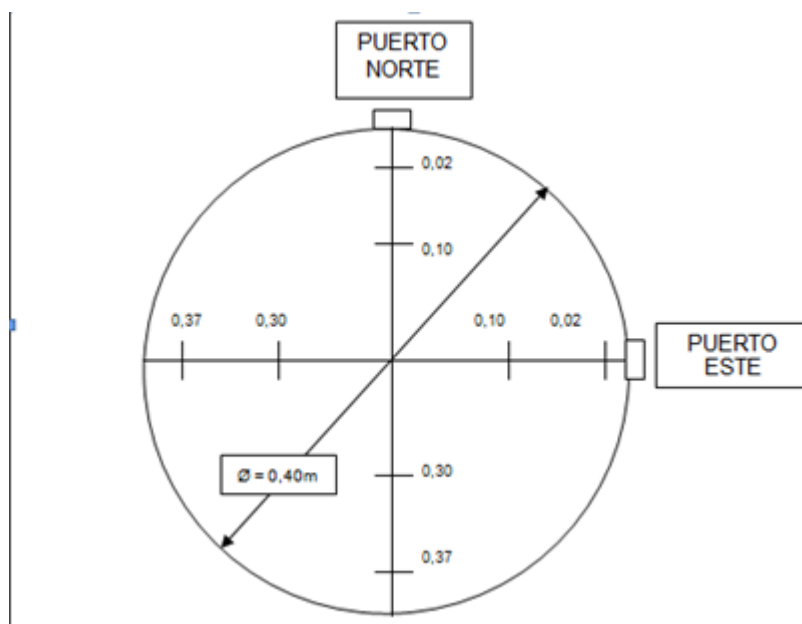


Figura 12. Distribución de los Puntos de la Chimenea del caldero N°3

Fuente: Autor



Distribución de puntos de Muestreo con Sondas para Gases y Presión con el equipo analizador

Para este caso, los puertos han sido ubicados a una distancia de 3,20 metros corriente abajo.

Para el caso del caldero N° 2 se requieren 2 puertos y 8 puntos de muestreo, 4 puntos en cada puerto.

Tabla 13. Puntos de Muestreo para el Caldero N°2

PUERTO NORTE	PUERTO ESTE
0,021 metros	0,021 metros
0,08 metros	0,08 metros
0,24 metros	0,24 metros
0,298 metros	0,298 metros

Fuente: Autor

Distancias concéntricas de Muestreo desde la Pared de la Chimenea

($\emptyset = 0,32$ metros)

Y la distribución de los puntos es:

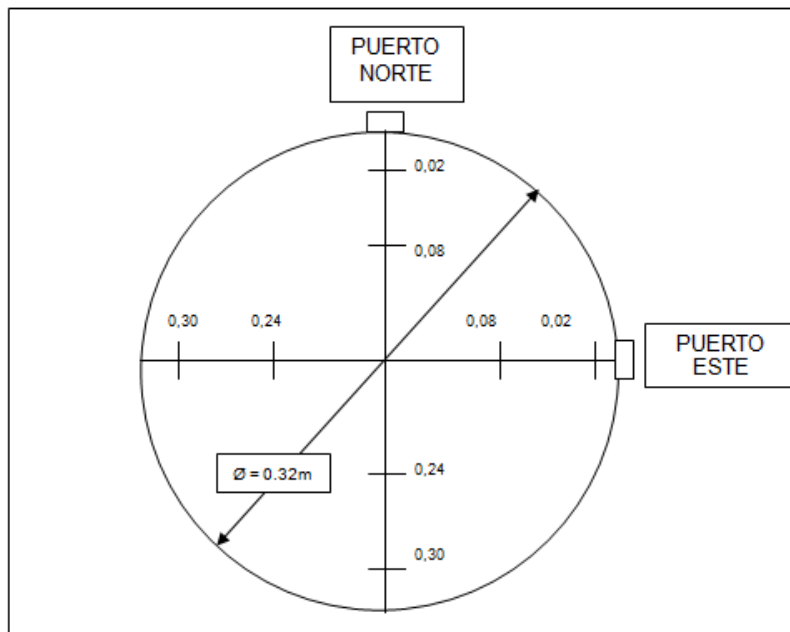


Figura 13. Distribución de los Puntos de la Chimenea del caldero N°2

Fuente: Autor

Distribución de puntos de Muestreo con Sondas para Gases y Presión con el equipo analizador

Las mediciones fueron realizadas con un Equipo de medición de gases de combustión TESTO 350 M/XL. El Equipo TESTO 350 XL fue ajustado y calibrado a las siguientes condiciones:



Tabla 14. Parámetros de Gases de Combustión y Rango de Detección

Parámetro	Unidad	Rango de Detección	Exactitud
<i>Temperatura</i>	<i>°C</i>	<i>40 - 1200</i>	<i>± 0.5% valor medido</i>
<i>CO</i>	<i>Ppm</i>	<i>0 - 10000</i>	<i>± 10% valor medido</i>
<i>NO</i>	<i>Ppm</i>	<i>0 - 3000</i>	<i>± 5% valor medido</i>
<i>NO₂</i>	<i>Ppm</i>	<i>0 - 500</i>	<i>± 5% valor medido</i>
<i>SO₂</i>	<i>Ppm</i>	<i>0 - 5000</i>	<i>± 5% valor medido</i>
<i>Velocidad</i>	<i>m/s</i>	<i>1 - 30</i>	<i>Factor calib. = 0.67</i>

Fuente: Centro de Estudios Ambientales

Con respecto a algunas características complementarias tenemos:

Tipo de Combustible: Diesel.

Presión Atmosférica dada por altura: 560 mmHg-(733mbar)

Altura: 2560 msnm

Factor de Compensación: 1.00



Tabla 15. Características del Análisis Humerales

Parámetro.	% V/V	Tanto por 1.	Masa molecular.	Masa. g	% Peso/peso.
CO ₂	15,2	0,152	44	668,8	0,21780374
CO	0,000075	0,00000075	28	0,0021	6,8389E-07
O ₂	6,79	0,0679	32	217,28	0,07076016
NO	0,004871	0,00004871	30	0,14613	4,7589E-05
SO ₂	0,007905	0,00007905	64	0,50592	0,00016476
N ₂	77,997149	0,77997149	28	2183,92017	0,71122306
<u>Suma.</u>	<u>100</u>	<u>1</u>		<u>3070,65432</u>	<u>1</u>

Fuente: Centro de Estudios Ambientales 2012

Tabla 16. Condiciones de Alimentación y Temperatura del Caldero 3

Alimentación.	143,49 kg/h.
Temperatura del caldero.	190 °C
Temperatura ambiente.	29°C
Comburente.	70% de saturación.

Fuente: Centro de Estudios Ambientales

Tabla 17. Composición en peso del Combustible

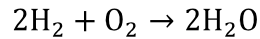
Combustible.	
Elemento.	%Peso/Peso.
Carbono.	86,01
Hidrogeno	13,85
Azufre.	0,13
Suma	99,99

Fuente: Centro de Estudios Ambientales



3.5.4 Balance de Materia

Estudio del hidrógeno.



$$4 \quad (32) \quad (36)$$

- ❖ Cálculo del caudal másico de hidrógeno que reacciona con el oxígeno del combustible:

$$W_H = \frac{1}{8} \cdot W_F \cdot \text{O}_2$$

$$W_H = \frac{1}{8} \cdot 143.49 \cdot 0$$

$$W_H = 0$$

- ❖ Cálculo del caudal másico de hidrógeno útil:

$$W_h = W_F \cdot H + \frac{1}{8} \cdot W_F \cdot \text{O}_2$$

$$W_h = 143.49 \cdot 0.1385 + 0$$

$$W_h = 19.873365 \text{ kg/h}$$

- ❖ Cálculo del oxígeno necesario del comburente.

$$W_{\text{O}_2 \text{ Comburente } h} = 8 \cdot W_h$$

$$W_{\text{O}_2 \text{ Comburente } h} = 8 \cdot 19.873365 \text{ kg/h}$$

$$W_{\text{O}_2 \text{ Comburente } h} = 158.98692 \text{ kg/h}$$

- ❖ Cálculo de la cantidad de agua, producida entre el hidrógeno útil y el oxígeno del comburente:

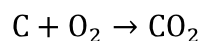
$$W_{\text{H}_2\text{O } h} = 9 \cdot W_h$$

$$W_{\text{H}_2\text{O } h} = 9 \cdot 19.873365 \text{ kg/h}$$

$$W_{\text{H}_2\text{O } h} = 9 \cdot 19.873365 \text{ kg/h}$$

$$W_{\text{H}_2\text{O } h} = 178.860285 \text{ kg/h}$$

- **Estudio del carbono.**



$$12 \quad (32) \quad (44)$$

- ❖ Cálculo de la cantidad de carbono que tengo en el CO_2 .

$$C_{\text{CO}_2} = \frac{3}{11} \cdot \% \text{Peso}_{\text{CO}_2 \text{ ORSAT}}$$

$$C_{\text{CO}_2} = \frac{3}{11} \cdot 0.21780374$$

$$C_{\text{CO}_2} = 0.05940102$$



- ❖ Cálculo de la cantidad de carbono que tengo en el CO.

$$C_{CO} = \frac{3}{7} \cdot \% \text{Peso}_{CO \text{ ORSAT}}$$

$$C_{CO} = \frac{3}{7} \cdot 6.8389E - 7$$

$$C_{CO} = 29.31E - 7$$

- ❖ Cálculo del caudal másico de carbono necesario para formar CO₂.

$$W_{C \text{ CO}_2} = \frac{C_{CO_2} \cdot W_C}{C_{CO_2} + C_{CO}}$$

$$W_{C \text{ CO}_2} = \frac{0.05940102 \cdot 123.415749}{0.05940102 + 29.31E - 7}$$

$$W_{C \text{ CO}_2} = 123.41514 \text{ kg/h}$$

- ❖ Cálculo del caudal másico de carbono necesario para formar CO.

$$W_{C \text{ CO}} = \frac{C_{CO} \cdot W_C}{C_{CO_2} + C_{CO}}$$

$$W_{C \text{ CO}} = \frac{29.31E - 7 \cdot 123.415749}{0.05940102 + 29.31E - 7}$$

$$W_{C \text{ CO}} = 0.0006089533 \text{ kg/h}$$

- ❖ Cálculo del caudal másico de oxígeno del comburente necesario para formar CO₂.

$$W_{O_2 \text{ Comburente } CO_2} = \frac{8}{3} \cdot W_{C \text{ CO}_2}$$

$$W_{O_2 \text{ Comburente } CO_2} = \frac{8}{3} \cdot 123.41514 \text{ kg/h}$$

$$W_{O_2 \text{ Comburente } CO_2} = 329.1070401 \text{ kg/h}$$

- ❖ Cálculo del caudal másico de dióxido de carbono producido.

$$W_{CO_2} = \frac{11}{3} \cdot W_{C \text{ CO}_2}$$

$$W_{CO_2} = \frac{11}{3} \cdot 123.41514 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

$$W_{CO_2} = 452.5221802 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

- ❖ Cálculo del oxígeno necesario del comburente para formar CO (usamos la reacción $C + O_2 \rightarrow CO_2$).

$$W_{O_2 \text{ Comburente } CO} = \frac{8}{3} \cdot W_{C \text{ CO}}$$

$$W_{O_2 \text{ Comburente } CO} = \frac{8}{3} \cdot 0.0006089533 \text{ kg/h}$$

$$W_{O_2 \text{ Comburente } CO} = 0.0016238755 \text{ kg/h}$$



- ❖ Cálculo del caudal másico de monóxido de carbono producido.

$$W_{CO} = \frac{7}{3} \cdot W_{C \text{ CO}}$$

$$W_{CO} = \frac{7}{3} \cdot 0.0006089533 \text{ kg/h}$$

$$W_{CO} = 0.0014208911 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

- **Estudio del O₂ libre.**

Este comienza en el comburente y termina en los humerales, para este cálculo debemos trabajar con el análisis de los humerales.

$$W_{O_2 \text{ LIBRE}} = \frac{\% \text{Peso}_{O_2 \text{ ORSAT}} \cdot W_{CO_2}}{\% \text{Peso}_{CO_2 \text{ ORSAT}}}$$

$$W_{O_2 \text{ LIBRE}} = \frac{0.07076016 \cdot 452.5221802 \frac{\text{kg}}{\text{h}}}{0.21780374}$$

$$W_{O_2 \text{ LIBRE}} = 147.0155741 \text{ kg/h}$$

- **Estudio del Nitrógeno.**

- ❖ Cálculo de la cantidad de nitrógeno libre.

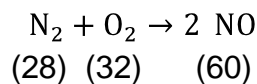
$$W_{N_2 \text{ LIBRE}} = \frac{\% \text{Peso}_{N_2 \text{ ORSAT}} \cdot W_{CO_2}}{\% \text{Peso}_{CO_2 \text{ ORSAT}}}$$

$$W_{N_2 \text{ LIBRE}} = \frac{0.711122306 \cdot 452.5221802 \frac{\text{kg}}{\text{h}}}{0.21780374}$$

$$W_{N_2 \text{ LIBRE}} = 1477.470572 \text{ kg/h}$$

- **Estudio del NO.**

La reacción a llevarse a cabo es la siguiente.



- ❖ Cálculo del caudal másico de monóxido de nitrógeno presentes en los humerales.

$$W_{NO} = \frac{\% \text{Peso}_{NO \text{ ORSAT}} \cdot W_{CO_2}}{\% \text{Peso}_{CO_2 \text{ ORSAT}}}$$

$$W_{NO} = \frac{4.7589E - 5 \cdot 452.5221802 \frac{\text{kg}}{\text{h}}}{0.21780374}$$

$$W_{NO} = 0.0988737752 \text{ kg/h}$$

- ❖ Cálculo del caudal másico de oxígeno del comburente para formar monóxido de nitrógeno.

$$W_{O_2 \text{ Comburente NO}} = \frac{8}{15} \cdot W_{NO}$$



$$W_{O_2 \text{ Comburente NO}} = \frac{8}{15} \cdot 0.0988737752 \text{ kg/h}$$

$$W_{O_2 \text{ Comburente NO}} = 0.0527326801 \text{ kg/h}$$

- ❖ Cálculo del caudal másico de nitrógeno del comburente para formar monóxido de nitrógeno.

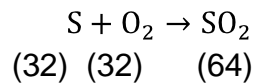
$$W_{N_2 \text{ Comburente NO}} = \frac{7}{15} \cdot W_{NO}$$

$$W_{N_2 \text{ Comburente NO}} = \frac{7}{15} \cdot 0.0988737752 \text{ kg/h}$$

$$W_{N_2 \text{ Comburente NO}} = 0.0461410951 \text{ kg/h}$$

- **Estudio del azufre.**

La reacción a llevarse a cabo es la siguiente.



- ❖ Cálculo del caudal másico de dióxido de azufre presentes en los humerales.

$$W_{SO_2} = \frac{\% \text{Peso}_{SO_2 \text{ ORSAT}} \cdot W_{CO_2}}{\% \text{Peso}_{CO_2 \text{ ORSAT}}}$$

$$W_{SO_2} = \frac{0.00016476 \cdot 452.5221802 \frac{\text{kg}}{\text{h}}}{0.21780374}$$

$$W_{SO_2} = 0.3423153083 \text{ kg/h}$$

- ❖ Cálculo del caudal másico de oxígeno del comburente para formar dióxido de azufre.

$$W_{O_2 \text{ Comburente } SO_2} = \frac{W_{SO_2}}{2}$$

$$W_{O_2 \text{ Comburente } SO_2} = \frac{0.3423153083 \text{ kg/h}}{2}$$

$$W_{O_2 \text{ Comburente } SO_2} = 0.1711576542 \text{ kg/h}$$

- ❖ Cálculo del caudal másico de azufre del combustible para formar dióxido de azufre.

$$W_{S \text{ Combustible } SO_2} = \frac{W_{SO_2}}{2}$$

$$W_{S \text{ Combustible } SO_2} = \frac{0.3423153083 \text{ kg/h}}{2}$$

$$W_{S \text{ Combustible } SO_2} = 0.1711576542 \text{ Kg/h}$$

- ❖ Cálculo del azufre libre, que no ha reaccionado con el oxígeno del comburente.

$$W_{S \text{ Libre } SO_2} = W_F \cdot s - W_{S \text{ Combustible } SO_2}$$

$$W_{S \text{ Libre } SO_2} = (143.49 \cdot 0.0013 - 0.1711576542) \text{ kg/h}$$



$$W_{S_{\text{Libre SO}_2}} = 0.0153793458 \text{ kg/h}$$

- **Cálculo, de la cantidad de agua que tiene el aire seco.**

Se sabe que a la temperatura de 29 °C, la cantidad agua que toma el aire es de 25.6E-3 kg de agua por cada kg de aire seco, pero al tener como dato una saturación del 70 %, entonces la cantidad de agua que toma el aire será de $0.7 \cdot 25.6E-3$ kg, para los 2112.851762 kg de aire seco la cantidad de agua, que se tiene es de **37.86230357 kg de vapor de agua.**

3.5.5 Balance de energía.

- **Cálculo del poder calorífico del combustible.**

$$P.C = 8148 \cdot \sigma_{\text{Carbono}} + 34720 \cdot \sigma_{\text{HidrogenoUtil}} + 2268 \cdot \sigma_{\text{Asufre}}$$

$$P.C = 8148 \cdot 0.8601 + 34720 \cdot 0.1385 + 2268 \cdot 0.0013$$

$$P.C = 11819.7632 \frac{\text{kcal}}{\text{kg}}$$

- **Cálculo del calor del combustible.**

$$q_F = 8148 \cdot W_{\text{Carbono}} + 34720 \cdot W_{\text{HidrogenoUtil}} + 2268 \cdot W_{\text{Azufre}}$$

$$q_F = 8148 \cdot W_F \cdot \sigma_{\text{Carbono}} + 34720 \cdot W_F \cdot \sigma_{\text{HidrogenoUtil}} + 2268 \cdot W_F \cdot \sigma_{\text{Asufre}}$$

$$q_F = 8148 \cdot 143.49 \cdot 0.8601 + 34720 \cdot 143.49 \cdot 0.1385 + 2268 \cdot 143.49 \cdot 0.0013$$

$$q_F = 1969017.822 \text{ kcal/h}$$

- **Cálculo de los calores que se pierden en la combustión.**

- 1) **Calor que se pierde con el agua del combustible.**

$$q_1 = 0 \text{ No hay agua con el combustible .}$$

- 2) **Calor que se pierde con el agua de combustión.**

$$q_2 = W_{\text{H}_2\text{O h}} \cdot h_{SV} - h_L$$

$$q_2 = 178.860285 \text{ kg/h} \cdot h_{SV} - h_L$$

$$h_{SV} = \text{Valor obtenido en tablas de vapor recalentado a una } P$$

$$= 0.07 \frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2} \text{ y a la temperatura de los humerales, en nuestro caso de } 190 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

$$h_{SV} = 682.3774368 \frac{\text{kcal}}{\text{kg}}$$

$$h_L = \text{Entalpi del agua subenfriada a la temperatura ambiente} = 29 \text{ } ^\circ\text{C}.$$



$$q_2 = 178.860285 \text{ Kg/h} \cdot 682.3774368 - 29 \cdot \frac{\text{kcal}}{\text{kg}}$$

$$q_2 = 116863.2746 \frac{\text{kcal}}{\text{h}}$$

3) Calor que se pierde con el agua del comburente

$$q_3 = W_{\text{Agua-del-comburente}} \cdot C_{P_{\text{Vapor.}}} \cdot t_{\text{Humerales}} - t_{\text{Ambiente}}$$

$$q_3 = 37.86230357 \cdot 0.46 \cdot 190 - 29$$

$$q_3 = 2804.082202 \text{ kcal/h}$$

4) Calor que se pierde con los humerales secos.

$$q_4 = W_{\text{Gases-Secos.}} \cdot C_{P_{\text{Gases-Secos}}} \cdot t_{\text{Humerales}} - t_{\text{Ambiente}}$$

$$W_{\text{Gases-Secos.}} = W_{\text{CO}_2} + W_{\text{CO}} + W_{\text{O}_2\text{LIBRE}} + W_{\text{N}_2\text{LIBRE}}$$

$$W_{\text{Gases-Secos.}}$$

$$= 402.9465194 \frac{\text{kg}}{\text{h}} + 40.09515655 \frac{\text{kg}}{\text{h}} + 147.0155741 \frac{\text{kg}}{\text{h}} + 1477.470572 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

$$W_{\text{Gases-Secos.}} = 2067.527822 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

$$C_{P_{\text{Gases-Secos}}} = 0.21$$

$$q_4 = 2067.527822 \cdot 0.21 \cdot 190 - 29$$

$$q_4 = 69903.11566 \text{ kcal/h}$$

5) Cálculo del calor que se pierde con gases sin quemar, contenidos en los humerales.

$$q_5 = W_{\text{C CO}} \cdot 5680.6$$

$$q_5 = 0.0006089533 \text{ kg/h} \cdot 5680.6$$

$$q_5 = 3.459220116 \text{ kcal/h}$$

6) Cálculo del calor que se pierde, con el carbón contenido en las cenizas.

En este caso, no hubo porcentaje alguno del carbono del combustible, que se perdió en las cenizas, por ende.

$$q_6 = 0 \text{ kcal/h}$$

7) Cálculo del calor que se pierde, por indeterminados.

Son aquellos calores que resultan muy difíciles de calcularlos, viene dado por la siguiente ecuación.

$$q_7 = 0.04 \cdot q_F$$

$$q_7 = 0.04 \cdot 1969017.822 \text{ kcal/h}$$

$$q_7 = 78760.71288 \text{ kcal/h}$$



3.6 Sistemas de Aire comprimido

El aire comprimido en Industria Lácteos San Antonio se lo utiliza para el funcionamiento de los calderos, a continuación se coloca los principales compresores con sus propiedades.

Tabla 18. Características de los compresores

AREA DE LA PLANTA DE PRODUCCION	DESCRIPCION	CANTIDAD	Potencia (W)	HORAS DIARIAS DE USO (Horas)	DÍAS / MES	total	Observaciones
Caldero L00S	Compresor	1	750	22	30	495000	Instalaciones en buenas condiciones todas protegidas por tubería metálica
Zona de Calderos	Compresor de Tornillos	1	29000	24	30	20880000	Instalaciones en buenas condiciones todas protegidas por tubería metálica

Fuente: Industria Láctea San Antonio

3.7 Sistema de Bombeo de Agua



Tabla 19. Características de las Bombas

ÁREA DE LA PLANTA DE PRODUCCIÓN	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	DATOS DE PLACA				HORAS DIARIAS DE USO (Horas)	DIAS / MES	OBSERVACIONES (Por ejemplo: Antigüedad, Fallas u Otros detalles)
			Potencia (W)	Voltaje (V)	Corriente (A)	Fases			
Calderos	Bomba de Agua	1	5200	220	1918	3	22	L-D	Instalaciones en buenas condiciones todas protegidas por tubería metálica
Bodegas de Despacho	Bomba de agua 1	1	10	7460	12	3	24	30	Instalaciones nuevas en perfectas condiciones todas protegidas por tubería metálica
Bodegas de Despacho	Bomba de agua 2	1	15	11190	18	3	24	30	Instalaciones nuevas en perfectas condiciones todas protegidas por tubería metálica
leche en polvo 2da planta	bomba	2	2200	440	2,89	3	24	26	Instalaciones nuevas en perfectas condiciones todas protegidas por tubería metálica
leche en polvo 2da planta	bomba	3	1100	440	1,44	3	24	26	Instalaciones nuevas en perfectas condiciones todas protegidas por tubería metálica
leche en polvo 2da planta	bomba	2	3000	440	3,94	3	24	26	Instalaciones nuevas en perfectas condiciones todas protegidas por tubería metálica
leche en polvo 3ra planta	bomba	1	1500	440	1,97	3	24	26	Instalaciones nuevas en perfectas condiciones todas protegidas por tubería metálica
leche en polvo 3ra planta	bomba	1	4040	440	5,30	3	24	26	Instalaciones nuevas en perfectas condiciones todas protegidas por tubería metálica

Fuente: Industria Láctea San Antonio 2012

CAPITULO IV: RESULTADOS

4.1 Resultados del Sistema de Refrigeración

Para los Chiller de la empresa Lácteos San Antonio, se tiene el siguiente esquema:

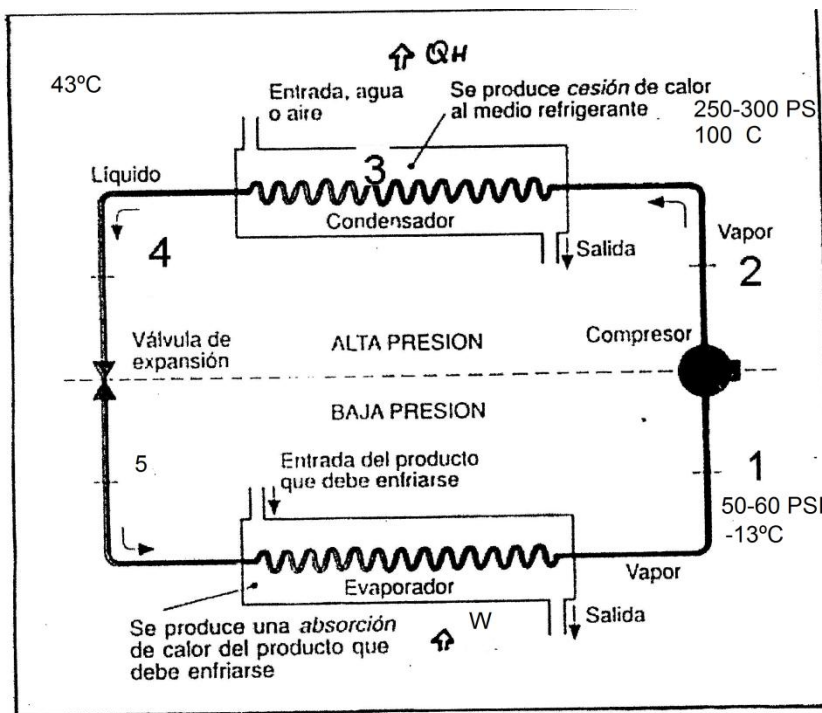


Figura 14. Diagrama del Chiller con refrigerante R22.

Fuente: Autor

Si la figura 14 traducimos en un diagrama Temperatura-Entropía tenemos:

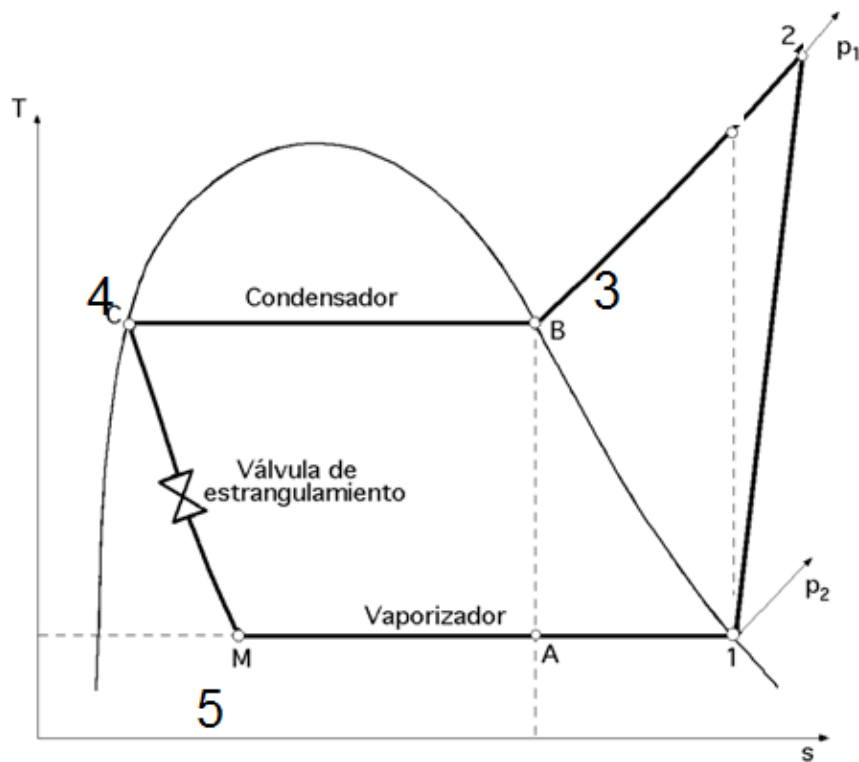


Figura 15. Diagrama Temperatura vs Entropía del ciclo de refrigeración real

Fuente: Autor

Con los cinco puntos del diagrama se pueden determinar las entalpías en tablas termodinámicas relacionadas al refrigerante de trabajo y con ellas determinar el efecto frigorífico. Anexo 4



Tabla 20. Características Termodinámicas del ciclo de Refrigeración Real

Estado	Presión MPa	Temperatura °C	Volumen Específico m ³ /Kg	Entropía kJ/Kg K	Entalpía kJ/Kg
1 Vapor saturado Seco	0.38	-13	0,072711	0,94718	244,9368
2 Vapor Sobrecalentado	1.65	100	0,01919	1,022	312,207
3 Vapor Saturado Seco	1.65	43	0,014024	0,8707	261,5972
4 Líquido saturado	1.65	43	0,00089	0,3541	98,2980
5 Vapor Saturado Húmedo	0.38	-13			98,2980

Fuente: Autor

Con los datos de la tabla anterior se puede calcular los siguientes rendimientos para evaporador y condensador.

Rendimiento de Carnot:

$$Re = \frac{T_1}{T_2 - T_1} = \frac{(273 - 13)}{273 + 43 - (273 - 13)} = 4,64$$

Efecto frigorífico

$$COP = \frac{Q_{sale}}{W_{entre}} = \frac{h_1 - h_5}{h_2 - h_1} = \frac{244,9368 - 98,2980}{312,20 - 244,9368} = 2,1805$$



4.2 Resultados del Sistema Eléctrico

El historial de consumo de energía eléctrica que se presenta ha sido entregado por el jefe de mantenimiento de la empresa Lácteos San Antonio y verificado en la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur (E.E.R.C.S.), y este ha permitido realizar el análisis de consumo y relacionar su comportamiento con otras variables como por ejemplo los litros de leche procesados.

Tabla 21. Factura Eléctrica de Industria Láctea San Antonio

Rubro	Facturado
Contribución Bomberos 3109-A	\$ 17,52
Cargo por Comercialización	\$ 1,41
Cargo Por demanda	\$ 2693,04
Cargo por Energía	\$ 17588,55
Penalización por bajo factor de potencia	\$ 107,09
Servicio de Alumbrado Público general	\$ 713,65
Total	\$ 21121,26

Fuente: Empresa Eléctrica Centro Sur 2012

En las Planillas anteriores se puede observar rubros y cargos por energía que según las regulaciones emitidas por el CONELEC se deben cobrar a un consumidor industrial.

En el siguiente gráfico se observa la variación del consumo de energía activa y reactiva en el período enero 2010 hasta diciembre 2011.

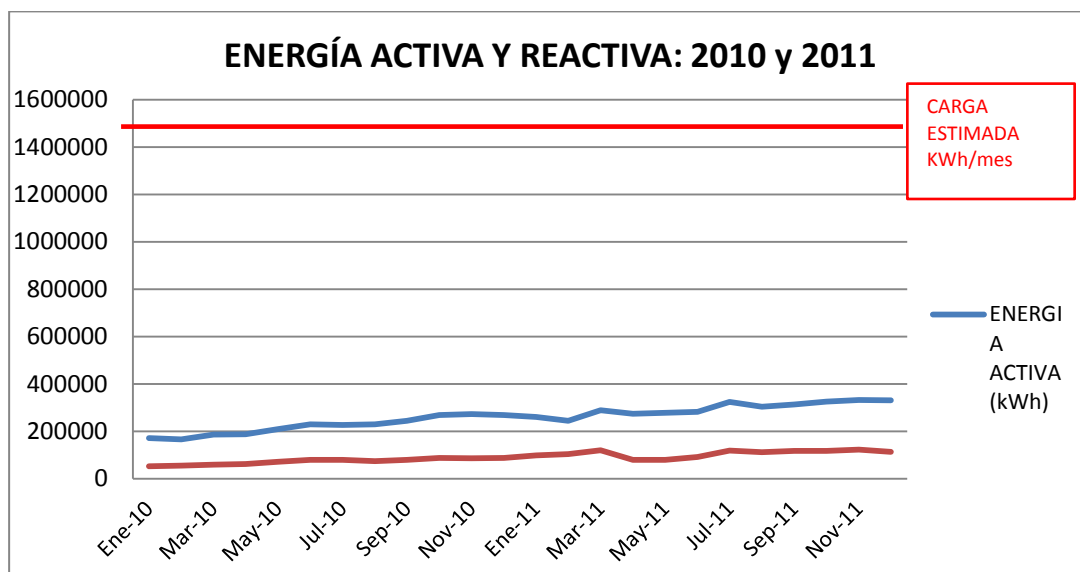


Figura 16. Consumo de Energía Activa y Reactiva kWh/mes en Lácteos San Antonio

Fuente: Autor

La energía consumida en el año 2010 y 2011 está muy por debajo de la carga estimada (que se ha podido valorar en el levantamiento de carga en la empresa). Esto se debe a que los equipos no trabajan en conjunto o su uso no es a la potencia nominal establecida en su placa. Existe un comportamiento similar entre las curvas de Energía Activa y Reactiva.

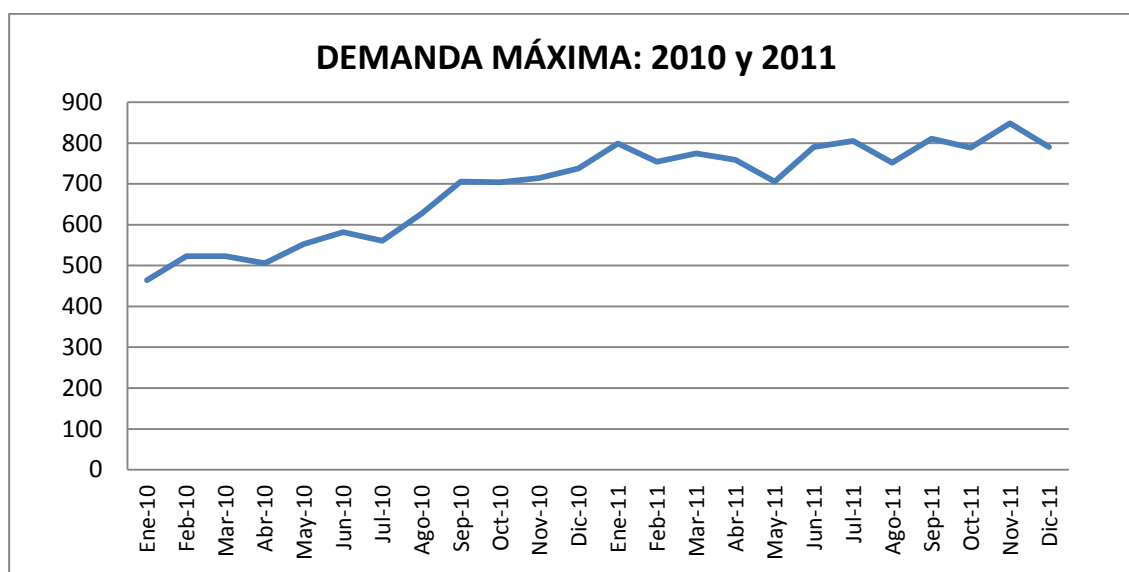


Figura 17. Demanda Máxima de Energía en Lácteos San Antonio

Fuente: Autor

La figura 17 presenta la demanda máxima registrada durante los años 2010 y 2011, donde se observa claramente un ascenso de la misma.

A partir de septiembre del 2010 la demanda máxima supera los 700 kW, registrándose los valores superiores en los meses de enero y noviembre del 2011 con valores de 799 kW y 848 kW respectivamente, esta tendencia a incrementar los valores puede deberse a un aumento en los niveles de producción.

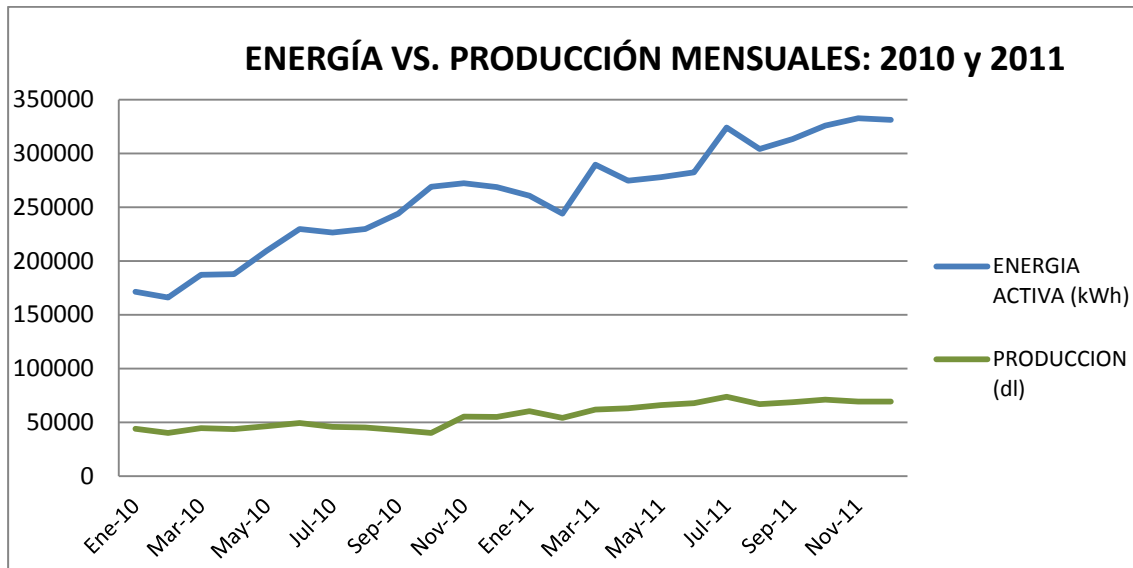


Figura 18. Consumo Energético vs Producción en Lácteos San Antonio

Fuente: Autor

Las curvas de consumo y producción tienen una correspondencia entre sí, lo cual indica que no han existido consumos eléctricos notables externos a la producción que deban ser investigados, sin embargo podría disminuirse costos de producción al realizar inversiones en compresor de alto rendimiento para el sistema de refrigeración y adaptaciones de magnetizer en los calderos que podría generar un ahorro de 45 000 anuales.

4.2.1 Análisis de Indicadores de la línea principal del proceso

4.2.1.1 Niveles de Carga

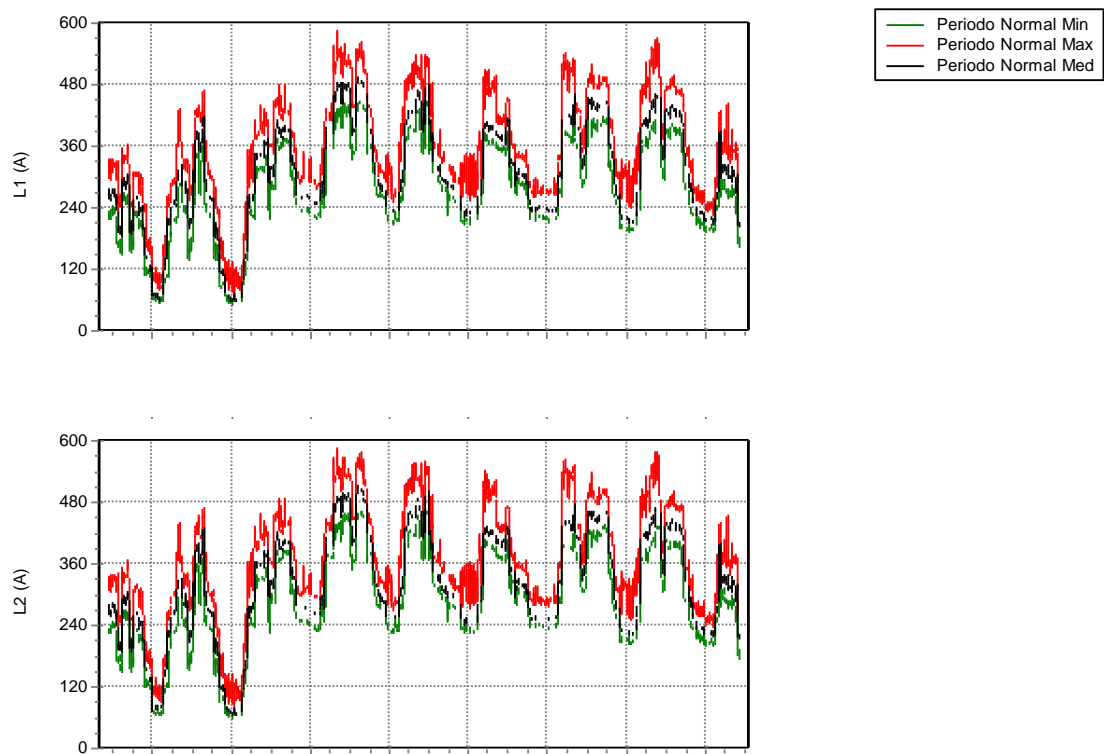
En la siguiente tabla se presenta un resumen de los niveles de carga registrados durante esta medición, en la misma se observan los valores mínimos, promedios y máximos registrados en cada fase.



Tabla 22. Corriente en las Fases en Amperios

FASE	I(mín)	I(prom)	I(máy)
A	51	305.11	586
B	57	317.93	586
C	57	313.96	590

Fuente: Autor



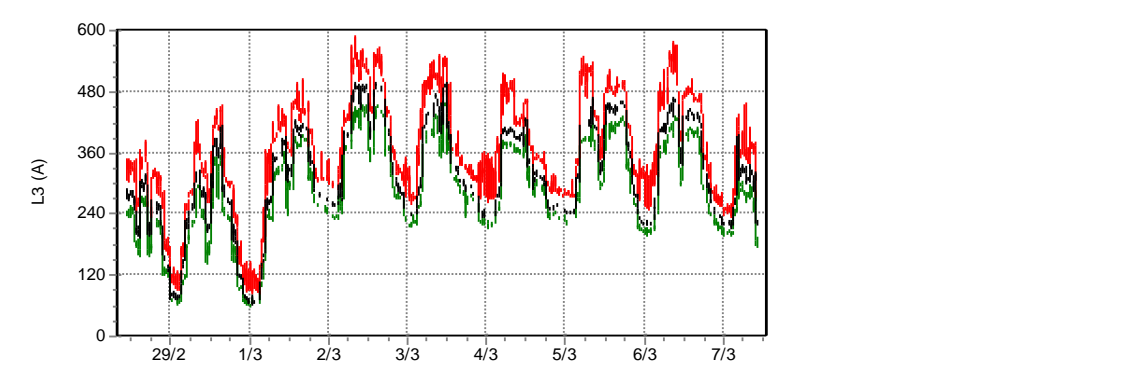


Figura 19. Curvas de Corriente

Fuente: Autor

Se observa que la corriente en las tres fases es elevada aproximadamente desde las 7 am hasta las 7 pm presentándose corrientes mínimas de 210 A en adelante y las corrientes máximas que bordean los 440 Amperios.

En los miércoles 29 miércoles 29 días y jueves 1 de marzo, se observan corrientes mínimas entre 50 a 60 Amperios y máximas de aproximadamente 330 a 340.

El sábado 3 y Domingo 4 presentan elevadas corrientes parecidas a las corrientes de los días comúnmente laborables.

Este comportamiento refleja que en la empresa sigue laborando en las noches y madrugadas.

Según la normativa de desbalance de tensión y corriente, tomando las corrientes promedio se obtiene un desbalance de corriente de 4.10%, estando dentro de los límites (desbalance de un 5% a 20%).

4.2.1.2 Flicker

En la tabla siguiente se muestra el resumen de los niveles de severidad de los flickersPlt registrados durante la medición.



Tabla 23. Valores de Flicker para cada Fase

FLICKER - FASE A					
1. Límite Plt 1 p.u.	2. Muestras mayores al límite		3. Pst= 0.159p.u.		
	4. 0		5. Mínimo	6. Máximo	
7. >1p.u.		8. <1p.u.	9. 0.00	10. 0.508	
11.-		12.-	13. Fecha: 28-02-2012 10:43	14. Fecha: 01-03-2012 04:33	

15. FLICKER - FASE B					
16. Límite Plt 1 p.u.	17. Muestras mayores al límite		18. Pst= 0.169p.u.		
	19. 12		20. Mínimo	21. Máximo	
22. >1p.u.		23. <1p.u.	24. 0.00	25. 1.221	
26. 1.04%		27. 98.96%	28. Fecha: 28-02-2012 10:43	29. Fecha: 01-03-2012 04:33	



30. FLICKER - FASE C			
Límite Plt 1 p.u.	31. Muestras mayores al límite		32. Pst= 0.160p.u.
	33.0		34. Mínimo
36. >1p.u.		37. <1p.u.	35. Máximo
40.-		41.-	38. 0.00
			39. 0.43
			42. Fecha: 28-02-2012 10:43
			43. Fecha: 01-03-2012 04:33

Fuente: CEA

En la fase B ocurre el mayor pico de flicker de aproximadamente 1.2, este pico se presenta el día Jueves 01 de Marzo, en la madrugada (entre las 4:33 am a 6:33 am), puede ser debido al arranque o parado de máquinas de carga considerable. Las fases A y C tienen un comportamiento parecido con flickers que no superan a la unidad presentando picos máximos aproximadamente de 0.5.

Las tres fases se encuentran cumpliendo con la Regulación CONELEC 004/01, estando dentro del rango referido al período de medición.

4.2.1.3 Armónicos

Existen indicadores que permiten evaluar la distorsión armónica de las ondas y de corriente y estos son: Factor de potencia, factor de cresta, potencia de distorsión, espectro de frecuencia, tasa de distorsión armónica.

Estos indicadores resultan importantes para la determinación de medidas correctivas.



Tabla 24. Valores de Armónicos para las 3 Fases

ARMONICAS - FASE A			
Límite THDv 8%	Muestras mayores al límite		THDv=2.331%
	0		
>8%		<8%	Mínimo
			Máximo
			0.99
			3.93
			Fecha: 29-02-2012
			01:53
			Fecha: 01-03-2012
			19:33

ARMONICAS - FASE B			
44. Límite THDv 8%	45. Muestras mayores al límite		46. THDv=2.422%
	47.0		
50. >8%		51. <8%	48. Mínimo
			49. Máximo
			1.12
			3.78
			Fecha: 29-02-2012
			01:53
			Fecha: 03-03-2012
			06:43

ARMONICAS - FASE C			
Límite THDv8%	53. Muestras mayores al límite		54. THDv=2.411%



55.0	
58. >8%	59. <8%
-	60.-

56. Mínimo	57. Máximo
0.98	3.8
Fecha: 29-02-2012 01:53	Fecha: 03-03-2012 06:53

Fuente: CEA

En la tabla anterior se puede observar los armónicos presentes en cada fase, los niveles de perturbación en las diferentes fases no excede al límite del 8% de acuerdo con la Regulación 004/01, de manera que no se presenta ninguna ocurrencia.



4.2.1.4 Factor de Potencia

En la Tabla 22 se resumen las mediciones del factor de potencia en cada fase, de la cual se puede apreciar que el promedio resultante está por debajo del valor permitido, es decir menor a 0.92.

Tabla 25. Factores de Potencia

FACTOR DE POTENCIA				
61.FAS E A	62.F.P.= 0.874			
	Mín ↓	Máx ↓	Mín ↑	Máx ↑
	0.56	0.91	0.73	0.95
	Fecha:28-02- 2012 21:53	Fecha:29-02- 2012 07:03	Fecha:29-02- 2012 23:33	Fecha: 29-02- 2012 04:43
FASE B	F.P.= 0.894			
	Mín ↓	Máx ↓	Mín ↑	Máx ↑
	0.63	0.92	0.76	0.95
	Fecha:01-03- 2012 02:33	Fecha:28-02- 2012 18:33	Fecha:29-02- 2012 00:33	Fecha:28-02- 2012 10:53
FASE C	F.P.= 0.856			
	Mín ↓	Máx ↓	Mín ↑	Máx ↑
	0.55	0.9	0.64	0.94
	Fecha:01-03- 2012 02:03	Fecha:02-03- 2012 08:13	Fecha:01-03- 2012 01:03	Fecha:28-02- 2012 12:23

Fuente: CEA

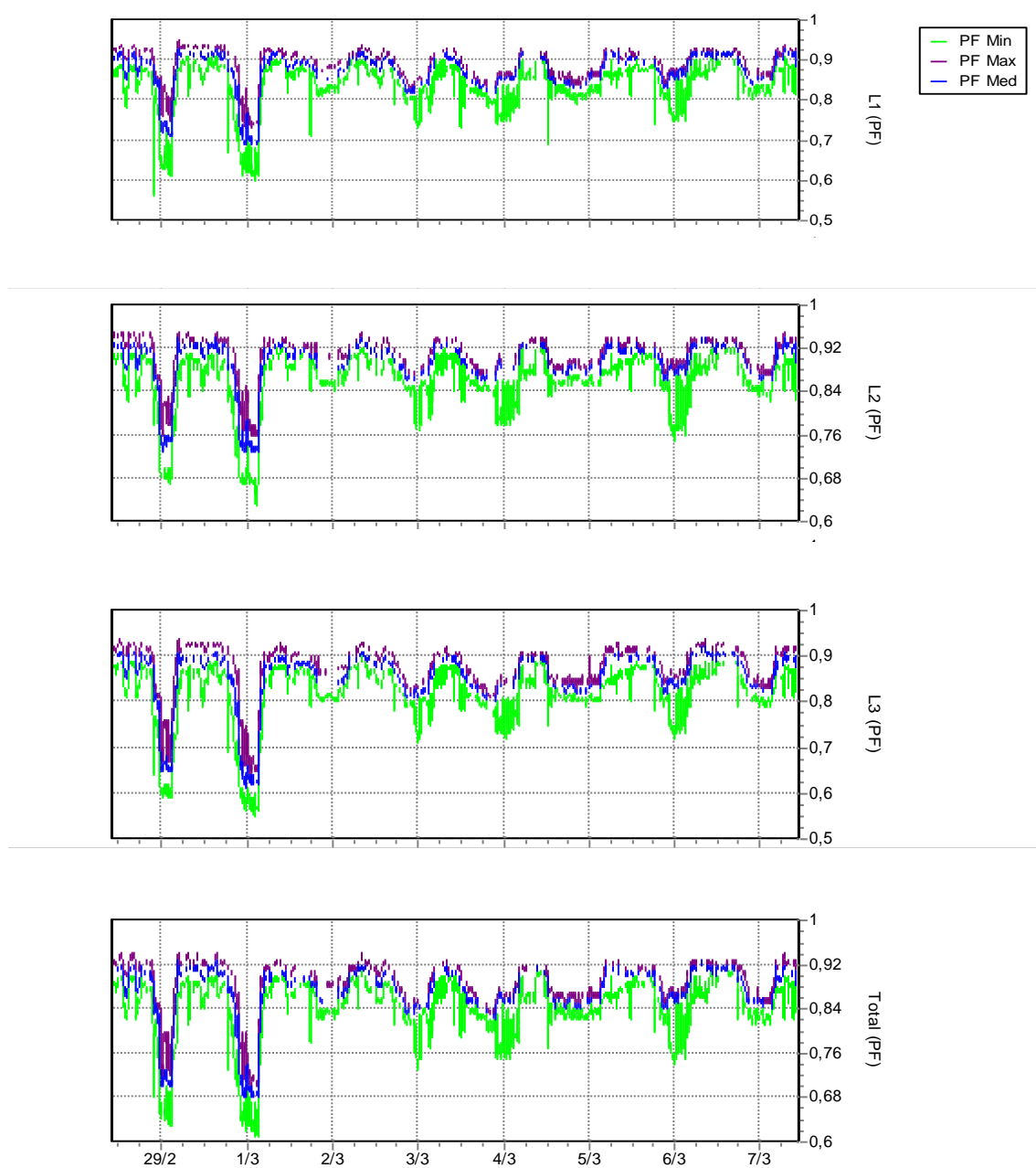


Figura 20. Gráficos del factor de Potencia

Fuente: Autor

En la Figura 21 se observa un comportamiento parecido en cada fase y total del factor de potencia. Se puede apreciar en las tres fases que en todos los días de medición desde las 4:43 am a 21:43 pm los factores de potencia máximos se aproximan a 0,96 y los promedios es de aproximadamente de 0,9. En las horas

fuera del intervalo de tiempo mencionado, se visualiza un factor de potencia aproximado de 0,8 a 0.87, con la particularidad en las madrugadas del Jueves 29 y Viernes 1 que presentan FP de 0.66 a 0.76 en promedio. Estas alteraciones del factor de potencia han llevado a una penalización mensual promedio de 100 dólares, costos que pueden ser eliminados por la adaptación del banco de condensadores que dispone la empresa y no generará ninguna inversión adicional, al contrario los beneficios económicos obtenidos por este aspecto llegarán a ser de 1200 dólares anuales.

4.2.1.5 Frecuencia

La Figura 20 se puede observar que la frecuencia se encuentra dentro de los límites aceptables, los cuales se encuentran entre 59.8 a 60.2 Hz.

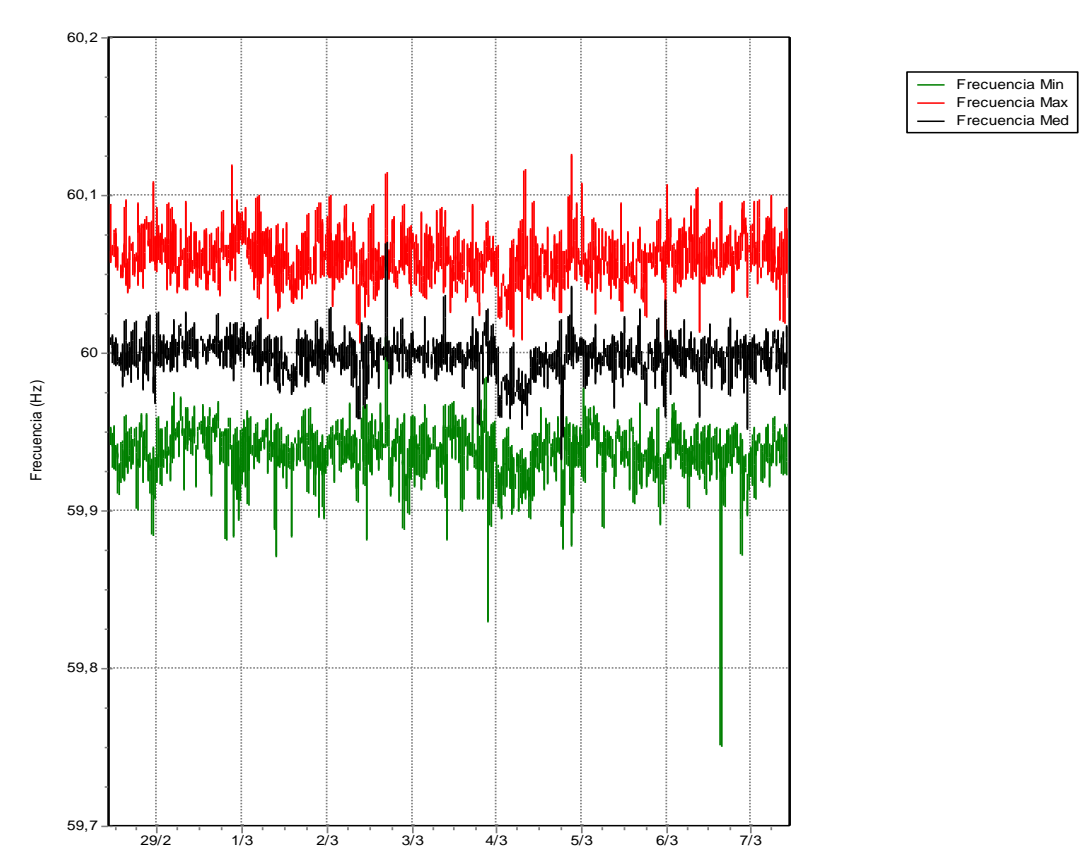


Figura 21. Curva de Frecuencias.

Fuente: Autor



En la siguiente tabla se presenta valores de tensión y corriente registrados durante la medición, en las cuales según la normativa para tensión y corriente, no se excede los límites que se encuentra como mínimo de 0,6 V hasta 1 V.

Mientras que para la corriente, la corriente máxima registrada excede el límite de los 10 Amperios, pero el promedio de la medición se encuentra por debajo del límite.

Tabla 26. Tensión y Corriente en Neutro

MAGNITUD	Mín	Promedio	Máximo
Tensión por neutro (V)	0.03	0.0507	0.12
Corriente por neutro (A)	2	7.891	22

Fuente: CEA

La corriente máxima circulante supera los 10 Amperios en los días de medición, debido al arranque en conjunto de los equipos ó máquinas, tales como los que se encuentran en las áreas de Calderos o en Control de Ozonificación, que está en entre las cargas más representativas en la industria.

4.2.1.6 Energía

La energía total promedio registrada por el equipo de Calidad de Energía durante la medición es de

Tabla 27. Valores Promedios de Consumo de Energía

Energía		
Activa (Wh)	Aparente (VAh)	Reactiva (VARh)
6053742.83	4393388.36	8936718.51

Fuente: CEA



Se aprecia consumos diarios de potencia considerables de 4 am a 7 pm, sin excepción de Sábado y Domingo, siendo el día Sábado donde se encuentra la mayor demanda de Energía Activa aproximándose a los 7900 Wh en la fase B, mientras en las fases A y C a los 7500 Wh y 22900 en las tres fases.

Se observa también que no se presentan reactivos negativos.

4.2.1.7 Huecos y picos

No se presentan estas alteraciones durante el periodo de medición.

4.3 Resultados del Sistema Térmico

Tabla 28. Medidas de Parámetros de los Calderos

PARAMETRO	VALORES PARA EL CALDERO N°3	VALORES PARA EL CALDERO N°2
O ₂	6,79 %	8,73 %
CO	0,75 ppm	0,04 ppm
NO _x	48,71 ppm	45,66 ppm
SO ₂	59,05 ppm	56,25 ppm
CO ₂	10,29 %	8,88 %
Temperatura Ambiente	29 °C	30 °C
Temperatura Media Gases Chimenea	188 °C	190 °C
Numero de Humo (Bomba Bacharat)	0	0
Eficiencia	84,73%	82,28%
Pérdidas	15,27 %	17,72 %
Fórmula de combustible	Carbono	86%
	Hidrógeno	13,85 %
	Azufre	0,15 %
Relación real Aire combustible	21,10	24,27
Relación teórica Aire combustible	14,59	14,59
Exceso de Aire	44,56%	66,33 %



Tabla 29. Cálculo del Rendimiento de Combustión por Ecuaciones Estequiométricas

Parámetro.	Cantidades (kcal/h).	Porcentajes. (%)	Calor para el caldero.
Calor que entra.	1969017,822	100	1700683,177
Calor que se pierde con el agua del combustible.	0	0,00	Porcentaje %.
Calor que se pierde con el agua de combustión.	116863,2746	5,94	<u>86.37</u>
Calor que se pierde con el agua del comburente.	2804,082202	0,06	Rendimiento del Combustión
Calor que se pierde con los humerales secos.	69903,11566	1,54	
Calor que se pierde con gases sin quemar en los humerales.	3,459220116	0,00	
Calor que se pierde con el carbón contenido en las cenizas.	0	0,00	
Calor que se pierde por indeterminados.	78760,71288	4,00	
		<u>Total.</u>	
		<u>13,628</u>	

Fuente: Autor

4.4 IDENTIFICACIÓN DE POTENCIALES DE AHORRO ENERGÉTICO Y ECONÓMICO

4.4 .1 Sistemas de abastecimiento Eléctrico

4.4.1.1 Disminución de costos por mejoras en sistema de refrigeración

Con ajustes del compresor se logra mejora el COP frente al rendimiento esperado, proporciona un mejoramiento en el rendimiento isentrópico que ayuda a la vida útil de equipo, sin embargo si se realizar el cambio del compresor semihermético a un



compresor scroll, disminuirá el consumo de electricidad, pero sin variar el funcionamiento ni en el ciclo de refrigeración.

Tabla 30 Costos por cambio de compresor en el sistema de refrigeración

Compresor	KW-h	Horas de trabajo	Días al año	Total de energía consumida al año	Costo del kWh	Total costo de operación al año
Semihermético	26,11	16	360	150 393,6	0,0913	13 730,93
Scroll	11,19	16	360	64 454,4	0,0913	5 884,68

Fuente: Autor

Como se observa en la tabla 30 existe un ahorro de 7846,24 dólares al año por operación con el compresor scroll, con una inversión inicial de 1080 dólares debido al cambio de compresor que poseen una nueva tecnología y mayor eficiencia que los semiherméticos debido a una menor cantidad de partes móviles, baja velocidad de deslizamiento, menor espaciado, y menor cantidad de fugas.

4.4.1.2 Disminución de costos por penalizaciones

Lácteos San Antonio presentó penalizaciones los meses de julio, agosto, septiembre y octubre debidos al Factor de Potencia

Tabla 31 Costos de penalización por Factor de Potencia

Mes	2011	2012	2013
Enero	0	0	0
Febrero	0	0	0
Marzo	0	0	0
Abril	0	0	
Mayo	0	0	
Junio	0	0	
Julio	0	98,7	
Agosto	0	125,5	
Septiembre	0	36,01	
Octubre	0	107,09	
Noviembre	0	0	
Diciembre	0	0	
		367,3	

Fuente: Autor

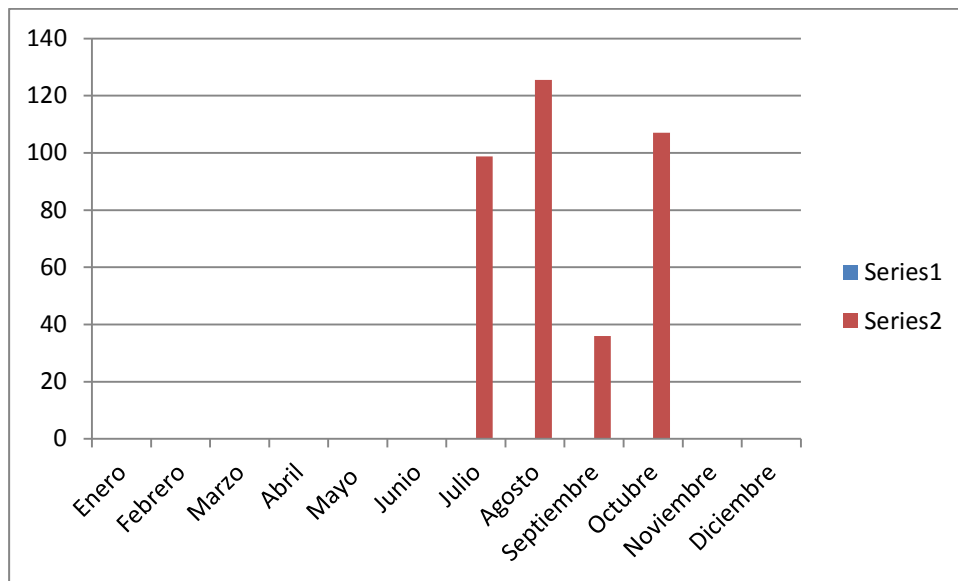


Figura 22 Variación de Costos de Penalización en el 2011

Fuente: Autor

Como se observa en la figura 24, no existe un comportamiento en estos datos se deduce que el costo promedio de penalización es de 91,825 dólares al mes lo que en un año estaría resultando en un costo de 1 101,9 dólares que fue corregido sin necesidad de una inversión adicional, ya que a través del departamento de mantenimiento se conecto el banco de condensadores.

4.4 .2 Sistemas de abastecimiento Térmico

4.4 .2 .1 Reducción de Costos por disminución de combustibles

Si se adquieren los dos magnetizer, estos representan una inversión inicial de 1356 dólares. Sin embargo, estos equipos permitirán disminuir el consumo de combustible entre 10 a 20 %, si tomamos solo una reducción del 10 % y traduciendo a costos tendremos una reducción de 36 500 dólares en un año, así:



Tabla 32 Ahorro económico en combustible por Incorporación de Magnetizer

Galones de diesel por día	total de días	Costo total	Ahorro de dinero	Costo final
1 000	365	365 000	36 500	328 500

Fuente: Autor

En la colocación de magnetizer observamos un ahorro de 36 500 dólares anuales. Desde el punto de vista técnico la instalación del magnetizer es posible teniendo como únicos requisitos el tamaño de tubería de ingreso de combustible y las condiciones de presión atmosférica, sin embargo el funcionamiento del magnetizer requiere una calibración del exceso de aire de combustión y de la cantidad de combustible.

4.4 .2 .2 Reducción de Costos por disminución del exceso de aire

En base a la ecuación de la empresa metrogas que indica:

Ahorro de dinero= Consumo de combustible*(1-E1/E2)*Costo de combustible

Siendo E1 la eficiencia en las condiciones actuales y E2 la eficiencia con el ajuste de el exceso de aire.

E1= 84,73%

Si reducimos el exceso de aire se podría obtener un E2= 86%

Y si el consumo de combustible por día es de 1000 galones en el 2011 y el costo es de 1,03 dólares el galón el ahorro por día fuera de 15,20 dólares lo que en el año representa 5 549 dólares.

Las mejoras energéticas realizadas traen consigo disminución de costos en el proceso productivo, a continuación se indican tablas con egresos y ahorros económicos en la empresa lácteos San Antonio.



Tabla 33 Egresos por Programa de Eficiencia Energética

Elemento	Egresos
Compresor scroll	1 080
Magnetizer	1 356
Costo por análisis de gases	450
Costo por análisis de energía eléctrica	2 000
Total	4 886

Fuente: Autor

Tabla 34: Ingresos por Programa de Eficiencia Energética

Elemento	Ahorro Económico
Cambio de compresor	7 846,24
Eliminación de penalización	734,6
Consumo de diesel al poseer magnetizer	36 500
Corrección de exceso aire	5 549
Total de Ahorro	50 629,84

Fuente: Autor

El beneficio económico neto para la empresa es de 45 743,84 dólares anuales y diariamente de 125,32 dólares.



CAPITULO V: DISCUSIÓN

5.1 Discusión de resultados del Sistema de Refrigeración

Los equipos de refrigeración pueden llegar a suponer más del 30 % del consumo energético en muchos establecimientos, puesto que operan usualmente 24 horas al día y tienen vidas útiles de más de 10 años. Es por ello que incluso pequeños ahorros energéticos obtenidos del sistema pueden rentabilizarse rápidamente. (Energética, 2010)

La mejora de las condiciones de operación son medidas de bajo o nulo costo que alargan la vida útil de los equipos y no implican necesariamente ahorros despreciables.

Con un buen mantenimiento se puede alcanzar hasta un 25 % de reducción de los costos de operación. Este mantenimiento debe incluir:

- Limpieza de los serpentines del evaporador y limpieza del condensador.
- Realización de una inspección frecuente de cada uno de los componentes del sistema como compresor, motor, etc.
- Comprobación de la cantidad de gas en el circuito de refrigeración.

Un buen aislamiento es requerido en los equipos de refrigeración, ya que la producción de frío es usualmente más cara que la de calor. Es necesario la revisión de:

- La línea fría del refrigerante en el sistema está correctamente aislada.

El cambio de algunas piezas del sistema de refrigeración existente puede mejorar significativamente el rendimiento global de la instalación. Los ahorros varían entre un 1 y un 20 %, dependiendo de la tecnología empleada. A continuación se detalla una serie de equipos que pueden mejorar la eficiencia de los equipos.

- Existen ventiladores de alta eficiencia para el evaporador y condensador que necesitan menos energía para operar y generan menos calor, por lo que reducen la carga a refrigerar. El ahorro potencial de energía se estima entre el 3 y 15 %.



- También hay sistemas de compresión de alta eficiencia que permiten ahorros entre el 6 y 16 %, dependiendo del equipo de refrigeración empleado.
- Los amplificadores de presión de la línea líquida son pequeñas bombas de refrigeración situadas después del condensador, que aumentan la presión del refrigerante líquido antes de entrar a la válvula de expansión. Este aumento de presión proporciona un sub-enfriamiento del refrigerante, mejorando la eficiencia del sistema, pueden ahorrar hasta un 20 %. Esta mejora se consigue al cambiar el compresor semihermético por un scroll cuya inversión para el equipo chiller que dispone la industria es de 1 080 dólares y sus ventajas se ven reflejadas en un mejoramiento del rendimiento isentrópico y paralelamente disminuirá el consumo eléctrico existiendo un ahorro de 7 846,248 dólares anuales.

Una medida a corto plazo es realizar ajustes en el compresor para elevar la temperatura de trabajo en el condensador desde 43 °C a 60 °C, teniendo un área mayor que proporcionará un mayor rendimiento del ciclo de refrigeración.

Considerando las Características del equipo es posible ya que la condensación puede llevarse a cabo hasta con temperaturas de alrededor de los 65 °C pero para tener un margen de control se realiza a 60 °C, dichas características fueron encontradas en los manuales de Copeland, y a continuación se expone el diagrama para el refrigerante R22.

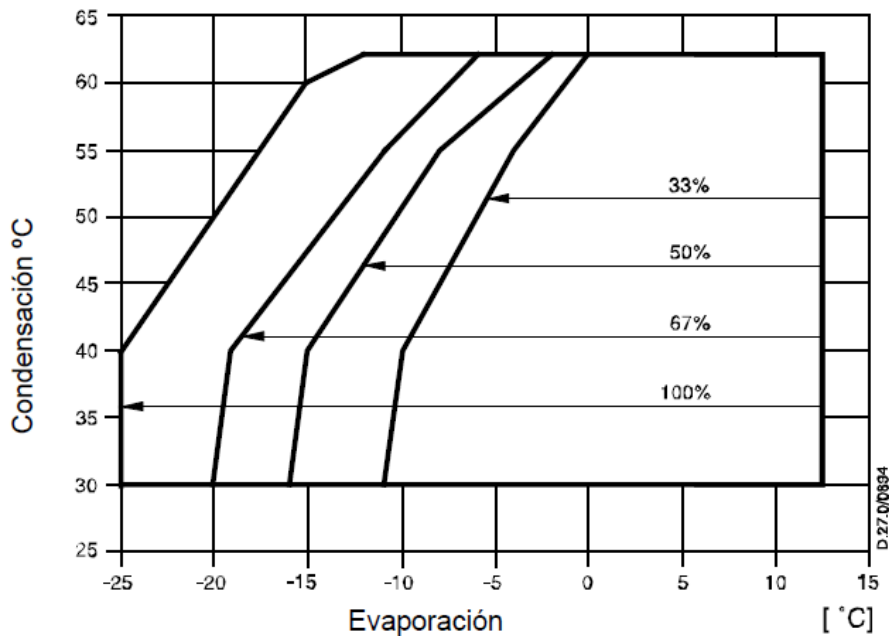


Figura 23. Diagrama de relación entre el Condensador y el Evaporador en el Ciclo de Refrigeración

Fuente: Manual Copeland Sección Semiherméticos 2012

Con ello se determinan nuevas propiedades termodinámicas que dan un rendimiento de Carnot de 3,56.

Considerando una pérdida normal para la práctica del 25% se consigue un valor de 2,67 y el efecto frigorífico de 2,11

Siendo 2,1 un valor aceptable para el trabajo, con los beneficios económicos que esto traería y con soluciones prácticas y sin costos adicionales para el departamento técnico de Lácteos san Antonio.

5.2 Discusión de resultados Sistemas de Energía Eléctrica

La energía, especialmente la eléctrica, es un recurso con gran incidencia en los procesos productivos y en los actos cotidianos, íntimamente relacionado con el confort, la calidad de vida y el desarrollo económico.



Las pérdidas energéticas se producen en todas las partes de una instalación eléctrica. Esto es, generación, transporte, distribución y consumo. Las empresas, para conseguir ahorros, pueden actuar tan sólo sobre su consumo eléctrico, por lo tanto, el ahorro de energía se centrará en los procesos de producción (Schneider Electric España, 2008)

“La eficiencia de un sistema energético se define como el cociente entre la potencia de salida (que es igual a la potencia de entrada menos las pérdidas) y la potencia de entrada al sistema”.

El trabajo eficiente de los motores eléctricos, unido a una buena instalación eléctrica-mecánica, la instalación de condensadores para corregir el factor de potencia ($\cos \varphi$) y la adecuación de los niveles de iluminación según el área de trabajo.

5.2.1 Análisis de posibles mejoras en las curvas de carga

Según la normativa de desbalance de tensión y corriente, tomando las corrientes promedio se obtiene un desbalance de corriente de 4.10%, estando dentro de los límites (desbalance de un 5% a 20%).

Por lo general los desbalances de corriente son debidos al comportamiento de las cargas presentes en la empresa, tales como colocación de cargas monofásicas principalmente en una de las fases.

Al trabajar con máquinas trifásicas, las cuales al arrancar o encenderse se presenta un incremento de corriente, si se arrancan varias máquinas al mismo tiempo se apreciaría el incremento temporal considerable de corriente, y debido a este efecto otros equipos pueden apagarse o funcionar de manera incorrecta.

Una manera apropiada de seguir sin desbalances de tensión y corriente sería elaborar un cronograma para evitar el arranque de varias máquinas al mismo tiempo.



5.2.2 Análisis de posibles mejoras en el factor de potencia

Una buena gestión del consumo de energía reactiva proporciona ventajas económicas.

La instalación de condensadores de potencia permite al consumidor reducir la factura eléctrica al mantener el nivel de consumo de potencia reactiva por debajo del valor penalizable.

Una carga inductiva con un bajo factor de potencia hace que los generadores y los sistemas de transmisión/distribución entreguen la corriente reactiva (retrasando la tensión del sistema en 90 grados) con pérdidas de energía asociadas y caídas de tensión.

Si se añade a la carga una batería de condensadores, su corriente reactiva (capacitiva) recorrerá la misma trayectoria a través del sistema de alimentación que la de la corriente reactiva de carga. Como esta corriente capacitiva I_C (que desfasa la tensión 90 grados) está en oposición de fase directa a la corriente reactiva de carga (I_L), los dos componentes que fluyen a través de la misma trayectoria se anularán mutuamente, de tal forma que si la batería de condensadores es suficientemente grande e $I_C = I_L$, no habrá flujo de corriente reactiva en el sistema aguas arriba de los condensadores.

Aunque la penalización por alteraciones es baja en la actualidad una manera de evitar este inconveniente y de garantizar el funcionamiento adecuado, es instalar una batería de condensadores. Esta es una forma de ahorrar en gastos de energía eléctrica. Para Industria Lácteos San Antonio se dispone de un banco de condensadores que no es ocupado en la actualidad, sin embargo su adaptación no tendrá costo adjunto y sus beneficios económicos por penalización serán de 1200 dólares por año.

La batería de condensadores debe ser instalada en triángulo a la línea de distribución para lograr corregir el factor de potencia a un valor de $\cos\phi T' = 0.97$, resultando el medio más económico para reducir el factor de potencia y mejorar el servicio interno en un 20% en los equipos eléctricos. Los condensadores se



pueden fabricar en configuraciones distintas y son muy sensibles a las armónicas en la red.

5.2.3 Análisis de posibles mejoras en componentes armónicos

Para el caso de Lácteos San Antonio se observan los armónicos presentes en cada fase, y los niveles de perturbación en las diferentes fases no excede al límite del 8% de acuerdo con la Regulación 004/01, de manera que no se presenta ninguna ocurrencia.

Pero si en un futuro existieran armónicos que superen el límite permitido podemos recurrir a filtros que normalicen sus valores. Entre los principales filtros tenemos:

- Filtros pasivos.
- Filtros activos.
- Filtros híbridos.

5.3 **Discusión de resultados** Sistemas de generación y distribución de vapor

Como se observa en párrafos anteriores la eficiencia de combustión para el caso del caldero 3 es del 84,73% calculado con el programa y mediante las ecuaciones de combustión un valor 86,37 % observándose variación mínima de este parámetro, y si estos se comparan con el rendimiento calorífico en caliente que puede alcanzar un 92 % a nivel del mar (Vian-Ocon, 1972) evidenciamos posibilidades de mejoras en el proceso de combustión

Con proyección a la reducción del consumo de energía y a la limitación de las emisiones de dióxido de carbono, se requiere establecer medidas necesarias para una inspección periódica de las calderas.

El rendimiento de una caldera no podrá ser inferior al 60% basados en procesos tecnológicos para que el trabajo sea adecuado (Bernal, 2008), y comparado con



el rendimiento estacional (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, 2007), pero debido a las condiciones de trabajo y a las variaciones de las propiedades del combustible no se puede sugerir un valor exacto de eficiencia de la combustión.

5.3.1 Análisis de posible reducción de la presión de trabajo en la caldera

Reduciendo la presión de la caldera, algunas de las pérdidas de calor a la transmisión se pueden reducir levemente. Sin embargo un efecto secundario de la reducción de presión de la caldera es el enfriamiento de los humerales y en consecuencia puede bajar la eficiencia (Junta de Castilla y León, 2009), por ello es preciso iniciar por regular el exceso de aire considerando que un valor óptimo de exceso de aire se encuentra entre un 15 al 20 % y para el caldero N°2 se tiene un valor alrededor del 65 % y para el caldero N° 3 se tiene un valor de 44 %, pudiendo disminuir en ambos calderos hasta el 25 o 30 % y de inmediato efectuar un nuevo análisis de humerales para verificar el rendimiento de los calderos. Al reducir el exceso de aire sin ningún tipo de inversión la eficiencia podría subir desde 84 a 86% lo que implica un ahorro de combustible que por día se traduce en 15,20 dólares resultando en el año representa 5549 dólares.

5.4. Ubicación de Compresores

Los compresores tienen una zona específica para su ubicación, estos se encuentran en la zona de calderos y sus instalaciones se encuentran en buenas condiciones y todas están protegidas por tubería metálica y al ser instalaciones nuevas no presentan fugas.

5.4.1 Reducción de Fugas de Aire Comprimido

Si en un futuro existieran fugas debemos tener presente que:

- Las fugas de aire comprimido son la mayor y más importante fuente de desperdicio de energía en la mayoría de estos sistemas. El volumen de pérdidas aumenta con la presión y las horas de operación del sistema. Y las



pérdidas de aire aumentan directamente proporcional al cuadrado del diámetro del agujero.

- Un método para obtener el costo que representan las fugas es cronometrar el ciclaje de servicio del compresor necesario para mantener la presión en el sistema, con todo el equipo alimentador previamente desconectado en su totalidad.
- La lubricación correcta y el mantenimiento apropiado de las transmisiones, la limpieza y el reemplazo oportuno de los filtros de aire de succión son parte del mantenimiento que pueden originar ahorros.



CAPITULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES GENERALES DE LA PRODUCCION DE LA EMPRESA

1. En Industria Lácteos San Antonio, con apoyo de la Universidad de Cuenca, es la primera vez que se realiza un programa de eficiencia energética térmica y eléctrica.
2. Se ha encontrado que Lácteos San Antonio no cuenta con registros actualizados de los diferentes equipos, ni de desempeño de estos. Además carece de información actualizada del funcionamiento de los equipos que permitan obtener la máxima eficiencia como herramienta de mejora continua.
3. Industria San Antonio al año tiene un promedio de consumo de aproximadamente 874 330 kWh lo que corresponde a un promedio mensual de 72 860 kWh lo cual representa un costo de \$ 1' 468 548,56 anuales. En lo que se refiere a combustible se consumen un total de 365 000 galones de diesel, lo que representa para la empresa un costo de \$365 000. Es decir, que la empresa al año tiene un costo de 1 833 548 dólares por concepto de energéticos. Pero los costos por energía eléctrica y por combustible pueden generar ahorros significativos a la empresa que pueden llegar a ser de 50 629,84 dólares anuales con una inversión al año de 4 886 dólares, resultando los egresos un 10 % de los beneficios económicos que puede obtener Lácteos san Antonio. Este ahorro representa el 3 % de los gastos actuales por concepto de energía térmica y eléctrica.
4. Debido a que Industria San Antonio procesa anualmente un promedio de 6' 597 803 litros de leche esto corresponde a un costo específico energético de aproximadamente \$0.28 USD/litro.
5. El presente estudio constituye un beneficio para la Empresa Lácteos san Antonio que servirá de línea base para futuros estudios que podrán ampliarse al análisis individual de cada uno de los equipos que se encuentran en la industria y mantener un plan de mejora continua.



RECOMENDACIONES GENERALES

- 1.- Disponer de información actualizada, planos y diagramas de las instalaciones de la empresa hará que cualquier trabajo que se vaya a realizar en un futuro en la empresa sea un fiel representativo de la realidad que vive la organización.
- 2.- Llevar un historial de funcionamiento y mantenimiento diario o periódico de los equipos de la empresa hará que los trabajos de reparación de los mismos se realicen con más prontitud, porque siempre que se cuenta con el historial de una máquina cualquiera se tiene en la empresa un stock de repuesto de aquella.
- 3.- A futuro, para toda mejora que se vaya a realizar en la empresa se procurará que de por medio exista un estudio de la necesidad a satisfacer, ya que esto nos permitirá en un tiempo dado, dar de baja o amortizar dicha máquina cuando esta haya cumplido su vida útil.

6.2 CONCLUSIONES SISTEMA DE REFRIGERACIÓN CON CLORODIFLUORMETANO

1. El sistema de refrigeración con clorodifluormetano R22 de Industria Lácteos San Antonio presenta alta seguridad y de adaptabilidad para el tipo de industria, el inconveniente es que las averías solo son detectables cuando el sistema ya se ha quedado sin gas.
2. Los rangos de operación del equipo de refrigeración se encuentran dentro de los parámetros permitidos por el fabricante en lo que se refiere a presiones y temperaturas, pero no se encuentran obteniendo su máximo rendimiento.
3. El rendimiento de Carnot se encuentra en un valor de 4,64 y el COP en 2,18 lo cual demuestra que el rendimiento del equipo Chiller está por debajo de lo esperado, provocando de esta manera pérdidas económicas para la empresa.
4. Actualmente el sistema de refrigeración no demuestra pérdidas de temperatura debido a que existe un aislamiento adecuado.



5. La principal oportunidad de mejora energética que se detectó en el sistema de refrigeración es la adaptabilidad del compresor para trabajar a una temperatura de 60°C, que está dentro de los parámetros expuestos por la casa comercial de los compresores Copeland (sin que se vean afectados los procesos); esto proporcionaría un nuevo rendimiento teórico de 3,56 y un valor de COP de 2,11 similar al esperado. De esta oportunidad de mejora, la inversión es prácticamente nula.

RECOMENDACIONES PARA EL SISTEMA DE REFRIGERACIÓN

1.-Aislar con lana de vidrio de 2" de espesor y sellar el banco de hielo, ya sea con pared de madera o ladrillo; evitando en lo posible toda entrada de aire y calor proveniente del sol.

2.-Se debe mantener todas las superficies de los equipos lo más limpias que se puedan, ya que las suciedades como algas o lodo impiden una buena transferencia de calor y por lo tanto un desempeño eficiente del sistema.

3.-Se debe realizar un programa/cronograma de mantenimiento preventivo para el sistema de refrigeración, ya que esto permitirá al equipo funcionar dentro de los parámetros recomendados en esta auditoría.

4.-Para mantener la eficiencia del ciclo de refrigeración en los valores propuestos en este proyecto, es necesario que el personal de mantenimiento conozca sobre los parámetros que rigen el sistema de refrigeración.

6.3 CONCLUSIONES DEL SISTEMA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1. En base al estudio de calidad energética se analizó el consumo de energía eléctrica, producción y la carga instalada para visualizar el funcionamiento y comportamiento eléctrico en la fábrica.

2. La energía consumida en el año 2010 y 2011 está muy por debajo de la carga estimada (que se ha podido valorar con el levantamiento de carga en la empresa). Esto se debe a que los equipos no trabajan en conjunto o su uso no



es igual a la potencia nominal establecida en su placa. Se evidencia que existe un comportamiento similar entre las curvas de Energía Activa y Reactiva.

3. Las curvas de consumo y producción tienen una correspondencia entre sí, lo cual indica que no han existido consumos eléctricos notables externos a la producción que deban ser investigados.

4. La corriente en las tres fases se eleva notablemente desde las 7 am hasta las 7 pm, presentándose corrientes mínimas de 210 Amperios en adelante y las corrientes máximas que bordean los 440 Amperios.

5. Luego del análisis de los resultados, la fase B presenta el mayor pico de flicker de aproximadamente 1,2: este pico se presenta el día Jueves 01 de Marzo, en la madrugada (entre las 4:33 am a 6:33 am), puede ser debido al arranque o parado de máquinas de carga considerable. Las fases A y C tienen un comportamiento parecido con flickers que no superan a la unidad presentando picos máximos aproximadamente de 0,5. Las tres fases se encuentran cumpliendo con la Regulación CONELEC 004/01, estando dentro del rango referido al periodo de medición.

6. Los niveles de perturbación por armónicos en las diferentes fases no exceden al límite del 8% de acuerdo con la Regulación 004/01.

7. Se observa un comportamiento similar del factor de potencia y se puede apreciar en las tres fases que en todos los días de medición, desde las 4:43 am a 21:43 pm los factores de potencia máximos se aproximan a 0,96 y los promedios es de aproximadamente de 0,90. En las horas fuera del intervalo de tiempo mencionado, se visualiza un factor de potencia aproximado de 0,8 a 0,87, con la particularidad en las madrugadas del Jueves 29 y Viernes 1 que presentan FP de 0,66 a 0,76 en promedio.

8. Los valores de tensión y corriente registrados durante la medición, en las cuales según la normativa para tensión y corriente, no se excede los límites que se encuentra como mínimo de 0,6V hasta 1V. Mientras que para la corriente, la



corriente máxima registrada excede el límite de los 10 Amperios, pero el promedio de la medición se encuentra por debajo del límite.

9. Se considera que elaborar un cronograma de arranque de máquinas, podría evitar futuros desbalances de tensión y corriente.

10. Aunque la penalización por alteraciones es baja según lo observado, una manera de evitar este problema en un futuro, es mantener una batería de condensadores bien dimensionada. Las baterías de condensadores son el medio más económico para reducir el factor de potencia y mejorar significativamente el servicio interno en los equipos eléctricos.

11. Los armónicos presentes en cada fase, y los niveles de perturbación en las diferentes fases no excede al límite del 8% de acuerdo con la Regulación 004/01, de manera que no se presenta ninguna ocurrencia. Pero si en un futuro existieran armónicos que superen el límite permitido se podría recurrir a filtros que normalicen sus valores.

12. Se sugiere que para evitar los picos de corriente, se enciendan las máquinas secuencialmente.

13. Las principales fuentes de mejora que se detectaron en el sistema de energía eléctrica son: mejoramiento del bajo factor de potencia por medio de un banco de condensadores, cambio de motores que cumplieron su vida útil por motores eficientes. Esto fue realizado por la empresa en el último semestre de 2012.

RECOMENDACIONES PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO

1. Se sugiere que para evitar los picos de corriente, realizar un arranque secuencial.

2. En función del crecimiento del número de equipos y demanda energética se deberá a futuro aumentar la capacidad del Banco de Capacitores para cumplir con la Regulación CONELEC 004/01.



3. Distribuir el arranque y parada de máquinas, como por ejemplo un horario de producción. Equilibrar cargas monofásicas.
4. Al minimizar la operación de motores sin carga o con baja carga, paralelamente se sugieren sustituir los motores convencionales por motores de alta eficiencia. No obstante, se debe considerar que los motores de alta eficiencia deben operarse a su capacidad óptima. En anexos 7 se encuentra una guía para el trabajo de motores.

6.4 CONCLUSIONES DEL SISTEMA DE GENERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE VAPOR

1. En la empresa existen dos calderos de marca LOSS INTERNATIONAL, pirotubular de procedencia estadounidense.
2. El vapor generado por esta caldera se utiliza para el funcionamiento de equipos de pasteurización, elaboración de yogurt, limpieza de la planta, entre otros y requiere un trabajo permanente todos los días del año.
3. La eficiencia del caldero N°2 es de 82,28% y una temperatura de gases de 190°C mientras que para el caldero N°3 la eficiencia es de 84,73% y la temperatura de los gases de combustión es de 188°C, lo cual representa una buena combustión y valores de emisión de gases dentro de los rangos normativos permitidos.
4. Aunque la eficiencia de los calderos es alta considerando la presión atmosférica de la ciudad y otros factores, esta podría ser incrementada con adaptaciones realizadas en el sistema de combustión, las cuales implican un bajo costo de inversión y en algunos casos no representa ningún costo adjunto.
5. La operación de la caldera con una cantidad limitada de exceso de aire podría minimizar la pérdida de calor en la chimenea y por ende la eficiencia de la combustión. La temperatura en la chimenea y las concentraciones de oxígeno (o dióxido de carbono) son los principales indicadores de la eficiencia de la combustión. Para los calderos el exceso de aire debe encontrarse entre un valor



entre 15 al 30 %, para el caldero N°2 se tiene un valor alrededor del 65 % y para el caldero N° 3 se tiene un valor de 44 %, pudiendo disminuir en ambos calderos hasta el 15 o 30 % y de inmediato efectuar un nuevo análisis de humerales para verificar el rendimiento de los calderos.

7. El funcionamiento del sistema de vapor debe ser completo ya que al funcionar dos o más calderas, la eficacia se mejora mediante el escalonamiento de éstas de modo que la carga combinada funcione en la eficacia máxima.

RECOMENDACIONES PARA EL SISTEMA DE GENERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE VAPOR

1.-La sostenibilidad del ahorro energético en el sistema de generación y distribución de vapor en el tiempo, es posible únicamente a través de un monitoreo instrumentado periódico de los gases de combustión.

2. Las principales mejoras a realizarse en el sistema de vapor son: regulación del exceso de aire, colocación un dispositivo magnético para ahorro de combustible diesel y colocación de filtros en las líneas de flujo de los calderos.

Reflexión Final

La proyección de esta investigación es establecer un material de consulta para que las empresas de la ciudad de Cuenca incursionen en los beneficios de programas de eficiencia energética, ello implica una revisión detallada de todos los factores que tienen afectación sobre el consumo energético y que ésta tesis ha mencionado. Además de este recorrido de investigación, podrían surgir futuras líneas de investigación, como el análisis del uso de determinadas estrategias energéticas, sus costos de instalación y mantenimiento, la diferencia existente entre el ahorro energético real de una industria en relación al que se estima teóricamente.



REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Ansuategui, A. (2003). LA EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA DE LA. *IKERLANAK* , 36.
- Bernal, S. (2008). Curso de Ingeniería de Vapor. *Ingeniería de Vapor* . Cuenca, Azuay, Ecuador.
- Boonekamp, P. G. (1998). Monitoring the energy use of households using a simulation model. *ELSEVIER* , 7.
- Bylund, M. G. (1996). *Manual de Industrias Lácteas*.
- Carl Blumsteina,* , Charles Goldmanb, Galen Barboseb. (2003). Who should administer energy-efficiency programs? *ELSEVIER* , 15.
- Comisión Nacional de Ahorro de Energía. (2005). *Eficiencia en Calderas y Combustión*. Mexico: Apoyo al sector privado.
- Conti, G. d. (2010). *Planeamiento Energético*. Sao Paulo: Congreso Brasileño de energía.
- Energética, U. d. (2010). *Manual de Eficiencia Energética*. Salvador.
- Energía, A. I. (2010). *Matriz Energética Mundial*. Mexico: A.I.E.
- Author, Energy saving and energy efficiency concepts for policy making. (2009). *ELSEVIER* , 4787.
- Becchis F., Stegc L., Russolillo D., Oikonomou V., Energy saving and energy efficiency concepts for policy making, *Energy Policy* 37 (2009) 4787–4796.
- Fleiter, T. (2011). Barriers to energy efficiency in industrial bottom-up energy. *ELSEVIER* , 3099.
- Fossa, A. (21 de Enero de 2013). Proyecto de Eficiencia Energética Industrial. *Sistemas de Gestión de Energía* . Cuenca, Azuay, Ecuador: Ministerio de Electricidad y Energías Renovables.
- Harper, G. E. (1999). *El ABC de la Calidad de la Energía Eléctrica*. Limusa.
- Jonathan M. Cullen* , Julian M. Allwood. (2010). Theoretical efficiency limits for energy conversion devices. *ELSEVIER* , 2059.
- Junta de Castilla y León. (2009). *Mejoras Horizontales de Ahorro y Eficiencia Energética en el Sector Industrial*. Castilla.



- Kohan, A. L. (2005). *Manual de Calderas*. España: Mc Graw Hill.
- Márquez, R. L. *Eficiencia Térmica y Energética*. España: Centro Nacional de Producción más Limpia.
- McCabe-Smith. (2007). *Operaciones Unitarias*. México: Mc Graw Hill.
- Officers of the World Energy Council. (2007). *Energy Efficiency Policies around the World: Review and*. IONDON: World Energy Council.
- Overviewofcurrentenergy-efficiencypoliciesinChina. (2009). *ELSEVIER* , 6439.
- Pall, I. (2010). *Tecnologías de Separación*. *Pall* , 24.
- Peláez, R. (2010). *Eficiencia Energética. Módulo de Eficiencia Energética*. Cuenca.
- Perry. (2000). *Manual de Ingeniero Químico*. México: Mc Graw Hill.
- Poveda, M. (2007). *EFICIENCIA ENERGÉTICA: RECURSO NO APROVECHADO*. QUITO: OLADE.
- Ramirez, J. A. (2008). *Enciclopedia de la Climatización*. Madrid: ceac.
- Robert K.Dixon a,1, ElizabethMcGowanb, GannaOnysko a,n,2, RichardM.Scheer b. (2010). *US energyconservationandefficiencypolicies:Challengesandopportunities*. *ELSEVIER* , 6398.
- Schneider Electric España, S. (2008). *Guía de Diseño de Instalaciones Eléctricas*. Granada: Tecfoto.
- Silva, R. B. (1971). *Manual de Termodinámica y Transmisión de Calor*. Sao Paulo: Departamento de Ingeniería Mecánica.
- Vian-Ocon. (1972). *Elementos de Ingeniería Química*. Madrid: Aguilar.
- Villamar, C. G. (2007). *Tablas y Diagramas de Termodinámica*. Bogota: Departamento de Ciencias Térmicas.
- Wildi, T. (2007). *Máquinas Eléctricas y sistemas de Potencia*. México: Pearson.



ANEXO 1: DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS DE LÁCTEOS SAN ANTONIO

AREA DE LA PLANTA DE PRODUCCION	DESCRIPCION	CANTIDAD	Potencia (W)	HORAS DIARIAS)	DIAS / MES
Control de Ozonificación de Agua	Motor-B1	1	3700	20	30
Control de Ozonificación de Agua	Motor-B2	1	5600	20	30
Tablero de Control. Cisterna	Motor	1	2200	20	30
Tablero de Control . Cisterna	Motor	1	1500	20	30
Silo 60 000 ltrs	motor	2	2200	20	30
Calderos	Caldero 1	1	3500	22	L-D
Calderos	Caldero 2	1	7500	22	L-D
Calderos	Motor	1	5600	22	L-D
Calderos	Motor	1	5600	22	L-D
Caldero L00S	Motor	2	3000	22	L-D
Caldero L00S	Compresor	1	750	22	L-D
Caldero L00S	Motor	1	2200	22	L-D
Calderos	Bomba de Agua	1	5200	22	L-D
Container	Container 1	1	19000	16	L-D
Chiller					
Compresor 1	Motores	2	750	16	L-D
Compresor 2	Motores	3	750	16	L-D
Tanque 5	Motor - Silo 22000 lt	2	4000	20	30
Tanque 7	Motor - Silo 45000 lt	2	2200	20	30
Tanque 8	Motor - Silo 50000 lt	2	2200	20	30
Tanque 9	Motor - Silo 45000 lt	2	2200	20	30
Tanque 10	Motor - Silo 30000 lt	2	5500	20	30
Tanque 11	Motor - Silo 45000 lt	2	2200	20	30



Calentador de agua	Motor	2	3000	18	L-D
Caldero 3	Motor	7500	220	22	L-D
Area de mezclas	Equipo de Osmosis Inversa	1	3000	6	
Area de mezclas	Filtro CEPEN	1	132	6	
Zona de Calderos	Compressor de Tornillos	1	29000	24	30
Zona de Generadores	Banco de Frios	4	7460	24	30
Zona de Generadores	Bombas de banco de Hielos	4	2090	24	30
Zona de Generadores	Chiller 3	2	2090	24	30
Sala de EmbasodoYougurt	Tunel de Calor	1	12500	10	24
Sala de EmbasodoYougurt	Envasadora de botella de Yougurt	2	176	10	24
Sala de EmbasodoYougurt		2	176	3	24
Sala de EmbasodoYougurt	Envasadora de Vaso de Yougurt	1	550	6	24
Sala de EmbasodoYougurt		1	370	6	24
Sala de EmbasodoYougurt	Agitadores Marmitas	2	149	7	24
Sala de EmbasodoYougurt		1	0,25	7	24
Sala de EmbasodoYougurt		1	2230	7	24
Bodegas de Despacho	Bomba de agua 1	1	10	24	30
Bodegas de Despacho	Bomba de agua 2	1	15	24	30
Leche en Polvo (1era Planta)	Empacadora	1	10000	24	24
Leche en Polvo (1era Planta)	Motor	2	1100	24	24
Leche en Polvo (1era Planta)	Motor-Dosificador	1	370	24	24



Leche en Polvo (1era Planta)	Motor	1	1300	24	24
Leche en Polvo (1era Planta)	Motor	1	1500	24	24
Leche en Polvo (1era Planta)	Motor	1	370	24	24
Leche en Polvo (1era Planta)	Motor	1	1300	24	24
Leche en Polvo (1era Planta)	Banda Transportadora	1	370	24	24
Leche en Polvo (1era Planta)	Balanza Electrónica	1	230	24	24
Leche en Polvo (1era Planta)	Ventilador	1	2210	24	24
Leche en Polvo (2da Planta)	Motor	1	746	24	24
Leche en Polvo (2da Planta)	Motor	1	373	24	24
Leche en Polvo (2da Planta)	Motor	1	1100	24	24
leche en polvo 2da planta	motor	2	3500	24	26
leche en polvo 2da planta	motor	1	5500	24	26
leche en polvo 2da planta	motor	1	5520	24	26
leche en polvo 2da planta	motor	1	3700	24	26
leche en polvo 2da planta	valvula	12	1300	24	26
leche en polvo 2da planta	bomba	2	2200	24	26
leche en polvo 2da planta	bomba	3	1100	24	26
leche en polvo 2da planta	bomba	2	3000	24	26
leche en polvo 2da planta	ventilador	1	2210	24	26
leche en polvo 3ra planta	motor	1	18400	24	26
leche en polvo 3ra planta	motor	2	6300	24	26



leche en polvo 3ra planta	motor	1	7360	24	26
leche en polvo 3ra planta	motor	1	22000	24	26
leche en polvo 3ra planta	motor	1	750	24	26
leche en polvo 3ra planta	valvula	7	1300	24	26
leche en polvo 3ra planta	ventilador	1	2210	24	26
leche en polvo 3ra planta	calentador	1	16766	24	26
leche en polvo 3ra planta	bomba	1	1500	24	26
leche en polvo 3ra planta	bomba	1	4040	24	26
leche en polvo 4ta planta	motor	1	21300	24	26
leche en polvo 4ta planta	motor	1	3450	24	26
leche en polvo 4ta planta	motor	1	17300	24	26
leche en polvo 4ta planta	motor	1	36000	24	26
leche en polvo 4ta planta	ventilador	1	2210	24	26
leche en polvo 4ta planta	grua	1	1200	2	26
equipo de proceso	motor	1	150000	16	26
equipo de proceso	motor	1	1472	16	26
equipo de proceso	motor	1	7500	16	26
equipo de proceso	motor	1	88000	16	26
equipo de proceso	motor	1	1472	16	26
equipo de proceso	motor	1	750	16	26
equipo de proceso	motor	2	4000	16	26
equipo de proceso	motor	1	4048	16	26
equipo de proceso	motor	2	15000	16	26
equipo de proceso	motor	1	7500	16	26
equipo de proceso	motor	1	4048	16	26
equipo de proceso	motor	1	2200	16	26
equipo de proceso	motor	1	5500	16	26
equipo de proceso	ventilador	1	368	16	26
equipo de proceso	ventilador	3	500	16	26



ILUMINACIÓN DE LA PLANTA DE PRODUCCIÓN	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	HORAS DIARIAS DE USO (Horas)		
			Potencia (W)	DE USO (Horas)	DIAS / MES
Ozinificador de Agua	F	2	40	10	20
Recepción	F	4	40	8	20
Sala de Procesamiento de Crema	F	4	40		
Luminarias	O	6	300		
Leche en Polvo (1era Planta)	F	18	40	12	26
Leche en Polvo (2da Planta)	O	4	300	12	26
Leche en Polvo (3era Planta)	F	12	40	12	26
Leche en Polvo (4ta Planta)	F	14	40	12	26
Producción	O	13	300	12	26
Producción	F	5	40	12	26
Producción	F	12	40	12	26
Producción	F	4	40	12	26



ANEXO 2: CALIDAD DE ENERGÍA

MES	ENERGIA ACTIVA (kWh)	ENERGIA REACTIVA (kVA)	DEMANDA MAXIMA (kW)	FACTOR POTENCIA	FACT CORR DEMANDA
ene-10	171316	52308	464	0,956412	
feb-10	166010	55355	523	0,948652	0,56
mar-10	186985	59914	523	0,952308	0,50
abr-10	187820	61916	506	0,949726	0,66
may-10	209472	71726	553	0,946075	0,50
jun-10	229637	79182	582	0,945377	0,70
jul-10	226482	79656	561	0,943354	0,80
ago-10	229536	74566	627	0,951074	0,77
sep-10	244097	79699	706	0,950613	0,65
oct-10	268887	87525	704	0,950892	0,78
nov-10	272321	87054	714	0,952514	
dic-10	268547	87831	738	0,950457	
ene-11	260508	98454	799	0,935425	0,82
feb-11	244062	104321	754	0,919522	0,83
mar-11	289482	120678	775	0,923008	0,70
abr-11	274655	79796	759	0,960292	0,68
may-11	277907	79268	706	0,961646	0,76



jun-11	282367	92335	790	0,950473	1,20
jul-11	323941	118445	805	0,939188	0,84
ago-11	304106	112272	752	0,938110	0,79
sep-11	313396	117621	811	0,936233	1,20
oct-11	325671	117866	789	0,940311	
nov-11	332679	123102	848	0,937852	
dic-11	331235	113485	790	0,946017	



ANEXO 3: NORMA de Emisiones AL AIRE desde fuentes fijas de combustión

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.

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.

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:

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.

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.

**Chimenea**

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

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.

Combustibles fósiles

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

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.

Combustibles fósiles líquidos

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

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.

Condiciones normales

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

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.

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.



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.

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.

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.

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.

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.

Fuente fija nueva

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



Fuente fija modificada

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

ISO

Organización Internacional para la Normalización.

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.

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.

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.

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.

Micrón

Millonésima parte de un metro.

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.

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.

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.

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.

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.

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.

Norma de emisión

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

Opacidad

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

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.



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.

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.

US EPA

Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos de América.

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.*



Requisitos

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, acordados 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.

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]
<i>Partículas Totales</i>	<i>Sólido</i>	<i>355</i>	<i>mg/Nm³</i>
	<i>Líquido ^[2]</i>	<i>355</i>	<i>mg/Nm³</i>
	<i>Gaseoso</i>	<i>No Aplicable</i>	<i>No Aplicable</i>
<i>Óxidos de Nitrógeno</i>	<i>Sólido</i>	<i>1 100</i>	<i>mg/Nm³</i>
	<i>Líquido ^[2]</i>	<i>700</i>	<i>mg/Nm³</i>
	<i>Gaseoso</i>	<i>500</i>	<i>mg/Nm³</i>
<i>Dióxido de Azufre</i>	<i>Sólido</i>	<i>1 650</i>	<i>mg/Nm³</i>
	<i>Líquido ^[2]</i>	<i>1 650</i>	<i>mg/Nm³</i>
	<i>Gaseoso</i>	<i>No Aplicable</i>	<i>No Aplicable</i>

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.



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]
<i>Partículas Totales</i>	<i>Sólido</i>	150	<i>mg/Nm³</i>
	<i>Líquido ^[2]</i>	150	<i>mg/Nm³</i>
	<i>Gaseoso</i>	<i>No Aplicable</i>	<i>No Aplicable</i>
<i>Óxidos de Nitrógeno</i>	<i>Sólido</i>	850	<i>mg/Nm³</i>
	<i>Líquido ^[2]</i>	550	<i>mg/Nm³</i>
	<i>Gaseoso</i>	400	<i>mg/Nm³</i>
<i>Dióxido de Azufre</i>	<i>Sólido</i>	1 650	<i>mg/Nm³</i>
	<i>Líquido ^[2]</i>	1 650	<i>mg/Nm³</i>
	<i>Gaseoso</i>	<i>No Aplicable</i>	<i>No Aplicable</i>

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.

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 NO _x	
Anual	1,0
Dióxido de Azufre SO ₂	
Anual	1,0
24-Horas	5,0
3-Horas	25,0
Partículas	
Anual	1,0
24-Horas	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 fuente modificada o remodelada. El estudio de impacto ambiental, requerido por la fuente como parte de los permisos de operación, establecerá cuáles fuentes fijas existentes deberán ser incluidas en el modelo de dispersión a aplicarse. La Entidad Ambiental de Control deberá 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 área de influencia, sea de una sola fuente nueva evaluada, o del conjunto de varias fuentes, se determinará mediante el trazado de la curva de igual concentración 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 evaluación deberá efectuarse mediante un modelo de dispersión del tipo detallado, con capacidad para incluir diferentes fuentes fijas, y con capacidad de predecir concentraciones de contaminantes para períodos de tiempo mayores a una hora, e inclusive, de predecir la concentración anual de un determinado contaminante. Para esto, se utilizará un modelo de dispersión de características técnicas similares a ISC, de la US EPA. Para efectuar predicciones de concentraciones de contaminantes por períodos de hasta un año, el modelo de tipo detallado requerirá el uso de datos meteorológicos hora por hora, y de extensión también de un año. La fuente fija significativa evaluará su impacto en la calidad del aire previa revisión de los datos meteorológicos, hora por hora, de los últimos tres años, como mínimo, previos a la etapa de proyecto de la nueva fuente. Los datos meteorológicos a utilizarse deberán ser representativos para la ubicación geográfica de la fuente fija a evaluarse. El uso de un modelo de dispersión del tipo detallado se extenderá también para el caso de un conjunto de fuentes fijas nuevas, o fuentes existentes remodeladas o modificadas, que estuvieren bajo la responsabilidad de una misma organización 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.



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).



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

NUMERO PUNTOS MEDICIÓN	DE DE	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.*



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, llenada 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 nítrico NO como el dióxido de nitrógeno NO₂ y reportarán los resultados de emisión de óxidos de nitrógeno como la suma de óxido nítrico (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 colectará en un único punto, situado en el centro geométrico interior de la chimenea o conducto. Para una medición completa, se colectarán 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.*



ANEXO 4: PROPIEDADES TERMODINÁMICAS DEL CLORODIFLUORMETANO



ANEXO 5: Resumen de Regulación No. CONELEC 004/01

Calidad del Producto

- **Nivel de tensión**

La calidad de tensión se mide como las variaciones eficaces (rms) medidos cada 10 minutos, con relación a la tensión nominal en los diferentes niveles.

Simultáneamente con el registro de la tensión se deberá medir la energía entregada a efectos de conocer la que resulta suministrada en malas condiciones de calidad.

Para cada mes, el registro en cada punto de medición se efectuará durante un período no inferior a 7 días continuos, en intervalos de medición de 10 minutos, el incumplimiento será cuando se supere el 5 % del período.

Las variaciones de tensión admitidas con respecto al valor de tensión nominal se señalan a continuación:

	Subetapa 1	Subetapa 2
AltaTensión	± 7,0 %	± 5,0 %
Medio °	± 10,0 %	± 8,0 %
BajaTensión. Urbanas	± 10,0 %	± 8,0 %
BajaTensión. Rurales	± 13,0 %	± 10,0 %

- **Parpadeo (Flicker).**

Las mediciones se deben realizar con un medidor de efecto “Flicker” para intervalos de 10 minutos y de acuerdo a los procedimientos especificados en la norma IEC 60868.

- **El índice de severidad del FlickerPst** en el punto de medición respectivo, no debe superar la unidad. Se considera el límite Pst = 1 como el tope de irritabilidad asociado a la fluctuación máxima de luminancia que puede soportar sin molestia el ojo humano en una muestra específica de población. Se considerará que el suministro de electricidad no cumple con el límite admisible arriba señalado, en cada punto de medición, si las perturbaciones se encuentran fuera del rango de tolerancia establecido en este numeral, por un tiempo superior al 5 % del período de medición de 7 días continuos.

Según la norma IEC 608680 las variaciones de tensión que pueden ser percibidas por el parpadeo de la luz, son aquellas que tienen una envolvente de 0.5 a 25Hz.



- Debido a que la molestia creada por el Flícker es una función de la intensidad de la percepción y la duración de la exposición, **la Severidad de Larga Duración (Plt)** se constituye en el indicador utilizado para evaluar su impacto, el cual es evaluado en un periodo de dos (2) horas. Y el valor máximo es de 1.0

Se debe optar por el índice de Severidad de Larga Duración, cuando la perturbación es producida por varias cargas que trabajan de manera aleatoria o variable, presentando un Plt = 0.7 como el tope de irritabilidad asociado a la fluctuación máxima de luminancia que puede soportar el ojo humano en una muestra específica de población durante el 99% del periodo controlado.

Tomando como referencia para el indicador a REGULACIÓN CONELEC 004/01, para efectos de regulación de calidad del servicio eléctrico.

- **Armónicos.**

Índice de Calidad THDv

En cada punto de medición, para cada mes, el registro se efectuará durante un período no inferior a 7 días continuos, en intervalos de medición de 10 minutos.

Las mediciones se deben realizar con un medidor de distorsiones armónicas de tensión de acuerdo a los procedimientos especificados en la norma IEC 61000-4-7.

ORDEN (n) DE LA ARMONICA Y THD	TOLERANCIA Vi' o THD' (% respecto a la tensión nominal del punto de medición)	
	V > 40 Kv (otros puntos)	V ≤ 40 kV (trafos de distribución)
Impares no múltiplos de 3		
5	2.0	6.0
7	2.0	5.0
11	1.5	3.5
13	1.5	3.0
17	1.0	2.0
19	1.0	1.5
23	0.7	1.5
25	0.7	1.5
> 25	0.1 + 0.6*25/n	0.2 + 1.3*25/n
Impares múltiplos de tres		
3	1.5	5.0
9	1.0	1.5
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
Mayores de 21	0.2	0.2
Pares		
2	1.5	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5



8	0.2	0.5
10	0.2	0.5
12	0.2	0.2
Mayores a 12	0.2	0.5
THD	3	8

- **Factor de potencia**

Las mediciones se harán mediante registros en períodos de 10 minutos, con régimen de funcionamiento y cargas normales, por un tiempo no menor a siete (7) días continuos. El valor mínimo es de 0,92.

- **Frecuencia**

Para efectos de regulación de calidad, para el servicio eléctrico, la frecuencia nominal del SIN es 60 Hz y su rango de variación de operación está entre 59.8 y 60.2 Hz en condiciones normales de operación. La frecuencia es una variable establecida y manejada por CENACE y los Generadores.

- **Desbalance de tensión y corriente**

Según ANSI-IEEE std 446- 1995 Orange Book "Recommended Practice for emergency and standby power systems for Industrial and Commercial Applications", el valor recomendado para desbalances de tensión en Baja Tensión en sistemas trifásicos es de 2,5 al 5% calculado así:

$$\% \text{ desbalance } V = 3 (V_{\max} - V_{\min}) / (V_a + V_b + V_c)$$

El valor recomendado para desbalances de Corriente en Baja Tensión en sistemas trifásicos es de 5 al 20% para una fase.

- **Tensiones y Corrientes por tierra**

Según ANSI IEEE 1100 – 1999, en algunos sistemas de equipos electrónicos y de comunicaciones en donde se requiere que la señal de tierra utilizada para la electrónica sea lo más cercana a cero. Se sugiere un valor máximo de 1 V. En algunos países se sugiere un valor máximo de 0.6V.

Los valores de corrientes circulantes por tierra deben ser cero según el RETIE ó estar por debajo de los valores recomendados en el std IEEE/1100 de 0 a 10 A (r.m.s.) ANSI/IEEE 1100 -1999 EMERALD BOOK "Recommended Practice for Powering and Grounding Sensitive Electronic Equipment" tabla 4-3.



- **Variaciones de tensión de corta duración**

Tomando como referencia para el indicador a ANSI/IEEE std 1159 - 1995. "Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality", Curva ITI (CBEMA) Information Technology Industry Council, y IEC 555-3 según 025/95; las variaciones máximas permitidas en baja tensión para eventos transitorios electromagnéticos rápidos y fluctuaciones de tensión: Sag (huecos-subtensiones) y Swell (picos-sobretensiones).

Las variaciones de tensión de corta duración, permitidas para redes de baja tensión (menores a 1kV) se analizan por medio de la curva ITI, que es una envolvente de valores de tensión aceptables, dentro de la cual, típicamente se pueden aceptar variaciones de tensión de corta duración que pueden ser toleradas por la mayoría de equipos, en periodos inferiores a 1 minuto.



ANEXO 6: Pliego Tarifario



ANEXO 7: MOTORES EFICIENTES



ANEXO 8: Datos de Leche Procesada

Año	Mes	Total Mes (Litros)	Promedio día(litros)	Número de días
2006	Enero	3066254	98911	31
	Febrero	3176143	113434	28
	Marzo	3406466	109886	31
	Abril	3235029	107834	30
	Mayo	3368702	108668	31
	Junio	3245079	108169	30
	Julio	3479617	112246	31
	Agosto	3239780	104509	31
	Septiembre	3151656	105055	30
	Octubre	3140332	101301	31
	Noviembre	2771321	92377	30
	Diciembre	2995483	96628	31
	Promedio	3189655,167		
2007	Enero	3326749	107314	31
	Febrero	3080843	110030	28
	Marzo	3308410	106723	31
	Abril	3004884	100163	30
	Mayo	3182446	102660	31
	Junio	2991188	99706	30
	Julio	2924056	94324	31
	Agosto	3102953	100095	31
	Septiembre	3124034	104134	30
	Octubre	3648812	117704	31
	Noviembre	3490613	116354	30
	Diciembre	3753615	121084	31
	Promedio	3244883,583		
2008	Enero	4041420	130368	31
	Febrero	3562811	122856	29
	Marzo	3816572	123115	31
	Abril	3894025	129801	30



	Mayo	4266621	137633	31
	Junio	4349432	144981	30
	Julio	4594144	148198	31
	Agosto	4385490	141467	31
	Septiembre	3922268	130742	30
	Octubre	4039558	130308	31
	Noviembre	3738142	124605	30
	Diciembre	4183416	134949	31
	Promedio	4066158,25		
2009	Enero	3739966	120644	31
	Febrero	3580772	127885	28
	Marzo	4217570	136051	31
	Abril	4061348	135378	30
	Mayo	4333906	139803	31
	Junio	4412621	147087	30
	Julio	4202933	135578	31
	Agosto	4094873	132093	31
	Septiembre	4073569	135786	30
	Octubre	4282278	138138	31
	Noviembre	4250147	141672	30
	Diciembre	4229263	136428	31
	Promedio	4123270,5		
2010	Enero	4385251	141460	31
	Febrero	4009203	143186	28
	Marzo	4466809	144091	31
	Abril	4365977	145533	30
	Mayo	4626454	149273	31
	Junio	4938266	164609	30
	Julio	4570436	147433	31
	Agosto	4516382	145690	31
	Septiembre	4265269	142176	30
	Octubre	3997529	128953	31
	Noviembre	5538369	184612	30
	Diciembre	5494656	177247	31
	Promedio	4597883,417		



2011	Enero	6034149	194649	31
	Febrero	5401904	192925	28
	Marzo	6178478	199305	31
	Abril	6296255	209875	30
	Mayo	6605220	213071	31
	Junio	6765044	225501	30
	Julio	7380197	238070	31
	Agosto	6677198	215393	31
	Septiembre	6867229	228907	30
	Octubre	7102167	229102	31
	Noviembre	6930414	231013	30
	Diciembre	6935384	223722	31
	Promedio	6597803,25		



ANEXO 9: COTIZACIÓN MAGNETIZER



ANEXO 10: CONVENIO ENTRE CENTRO DE ESTUDIOS AMBIENTALES E INDUSTRIA LÁCTEOS SAN ANTONIO

CONVENIO DE IMPLEMENTACIÓN DE UN PROGRAMA DE EFICIENCIA ENERGETICA ELECTRICA QUE SE CELEBRA ENTRE EL CENTRO DE ESTUDIOS AMBIENTALES Y LA EMPRESA “LACTEOS SAN ANTONIO”

En la ciudad de Cuenca a los **27 días del mes de octubre 2011**, a la celebración del presente convenio de implementación de un programa de eficiencia energética eléctrica, comparecen por una parte la **Dra. Nancy García Alvear, Directora del Centro de Estudios Ambientales de la Universidad de Cuenca**, e **Ing. Galo Carrillo Rojas, Director de Proyecto**, y por otro **el Señor Rigoberto Moncayo, Gerente de la Empresa Lácteos San Antonio C.A.**, convenio que regirá por las siguientes cláusulas:

ANTECEDENTES: El Centro de Estudios Ambientales (CEA) con su proyecto DIUC “APLICACIÓN DE PROGRAMAS DE EFICIENCIA ENERGETICA ELECTRICA EN EMPRESAS DE ALIMENTOS DE LA CIUDAD DE CUENCA 2011 – 2012” tiene entre sus líneas de acción el ejecutar programas de implementación de eficiencia energética eléctrica en las empresas participantes del mencionado proyecto.

El programa comienza con un diagnóstico inicial de evaluación, luego se plantean las acciones que deberá cumplir la empresa para acogerse a las mejoras energéticas y luego se llevara a cabo una evaluación final de resultados. Se contempla también la capacitación a través de talleres al final del proyecto. El Centro de Estudios Ambientales utilizará los recursos con los que cuenta en el campo de la investigación para cumplir con este cometido.

PRIMERA: OBLIGACIONES DEL CEA

El Centro de Estudios Ambientales (CEA), con el apoyo de la Dirección de Investigación de la Universidad de Cuenca, colaborará y auspiciará el desarrollo del proyecto a través de trabajos de recopilación de información, análisis y capacitación, brindando información necesaria para que la empresa pueda implementar mejoras en sus instalaciones y equipos, en busca de la optimización del consumo energético



eléctrico; esto se logrará a través de personal idóneo y calificado para este tipo de investigación.

Es responsabilidad del equipo investigador del CEA el ejecutar las siguientes medidas y cumplir con todos sus objetivos:

1. Elaborar un Diagnóstico Energético Eléctrico de la Empresa.
2. Plantear un Programa de Eficiencia Energética basado en los hallazgos del diagnóstico, el cual recomendará la aplicación de Buenas Prácticas Productivas y Mejoras Tecnológicas, las que según mutuo acuerdo entre las partes del presente convenio, deberán ser aplicadas en un plazo de 6 meses por parte de la empresa (se dará asesoría permanente y visitas durante este periodo). Finalizada esta fase, el CEA diagnosticará nuevamente a la empresa.
3. Entregar un Reporte de situación final de la Empresa después de la fase de aplicación del Programa.
4. Capacitación a Gerencia y Mandos Medios por medio de un Taller de Uso Eficiente de la Energía Eléctrica, el que será dictado a todas las empresas del proyecto, en su culminación.

SEGUNDA: OBLIGACIONES DE LA EMPRESA

La empresa debe demostrar un compromiso de apertura para el normal desarrollo de las actividades colaborando en caso de ser necesario con los investigadores en la ejecución del proyecto. Es responsabilidad de la empresa cumplir los siguientes términos:

1. Designar un responsable elegido entre el personal de mandos medios, el cual deberá tener aptitudes y compromiso de trabajo con el equipo investigador del CEA hasta la terminación del programa en la empresa.
2. Facilitar la información necesaria para la investigación, tales como datos de consumo eléctrico de la empresa, datos de productividad y acceso a instalaciones / equipamiento eléctrico.
3. Custodiar de los instrumentos que se empleen durante el Análisis de Calidad de Energía (los cuales son de propiedad de la Universidad de Cuenca). La empresa será responsable en caso de pérdida, robo, o daños en los equipos, durante los periodos de monitoreo requeridos en las instalaciones de la misma.
4. Aplicar durante un periodo de 6 meses, las recomendaciones de Buenas Prácticas Productivas y Mejoras Tecnológicas planteadas por el Programa, y que han sido acordadas con el equipo investigador. Posteriormente, facilitará una nueva evaluación de su situación energética.
5. Participar en los talleres de capacitación que se dictarán al final de proyecto.
6. Asegurar una participación activa y compromiso de los involucrados, en todos los niveles y donde sea requerido.



TERCERA: CONFIDENCIALIDAD DE LA INFORMACIÓN

El personal investigador del CEA se compromete a guardar absoluta confidencialidad de los datos y resultados obtenidos de la empresa, los que servirán única y exclusivamente, para fines de investigación pura y aplicada.

CUARTA: COSTOS

Los gastos de investigación con equipos propios, más los costos salariales y de transporte del personal corren por cuenta del CEA y Dirección de Investigación de la Universidad de Cuenca.

Inversiones eventuales para la implementación del programa de Eficiencia Energética estarán por cuenta de la empresa y deberán ser efectuadas en el plazo de 6 meses que se aplica la fase de Buenas Prácticas Productivas del programa, si el caso lo requiere.

QUINTA: TIEMPO DE DURACIÓN

El plazo para desarrollar por completo el programa será de un año calendario a partir de la firma del presente convenio, en caso de ser necesario se puede considerar una prórroga previo al acuerdo entre ambas partes.

SEXTA: TERMINACIÓN DEL CONVENIO

El presente convenio terminará por las siguientes causas:

- a. Por haber concluido el plazo para el cual fue suscrito,
- b. Por el incumplimiento de las obligaciones contraídas por una de las partes; y,
- c. Por mutuo acuerdo cuando así convenga a sus intereses.

Para constancia de lo expuesto firman en unidad de acto:

Dra. Nancy García
DIRECTORA DEL CEA

Señor Rigoberto Moncayo
GERENTE DE LACTEOS SAN ANTONIO C.A.

Ing. Galo Carrillo R.
DIRECTOR DEL PROYECTO DIUC