

VII. Metodología

7.1 Sistema de alimentación de agua de caldera

7.1.1 Tratamiento para la eliminación de gases no condensables

Actualmente la empresa enlatadora de alimentos cuenta únicamente con el tratamiento químico que utiliza como secuestrante de O₂, sulfito de sodio. El alto consumo de este secuestrante y por tanto el costo anual que representa, además de su ineffectividad respecto a la eliminación del CO₂ disuelto en el agua, hacen atractivo evaluar la desaireación térmica como sustitución del actual tratamiento.

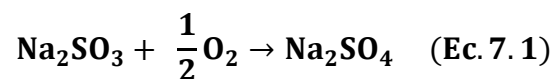
La factibilidad de la inclusión de la desaireación térmica como tratamiento del agua, previo al sistema de generación de vapor se evalúa financieramente mediante un análisis costo/beneficio, donde los beneficios son los ahorros que la desaireación térmica tenga sobre el tratamiento químico.

7.1.1.2 Ahorros - Desaireación térmica vs tratamiento químico

Los ahorros se obtienen por una diferencia de los costos que genera el tratamiento químico menos los costos que genera la desaireación térmica. El cálculo de los costos a considerar para ambos casos son los siguientes:

Costo del consumo de sulfito de sodio

El consumo estequiométrico del sulfito de sodio es posible determinarlo a partir de la siguiente ecuación:



$$126 \frac{\text{kg}}{\text{kmol}} + \frac{16\text{kg}}{\text{kmol}} \rightarrow \frac{142\text{kg}}{\text{kmol}}$$

Por lo tanto, el consumo de sulfito de sodio es de 7.88 kg de Na₂SO₃/kg de O₂. Sin embargo en la práctica para eliminar el O₂ residual del agua de alimentación, se mantiene un residual de sulfito de sodio de acuerdo a la presión que se encuentran las calderas como se muestra en la tabla 4.6. El consumo de este secuestrante de O₂ será el siguiente:

$$\text{Na}_2\text{SO}_3 \text{ (kg/año)} = (7.88 * \text{O}_2 + \text{R-Na}_2\text{SO}_3/\text{cc}) * (1/1\text{e}06) * \text{A} \quad (\text{Ec.7.2})$$

Donde:

cc= Ciclo de concentración utilizado por la caldera

A= Cantidad de agua de alimentación (kg/año)

O₂= O₂ disuelto en agua (ppm)

R-Na₂SO₃= Residual de Na₂SO₃ (30-60ppm)

El costo del consumo anual de Na₂SO₃ es:

$$\text{Na}_2\text{SO}_3 \text{ (USD\$/año)} = \text{Na}_2\text{SO}_3 \text{ (kg/año)} * \text{Na}_2\text{SO}_3 \text{ (USD \$/kg)} \quad (\text{Ec.7.3})$$

Costo de la cantidad de agua perdida en la purga

El agua es purgada en la caldera, lo que significa que nueva agua tiene que ser agregada a la caldera como remplazo de la anterior.

El costo anual de la cantidad de agua perdida en la purga de cada caldera se expresa como:

$$\dot{m}_{\text{purga}} \text{ (USD\$/año)} = \dot{m}_{\text{purga}} \text{ (kg/año)} * \text{Costo del H}_2\text{O (USD \$/kg)} \quad (\text{Ec.7.4})$$

Costo del consumo de combustible debido a la energía perdida en la purga

El agua perdida en la purga de la caldera se encuentra caliente y es remplazada por agua fresca que necesita ser calentada, lo que implica consumo de combustible.

El consumo del combustible debido a la energía perdida en la purga esta dado por la siguiente ecuación:

$$\dot{m}_{\text{combustible}} = \dot{m}_{\text{purga}} * (\Delta H_1 / Q_c) \quad (\text{Ec.7.5})$$

$$\Delta H_1 = H_{\text{vapor}}^{\text{P.op (kpa)}} - H_{\text{agua}}^{\text{Tactual(°C)}} \quad (\text{Ec.7.6})$$

Donde:

$$\dot{m}_{\text{combustible}} = \text{flujo del combustible (kg/año)}$$

$$\dot{m}_{\text{purga}} = \text{flujo de purga total en las 7 calderas (kg/año)}$$

$$H_{\text{agua}}^{\text{Tactual(°C)}} = \text{Entalpía de agua de alimentación. Temp. Actual (kJ/kg)}$$

$$H_{\text{vapor}}^{\text{P.op (kpa)}} = \text{Entalpía del vapor a la presión de operación (kJ/kg)}$$

$$Q_c = \text{Capacidad calorífica del combustible (KJ/L)}$$

El costo del combustible consumido anualmente debido a la energía perdida en la purga es:

$$\text{Combustible(USD\$/año)} = \text{Combustible(L/año)} * \text{Costo del combustible(USD \$/L)} \quad (\text{Ec.7.7})$$

Costo del consumo de aminas neutralizantes (ciclohexilamina y morfolina)

Una cierta cantidad de aminas neutralizantes necesitan ser agregadas a la caldera para reducir la formación de CO₂ en la caldera.

El costo del consumo anual de cada amina neutralizante se expresa como:

$$\text{Amina neutralizante (USD\$/año)} = \dot{m}_{\text{amina neutralizante}} (\text{kg/año}) * \text{Costo de amina neutralizante (USD\$/kg)} \quad (\text{Ec.7.8})$$

Costo del consumo de la amina fílmica (octadecilamina)

Una cierta cantidad de aminas fílmicas necesitan ser agregadas a la caldera para reducir la formación de CO₂ y O₂ en la caldera.

El costo del consumo anual de la amina fílmica se expresa como:

$$\text{Amina fílmica (USD\$/año)} = \dot{m}_{\text{aminafílmica}} (\text{kg/año}) * \text{Costo de amina fílmica (USD\$/kg)} \quad (\text{Ec. 7.9})$$

7.1.1.3 Análisis económico

Una vez obtenidos los costos/beneficios que tiene la desaireación térmica vs el tratamiento químico se realiza el análisis económico para conocer la factibilidad del proyecto y el tiempo de retorno de la inversión. Las formulas para el análisis económico se presentan a continuación (DeGarmo, 1997):

Valor presente neto (NPV)

$$NPV = \sum_{j=1}^N NPV_{cf,j} [(s_j - c_{oj} - d_j)(1 - \Phi) + rec_j + d_j] - \sum_{j=-b}^N NPV_{v,j} F_j$$

s_j = Beneficios totales del año j

c_{oj} = Costo de operación total sin incluir depreciación (Ec. 7.10)

Φ = Tasa de impuestos

rec_j = Valor de recuperación por venta de activos depreciados del año j

F_j = Inversión total de capital del año j

Retorno de la inversión (ROI)

$$\%ROI = \frac{(1/N) \sum_{j=1}^N (N_{p,j})}{F} \quad (\text{Ec. 7.11})$$

$N_{p,j}$ = Utilidad neta del año j

F_j = Inversión total de capital del año - b al año 0

Periodo de repago (PBP)

$$PBP = \frac{V + A_x}{(1/N) \sum_{j=1}^N (A_j)}$$

V = Inversión fija de capital de manufactura (Ec. 7.12)

A_x = Inversión fija de capital de no - manufactura

$V + A_x$ = Inversión total fija de capital (FCI = Inversión de capital fijo)

A_j = Flujo anual de efectivo

7.1.2 Tratamiento para la eliminación de sólidos disueltos totales (SDT)

La empresa actualmente cuenta con un sistema de suavización (2 suavizadores que trabajan en paralelo), el cual está siendo efectivo para la eliminación de la dureza presente en el agua. Sin embargo este sistema no elimina los SDT existentes. Por tal motivo se busca reemplazar este sistema por la desmineralización ya sea por ósmosis inversa y/o por resinas de intercambio iónico buscando con esto eliminar en su mayoría los SDT, la dureza del agua, mejorar la eficiencia en las caldeas, aumentar los ciclos de concentración de la misma y por tanto disminuir la energía y la cantidad de agua perdida en la purga. Para incluir un sistema de desmineralización, primero que nada se comparan ambas alternativas (ósmosis inversa y desmineralización) en relación a costos de equipo, costos operativos y costos de mantenimiento. Una vez obtenida la propuesta más viable se compara con la suavización, para conocer los ahorros y beneficios que se tiene sobre ésta y así, mediante un análisis económico saber si este proyecto es rentable o no para la empresa.

7.2 **Generación de vapor**

En la generación de vapor se lleva a cabo un análisis energético que comprende la evaluación de la eficiencia térmica de las calderas, así como el aprovechamiento actual del combustible empleado.

7.2.1 Eficiencia de la caldera

Para obtener las eficiencias de cada una de las calderas se sigue el método indirecto o de pérdidas (Ec. 5.3) de acuerdo con la NOM-002-ENER-1995.

7.2.1.1 Condiciones del equipo

Las condiciones que debe cumplir el equipo para realizar la prueba de eficiencia, son las siguientes:

- a) La caldera debe probarse a su máxima capacidad (MCR).

- b) La presión de prueba de la caldera debe ser la presión normal de operación y debe permanecer constante (con una variación mínima de 5%).
- c) La caldera a probar no debe estar afectada por otros equipos.
- d) Durante la prueba no se deben de realizar purgas.
- e) Durante la prueba no se debe de realizar soplado de hollín.
- f) No debe de haber fugas de gases de combustión ni infiltraciones de aire.
- g) El monóxido de carbono en los gases de combustión no debe ser mayor de $200 \text{ cm}^3/\text{m}^3$.

7.2.1.2 Variables a medir

Tg: Temperatura de gases de combustión a la salida del equipo.

[O₂]: Concentración de oxígeno en gases de combustión (base seca).

[CO]: Concentración de monóxido de carbono en gases de combustión (base seca).

Tce: Temperatura de la cubierta externa de la caldera.

7.2.1.3 Procedimiento de medición

- a) Se registra la Tg y la [O₂] en los gases cada 10 min en un intervalo de una hora de operación. Al final se obtiene el promedio de estas seis lecturas.
- b) Durante la prueba se obtiene la Tce (al inicio, a la mitad y al final de la prueba) y éstas no deben ser mayores a 60°C (se excluye ducto de gases y quemado).
- c) De igual forma se obtiene la [CO] (al inicio, a la mitad y al final de la prueba), estos valores no deben ser mayores a $200 \text{ cm}^3/\text{m}^3$

7.2.1.4 Determinación de la eficiencia

- a) Se obtiene el exceso de aire a partir de la [O₂] de acuerdo a la figura 7.1.
- b) Se obtiene el % Qpgc con el exceso de aire y la temperatura (promedio) de los gases de combustión con la figura 7.2.
- c) Se obtiene el % Qpcr de la figura 7.3, en función de la capacidad de la caldera.
- d) Sustituyendo los valores de %Qpgc y % Qpcr en la ecuación 5.3 se determina la eficiencia térmica de la caldera.

Figura 7.1 Exceso de aire en función de la $[O_2]$ (NOM-002-ENER-1995)

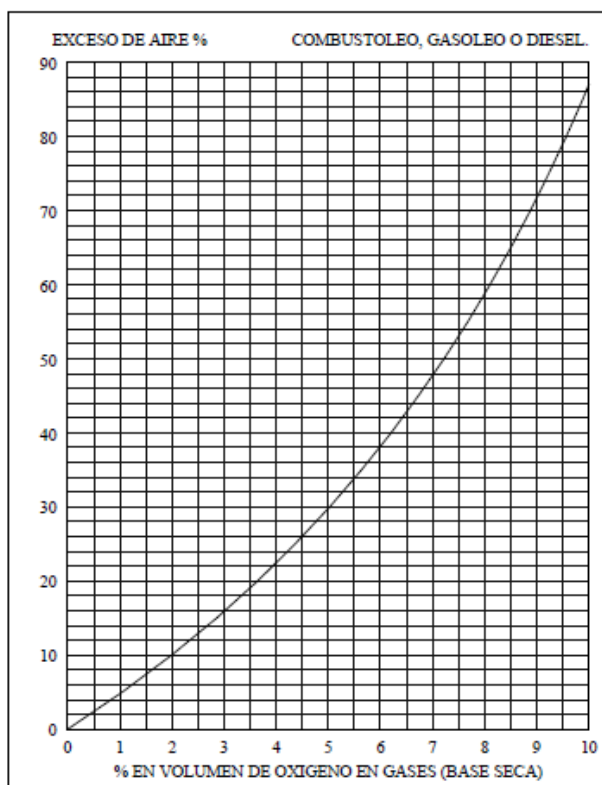


Figura 7.2 Calor perdido en los gases de combustión (BASE PCS) en calderas que utilizan combustóleo, gasóleo o diesel (NOM-002-ENER-1995)

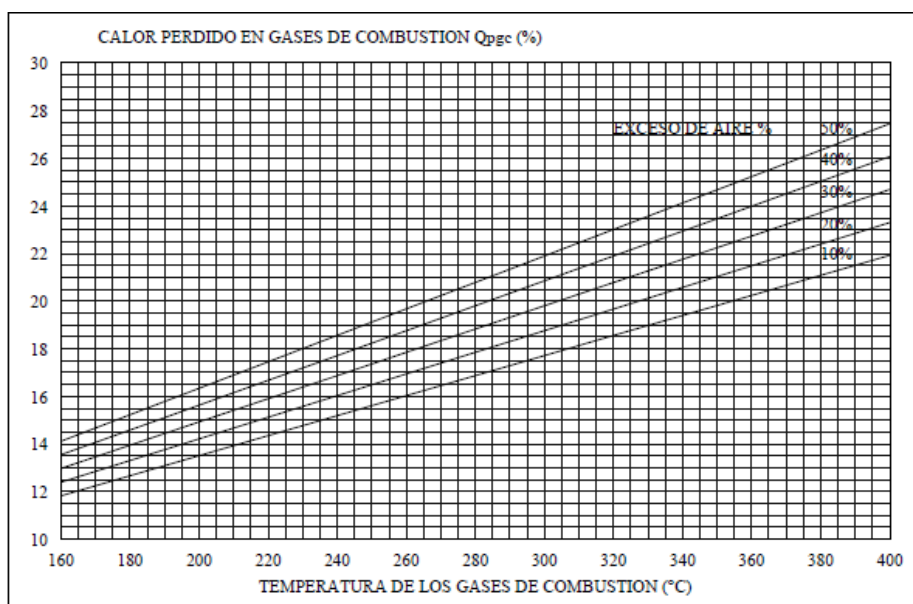


Figura 7.3 Calor perdido a través de las paredes (NOM-002-ENER-1995)

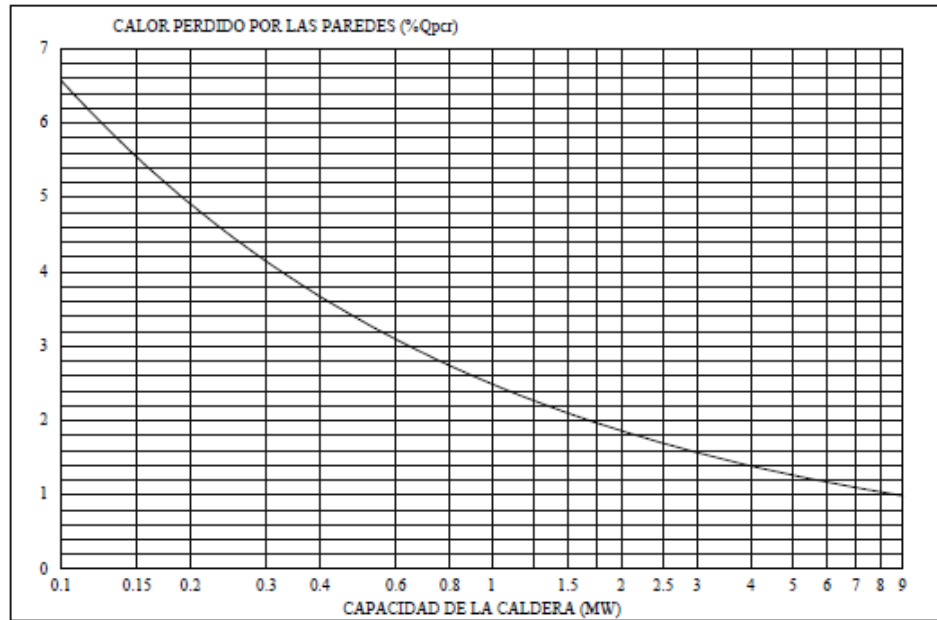


Tabla 7.1 Eficiencia térmica mínima de calderas con base en el poder calorífico

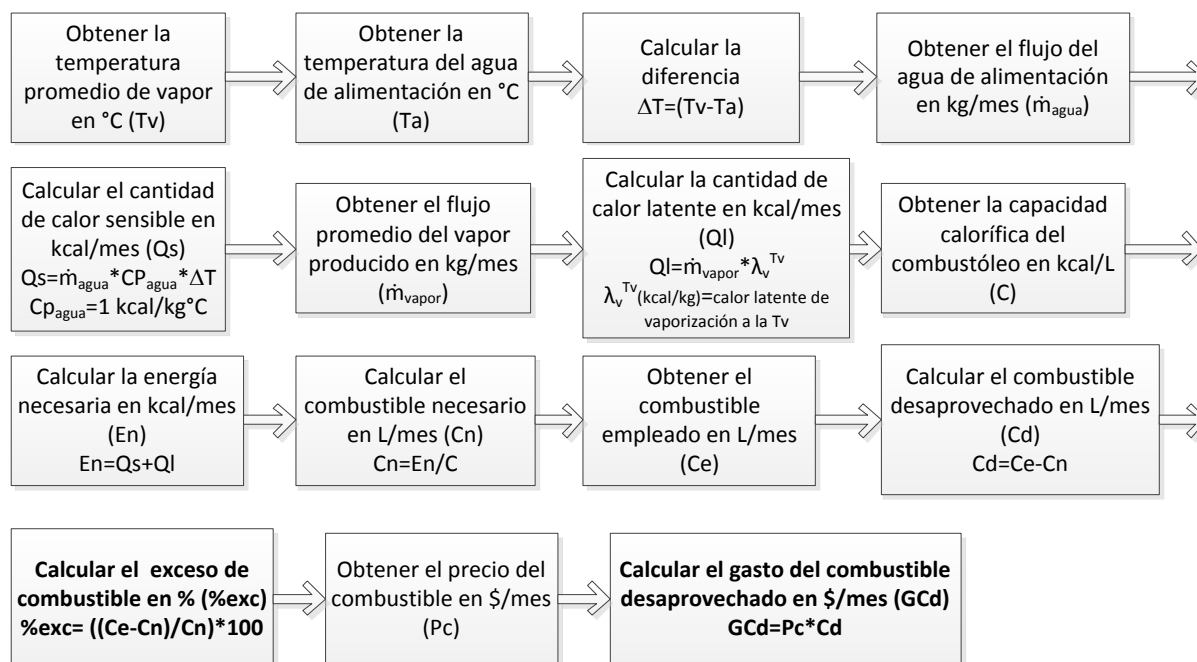
Calderas tubos de humo	Capacidad kW	□ %	Combustible
	100-200	76	Gas natural o L.P.
	100-200	80	Combustóleo, gasóleo, diesel.
	200-800	76	Gas natural o L.P.
	200-800	80	Combustóleo, gasóleo, diesel.
Calderas tubos de agua			
	100-200	74	Gas natural o L.P.
	100-200	78	Combustóleo, gasóleo, diesel.
	200-800	76	Gas natural o L.P.
	200-800	80	Combustóleo, gasóleo, diesel.

7.2.2 Aprovechamiento del combustible

Para obtener el aprovechamiento mensual del combustible de cada caldera se sigue la metodología indicada en la Figura 7.3, en donde el % de exceso de combustible representa el % de combustible desaprovechado. Para conocer el gasto que representa dicho combustible, se multiplica el precio del combustible por el combustible desaprovechado, así como lo indica dicha figura.

Para obtener el % anual del combustible desaprovechado en cada caldera se debe aplicar dicha metodología en todos los meses para cada una de las 7 calderas.

Figura 7.4 Metodología para obtener % del combustible desaprovechado y el gasto que representa dicho combustible.



7.3 Sistema de distribución de vapor y retorno de condensados

7.3.1 Control del CO₂ y O₂ en el sistema de condensados

Para el control del CO₂ en el sistema de condensados actualmente se utiliza la ciclohexilamina y la morfolina como aminas neutralizantes. Sin embargo, como propuesta basada en la literatura es necesario incluir una amina fílmica que ayude al control tanto del CO₂ como del O₂. Por lo tanto, la inclusión de esta amina en el sistema de tratamiento de agua es considerada en una concentración de 0.7 a 1 ppm.