

MANUAL DE OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE VAPOR INDUSTRIAL



Eficiencia Energética
Industrial en Colombia

OCTUBRE DE 2018

MANUAL DE OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE VAPOR INDUSTRIAL

OCTUBRE DE 2018

DERECHOS Y PERMISOS

Copyright © Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial, 2018

Todos los derechos de uso y reproducción total o parcial de esta publicación quedan reservados. Se permitirá la reproducción parcial o total del documento cuando esta se realice para fines académicos sin propósitos comerciales, o de beneficio o reconocimiento individual.

Así mismo, cualquier uso total o parcial para adaptaciones o traducciones del contenido del presente documento, deberá contar con la autorización específica de UPME y ONUDI. Se debe solicitar en cada caso la autorización de producción a la ONUDI, dirigida a Marco Matteini, M.Matteini@unido.org



PRÓLOGO

La energía es un prerequisite fundamental para el desarrollo y la actividad económica. Es evidente, sin embargo, que los patrones de suministro y consumo de energía actual son ambientalmente insostenibles y deben ser mejorados. El mandato de la ONUDI de promover el Desarrollo Industrial Sostenible e Inclusivo (ISID, por sus siglas en inglés), entre otros, consiste en desacoplar el desarrollo industrial del uso de recursos de manera insostenible y sus impactos negativos ambientales asociados. A través del ISID, la ONUDI también se alinea con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) – incluido el ODS 9 (“Construir infraestructura resiliente, promover la industrialización inclusiva y sostenible, y fomentar la innovación”) y el ODS 7 (“Garantizar el acceso a servicios asequibles, confiables y sostenibles y energía moderna para todos”).



A medida que el mundo en desarrollo se embarca gradualmente en el crecimiento industrial y la participación en el comercio mundial, el aumento de los costos de la energía y el considerable aumento previsto en la demanda de energía hacen que la eficiencia energética sea una prioridad definida. Por un lado, la eficiencia energética tiene sentido comercial, ya que conlleva ahorros de costes y mejoras al optimizar el uso de los recursos y reducir la generación de residuos o desechos. Por otro lado, la eficiencia energética contribuye a mitigar el impacto negativo del uso y consumo de energía en el medioambiente, tanto a nivel local como global; un enfoque más consciente de los recursos permite que se haga más con menos. Entre otros beneficios, la eficiencia energética conduce a un mejor desempeño energético, mayor fiabilidad operativa, fortalecimiento de la seguridad del suministro y la reducción de la volatilidad del precio de la energía.

La industria es responsable de alrededor de un tercio de las emisiones globales de CO₂. Si el mundo propende por los objetivos de mitigación del cambio climático establecidos por la comunidad internacional, la industria requerirá aumentar sustancialmente su eficiencia energética, y cambiar progresivamente a tecnologías de bajo carbono y de bajas emisiones, incluidas las fuentes de energía renovables.

La ONUDI proporciona una variedad de herramientas para abordar el desafío inmediato de implementar las mejores políticas, tecnologías y prácticas disponibles para la eficiencia energética industrial a través de intercambio o transferencia de conocimientos, desarrollo de capacidades, demostraciones, inversiones y asociaciones o alianzas.

La ONUDI ayuda a aumentar el potencial comercial de la industria introduciendo y mejorando las prácticas de gestión de la energía y sus métodos de contabilidad. El presente Manual de optimización de sistemas de vapor industrial, busca proporcionar dirección y apoyo a las empresas tratando de optimizar sus sistemas de vapor existentes y ser un recurso de conocimiento adicional para proveedores de servicios de eficiencia energética industrial.



RECONOCIMIENTOS

La presente edición es un producto de programa 5828 GEF/UPME/ONUDI para la “Promoción de la Eficiencia Energética Industrial en las industrias colombianas” – EEI Colombia, y es posible gracias a los recursos donados por el Fondo Mundial para el Medio ambiente – FMAM (GEF, por sus siglas en inglés).

Su contenido incluye pequeños ajustes realizados a la traducción al español del documento originalmente desarrollado por el programa EEI de ONUDI en inglés, para reflejar condiciones particulares del contexto colombiano.

El documento original ha sido desarrollado por el programa de Eficiencia Energética Industrial de ONUDI, bajo la autoría de Riyaz Papar de Hudson Technologies, Gregory Harrell de Energy Management Services y Veerasamy Venkatesan de VGA Engineering Consultants.

La traducción al español fue realizada por María Palma y revisada por Fabio González.



EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD

Las opiniones aquí expresadas son exclusiva responsabilidad de sus autores, y no expresan la opinión y/o posición institucional de ONUDI, UPME o FMAM sobre los temas tratados.

Cualquier alusión gráfica o escrita a nombres comerciales de organismos o individuos no implica ni un aval, preferencia o recomendación de ONUDI, UPME o FMAM respecto marcas, productos o servicios ofrecidos por dichas personas.

Ni UPME ni ONUDI, así como los autores y personal del programa EEI Colombia asumen responsabilidad legal alguna por la interpretación y uso que se le dé al contenido del presente documento.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

María Fernanda Suárez Londoño
Ministra

Alfonso Mayelo Cardona Delgado
Viceministro de Energía

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

Ricardo Ramírez Carrero
Director General

Carlos García Botero
Subdirector de Demanda

Olga Victoria González González
Asesora Subdirección de Demanda

Jonathan David Sanchez Rippe
Profesional especializado Subdirección de Demanda

ORGANIZACION DE LAS NACIONES UNIDAS PARA EL DESARROLLO INDUSTRIAL

Marco Matteini
Industrial Development Officer (Oficial de Desarrollo Industrial)

Johannes Dobinger
Representante - Oficina para Colombia, Guyana, Perú y Surinam

EQUIPO DEL PROGRAMA EEI COLOMBIA

Ricardo Baquero Vergara
Coordinador Técnico Nacional

Ulises Patiño Hernández
Coordinador Capacitaciones en Optimización de Sistemas de Uso Final de la Energía

ÍNDICE

RESUMEN	15
NOMENCLATURA	17
1. INTRODUCCIÓN	19
1.1 Usuarios de vapor industrial	19
1.2 Ventajas del uso del vapor	20
1.3 El enfoque de los sistemas	20
2. NOCIONES FUNDAMENTALES DE LOS SISTEMAS DE VAPOR	21
2.1 Sistemas de vapor genéricos y sus componentes	21
2.2 Diagramas lineales de los sistemas de vapor	23
2.3 Termodinámica del vapor	25
2.4 Leyes y principios fundamentales	27
3. EXPLORACIÓN DEL SISTEMA DE VAPOR INDUSTRIAL	29
3.1 Steam System Scoping Tool (SSST) del Departamento de energía de los Estados Unidos	29
4. MODELADO DE LOS SISTEMAS DE VAPOR INDUSTRIAL	31
4.1 Steam System Assessment Tool (SSAT) del Departamento de energía de los Estados Unidos	31
4.2 Proyectos de optimización de sistemas de vapor con SSAT	34
5. OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN DE LA GENERACIÓN DE VAPOR	36
5.1 Propiedades de los combustibles	36
5.2 Costos de la generación de vapor	37
5.3 Cálculo de la eficiencia de las calderas (método directo)	38
5.4 Cálculo de la eficiencia de las calderas (método indirecto)	39
5.5 Oportunidades de optimización y mejores prácticas de la generación de vapor	49
6. OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE VAPOR	65
6.1 Presentación	65
6.2 Oportunidades de optimización y mejores prácticas de la distribución de vapor	66
7. OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN DE LOS USOS FINALES DEL VAPOR	76
7.1 Balance de vapor: presentación	76

7.2 Oportunidades de optimización y mejores prácticas de los usos finales	80
8. OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN DE LA RECUPERACIÓN DE CONDENSADO DE VAPOR	83
8.1 Presentación	83
8.2 Trampas de vapor	84
8.3 Oportunidades de optimización y mejores prácticas de la recuperación de condensado	88
9. OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN DE LA COGENERACIÓN DE ENERGÍA TÉRMICA Y ELÉCTRICA (CHP)	95
9.1 Presentación	95
9.2 Turbinas de vapor	96
9.3 Eficiencia de las turbinas de vapor	99
9.4 Tasa de vapor	100
9.5 Oportunidades de optimización de la cogeneración de energía térmica y eléctrica y mejores prácticas	101
10. PROTOCOLO DE EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE VAPOR	107
10.1 Evaluaciones energéticas industriales	107
10.2 Norma de evaluación energética de los sistemas de vapor industrial	108
10.3 Áreas típicas de los proyectos de evaluación del sistema de vapor	109
10.4 Oportunidades de ahorros energéticos	110
11. INSTRUMENTOS PORTÁTILES PARA LAS EVALUACIONES DE LOS SISTEMAS DE VAPOR INDUSTRIAL	111
11.1 Recopilación de datos para las evaluaciones de los sistemas de vapor industrial	111
11.2 Instrumentos portátiles	112
12. INFORME DE LA EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE VAPOR	122
12.1 Reunión de cierre de la evaluación del sistema de vapor	122
12.2 Informe final de la evaluación del sistema de vapor	123
13. ESTUDIOS DE CASOS	136
13.1 Estudio de caso n° 1 – DOW Chemical Company	136
13.2 Estudio de caso #2 – Chrysler Corporation	139
13.3 Estudio de caso #3 – Terra Nitrogen Company, L.P.	142
13.4 Estudio de caso #4 – Del Monte Foods Company	146
13.5 Estudio de caso #5 – Recuperación del condensado de los esterilizadores de pasta de los evaporadores	147
13.6 Estudio de caso#6 – Optimización de las operaciones a vapor o electricidad en una refinería	149

14. CONCLUSIONES Y ETAPAS SIGUIENTES	153
14.1 Oportunidades de optimización y mejores prácticas de los sistemas de vapor	153
14.2 Norma de evaluación de los sistemas de vapor	155
14.3 Recopilación de datos e instrumentos portátiles	155
14.4 Informe de la evaluación del sistema de vapor	156
14.5 Etapas siguientes	157
REFERENCIAS	158
APÉNDICE A: TABLAS DE VAPOR (DEL REFPROP)	159
APÉNDICE B: TABLAS DE PÉRDIDAS DE LA CHIMENEA	166



LISTADO DE FIGURAS

Figura 1:	Sistema de vapor genérico	21
Figura 2a:	Diagrama lineal de un sistema de vapor con un cabezal de presión	23
Figura 2b:	Diagrama lineal de un sistema de vapor con dos cabezales de presión	24
Figura 2c:	Diagrama lineal de un sistema de vapor con tres cabezales de presión	24
Figura 2d:	Diagrama lineal de un sistema de vapor con tres cabezales de presión y una turbina de condensación	25
Figura 3:	Relación entre la temperatura de saturación y la presión para el vapor	26
Figura 4:	Diagrama de Mollier (vapor)	27
Figura 5a:	Modelo del sistema de vapor de “un cabezal” del SSAT	32
Figura 5b:	Modelo del sistema de vapor de “dos cabezales” del SSAT	33
Figura 5c:	Modelo del sistema de vapor de “tres cabezales” del SSAT	33
Figura 6:	Página “Results” del modelo del sistema de vapor de “tres cabezales” del SSAT	35
Figura 7:	Curva típica de la eficiencia de las calderas de gas natural	39
Figura 8:	Pérdidas de una caldera en funcionamiento	39
Figura 9:	Contenido de energía térmica de la purga de la caldera	45
Figura 10:	Software Stack Loss Calculator del SSAT del Departamento de energía de los Estados Unidos	48
Figura 11:	Pérdidas de la chimenea de una caldera: ejemplo	49
Figura 12:	Sistema de control de posicionamiento	51
Figura 13:	Sistema de control automático del ajuste del oxígeno	52
Figura 14:	Cálculo de las pérdidas de la chimenea con economizador de agua de alimentación: ejemplo	57
Figura 15:	Controlador automático de la purga de la caldera	59
Figura 16:	Recuperación de la energía de la purga	60
Figura 17:	Tasa de fuga de vapor a través de un orificio	67
Figura 18:	Pantalla de entrada del 3Eplus®	71
Figura 19:	Pantalla de resultados del 3Eplus®	71
Figura 20:	Gráfico circular típico de un uso final de vapor perteneciente a la industria de la alimentación y de las bebidas	76
Figura 21:	Intercambio de calor indirecto vapor / agua	78
Figura 22:	Intercambio de calor directo vapor / agua	80
Figura 23:	Calentador de aire con bobina de vapor (en funcionamiento)	81
Figura 24:	Funcionamiento de las trampas de vapor termostáticas	83
Figura 25:	Funcionamiento de las trampas de vapor mecánicas con flotador y termostáticas	86
Figura 26:	Funcionamiento de las trampas de vapor mecánicas de cubeta invertida	87
Figura 27:	Funcionamiento de las trampas de vapor termodinámicas de disco	87
Figura 28:	Funcionamiento de las trampas de vapor de orificio	88
Figura 29:	Sistemas de retorno de condensado	92
Figura 30:	Evaporación súbita del condensado de alta presión para obtener vapor de baja presión	94
Figura 31:	Turbinas de vapor de contrapresión	97

Figura 32:	Turbinas de vapor de extracción de contrapresión	98
Figura 33:	Turbina de condensación	98
Figura 34:	Tasa de vapor y eficiencia de las turbinas de vapor	101
Figura 35:	Funcionamiento real de una planta industrial que emplea válvulas de alivio de presión (PRV)	102
Figura 36:	Configuración de la cogeneración en una planta industrial con turbina de vapor	103
Figura 37:	Uso de una cámara termográfica en una evaluación de un sistema de vapor	114
Figura 38:	Imágenes tomadas por una cámara termográfica durante una evaluación de un sistema de vapor	114
Figura 39:	Tubos de Pitot (y manómetro digital) usados en las evaluaciones de los sistemas de vapor	116
Figura 40:	Uso de los analizadores de gases en las evaluaciones de los sistemas de vapor	118
Figura 41:	Potenciómetro portátil para usar en las evaluaciones de sistemas de vapor	119
Figura 42:	Ejemplo - Curva de la eficiencia operativa de la turbina de vapor	127
Figura 43:	Ejemplo - Modelo del sistema de vapor	128
Figura 44:	Enfriador de tornillo impulsado por la turbina de vapor	147
Figura 45:	Esterilizador de pasta del evaporador	148
Figura 46:	Esquema de flujo del proceso del sistema original de esterilización de pasta del evaporador	148
Figura 47:	Esquema de flujo del proceso del sistema original de esterilización de pasta del evaporador	149
Figura 48:	Diagrama del balance del sistema de vapor de la refinería	150
Figura 49:	Impacto sobre los costos operativos y optimización del compresor de refrigeración de etano de la refinería	152

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1:	Resumen de los resultados" del SSST de un sistema de vapor industrial promedio	30
Tabla 2:	Poder calorífico superior de los combustibles comunes	37
Tabla 3:	Guía de pérdidas de la carcasa de primer orden	41
Tabla 4:	Tabla de las pérdidas de la chimenea para el gas natural	47
Tabla 5:	Parámetros de control de los gases de la combustión	53
Tabla 6:	Análisis paramétrico de la oportunidad de optimización de cogeneración de energía térmica y eléctrica de una turbina de vapor de contrapresión	104
Tabla 7:	Análisis paramétrico de las oportunidades de optimización de cogeneración con turbinas de condensación	106
Tabla 8:	Categorías de las oportunidades de ahorros energéticos	110
Tabla 9:	Información de la introducción del Informe de la evaluación del sistema de vapor	124
Tabla 10:	Ejemplo - Tabla resumen de las oportunidades de optimización de la energía	125
Tabla 11:	Ejemplo - Lista de recomendaciones cualitativas	125
Tabla 12:	Ejemplo - Reseña de las oportunidades de optimización de la energía	132
Tabla 13:	Ejemplo - Reseña de las oportunidades de optimización de la energía	132
Tabla 14:	Ejemplo - Reseña de las oportunidades de optimización de la energía	133
Tabla 15:	Ejemplos de reseñas de las recomendaciones cualitativas	135
Tabla 16:	Equipo rotatorio impulsado por una turbina de vapor de la refinería del Reino Unido	151

RESUMEN

El Manual de Optimización de Sistemas de Vapor industrial (OSV) se elaboró para que sirva como referencia y recurso adicional en el marco de las capacitaciones en OSV del programa de eficiencia energética industrial de la UPME y ONUDI en Colombia – EEI Colombia.

Este Manual de capacitación abarca el funcionamiento de sistemas de vapor industrial, incluyendo la generación, distribución del vapor y usos finales del vapor, la recuperación de condensado y la cogeneración de energía térmica y eléctrica (CHP). En el Manual se describe cada una de las áreas detalladamente y se identifican los parámetros críticos y de importancia, así como las mediciones y otros elementos que deben tenerse en cuenta para emprender la evaluación energética de los sistemas de vapor de una planta usando un “enfoque de los sistemas”. Además, identifica las oportunidades de mejora del rendimiento para todas las áreas anteriormente mencionadas, a fin de lograr la optimización del sistema de vapor en su conjunto.

Asimismo, el presente Manual brinda información acerca de la realización de evaluaciones energéticas de los sistemas de vapor mediante el uso de un protocolo y una plantilla estandarizados de informe final de la evaluación. También brinda información sobre los instrumentos portátiles que se necesitan habitualmente en las evaluaciones de estos sistemas. Por último, se presentan algunos estudios de casos exitosos de implementación de proyectos, para contribuir a que los expertos comprendan la metodología de evaluación y cómo se debe implementar un proyecto.

Es importante que todo análisis de los niveles de los sistemas de vapor tenga en cuenta las leyes fundamentales de la física y de la termodinámica (balance térmico y másico). La mayoría de las veces, no es fácil realizar estos análisis manualmente, de manera que el usuario tiene que modelar estas aplicaciones en alguna de las herramientas informáticas existentes. El uso de herramientas informáticas se está haciendo cada vez más común, a medida que la industria se va equipando con sistemas de obtención de datos en “tiempo real” y con paneles de control que permiten modelar y analizar los sistemas de vapor. Es conveniente que las metodologías que se empleen para analizar sistemas de vapor se basen en el “enfoque de los sistemas” y en sólidos principios de ingeniería. Los sistemas de vapor industrial pueden ser modelados usando las herramientas informáticas desarrolladas por el Departamento de energía de los Estados Unidos para evaluación de sistemas de vapor (SSST y SSAT). Estas herramientas sirven para cuantificar los ahorros energéticos y de costos de los proyectos, y constituyen una plataforma excelente para los usuarios de sistemas de vapor. En el Manual se presentan estas herramientas informáticas y cómo acceder a las mismas.

De modo general, este Manual de capacitación brinda una metodología sencilla de optimización de sistemas de vapor industrial, que se basa en un “enfoque de los sistemas”, y ofrece a los expertos ejemplos simples y problemas tipo para que pongan a prueba sus conocimientos a medida que van avanzando en las distintas secciones.

Este manual NO ha sido concebido para reemplazar al Curso de capacitación de expertos con presencia en el aula y en una instalación, y a cargo de un profesor. No obstante, puede usarse para la formación de usuarios finales y consultores de energía, a fin de capacitarlos en la evaluación y optimi-

zación de los sistemas de vapor. El único objetivo del manual consiste en identificar, cuantificar y posibilitar ahorros de energía y de costos, a través de la operación correcta y los controles apropiados, del mantenimiento del sistema, del uso correcto del vapor en los procesos y de la aplicación de tecnologías acordes con el estado actual de los avances en los sistemas de vapor industrial.

NOMENCLATURA

A_{orifice}	– área del orificio
C_p	– calor específico
d_{orifice}	– diámetro del orificio
h_{blowdown}	– entalpía de la corriente de la purga
$h_{\text{condensate}}$	– entalpía del retorno de condensado
h_{exit}	– entalpía en la salida de la turbina
$h_{\text{feedwater}}$	– entalpía del agua de alimentación
HHV_{fuel}	– poder calorífico superior del combustible
h_{inlet}	– entalpía en la entrada de la turbina
h_{makeup}	– entalpía del agua de reposición
h_{PRV}	– entalpía en la salida de la válvula de alivio de presión
h_{steam}	– entalpía del vapor
$h_{\text{water_in}}$	– entalpía del agua que ingresa en una vasija
$h_{\text{water_out}}$	– entalpía del agua que sale de una vasija
$K_{\text{bd_savings}}$	– ahorro del costo de la energía proveniente del combustible por reducción de la purga
$K_{\text{bd_system}}$	– costo de la energía proveniente del combustible relacionado con las pérdidas por purgas del sistema
K_{boiler}	– costo operativo del combustible de la caldera
k_{electric}	– costo de la energía eléctrica
k_{fuel}	– costo unitario del combustible
$k_{\text{fuel_1}}$	– costo del combustible 1
$k_{\text{fuel_2}}$	– costo del combustible 2
K_{shell}	– costo de la energía proveniente del combustible con respecto a las pérdidas de la carcasa
k_{steam}	– costo de la unidad de vapor o indicador del costo del vapor
kW	– energía eléctrica generada por la turbina de vapor
m_{blowdown}	– tasa de flujo de masa de la purga de la caldera
$m_{\text{blowdown_current}}$	– tasa de flujo de masa actual de la purga proveniente de la caldera
$m_{\text{blowdown_new}}$	– nueva tasa de flujo de masa de la purga proveniente de la caldera
$m_{\text{condensate}}$	– tasa de flujo de masa del retorno de condensado
m_{fuel}	– tasa de flujo de combustible
m_{PRV}	– tasa de flujo de masa de vapor a través de la válvula de alivio de presión
m_{steam}	– tasa de flujo de masa de vapor que sale de la caldera
$m_{\text{steam_saved}}$	– tasa de flujo de masa de vapor ahorrada
m_{turbine}	– tasa de flujo de masa de vapor a través de la turbina
$m_{\text{water_in}}$	– flujo de masa de agua que ingresa a una vasija
$m_{\text{water_out}}$	– flujo de masa de agua que sale de una vasija
P_{steam}	– presión de vapor
$Q_{\text{air_1}}$	– calor transferido al aire en la operación actual

- Q_{air_2} – calor transferido al aire en la operación nueva
 Q_{bd_boiler} – pérdida del contenido de energía térmica de la purga para la caldera
 $Q_{bd_savings}$ – ahorros de energía térmica por reducción de la purga
 Q_{bd_system} – pérdida del contenido de energía térmica por purga del sistema
 $Q_{condensate}$ – cantidad de energía térmica del condensado en comparación con la del agua de reposición
 $Q_{destino}$ – calor transferido a los usos finales
 $Q_{saved_insulation}$ – ahorros energéticos asociados con las superficies aisladas
 Q_{steam} – calor transferido por el vapor
 Q_{water} – calor transferido al agua en un intercambiador de calor
 T – horas de funcionamiento
 T_{in} – temperatura de entrada
 T_{out} – temperatura de salida
 V_{air} – tasa de flujo de volumen de aire
 $V_{condensate}$ – tasa de flujo de volumen del retorno de condensado
 W_{actual} – trabajo del eje realizado por la turbina real
 W_{ideal} – trabajo del eje realizado por la turbina ideal (o perfecta)

SÍMBOLOS GRIEGOS

- β – relación de purga de la caldera como porcentaje de agua de alimentación
 η_{boiler} – eficiencia de la caldera
 η_{boiler_1} – eficiencia de la caldera con el combustible 1
 η_{boiler_2} – eficiencia de la caldera con el combustible 2
 $\eta_{current}$ – eficiencia de la caldera actual
 η_{new} – eficiencia de la caldera nueva
 $\eta_{turbine}$ – eficiencia isentrópica de la turbina
 λ_{bd_system} – pérdidas por purga del sistema
 $\lambda_{blowdown}$ – pérdidas por purga de la caldera
 $\lambda_{miscellaneous}$ – pérdidas varias de la caldera
 λ_{shell} – pérdidas de la carcasa de la caldera
 λ_{stack} – pérdidas de la chimenea de la caldera
 ρ_{air} – densidad del aire
 $\rho_{condensate}$ – densidad del condensado
 σ – ahorros de costos de combustible
 σ_{CHP} – beneficios económicos netos asociados con la operación de una turbina de vapor
 $\sigma_{condensate}$ – ahorros de costos de combustible asociados con el retorno de condensado
 $\sigma_{electric}$ – ahorros de costos de energía eléctrica asociados con la operación de una turbina de vapor
 $\sigma_{ExcessAir}$ – ahorros de costos de combustible asociados con la implementación del control del aire en exceso
 σ_{fuel} – aumento del costo de la energía proveniente del combustible asociado con el funcionamiento de una turbina de vapor
 $\sigma_{FuelSwitch_savings}$ – ahorros de costos de combustible asociados con la implementación del control del aire en exceso
 $\sigma_{insulation}$ – ahorros de costos de combustible asociados con el aislamiento de las superficies
 σ_{steam} – ahorros de costos de combustible asociados con el ahorro de vapor
 $\sigma_{steamleak}$ – ahorros de costos de combustible asociados con la eliminación de las fugas de vapor

1

INTRODUCCIÓN

El Manual de capacitación del curso de dos días para usuarios sobre optimización de sistemas de vapor (OSV) se dirige a operadores de sistemas de vapor, personal de mantenimiento, gerentes de energía, ingenieros de las instalaciones e ingenieros consultores. En este manual se explican los métodos para mejorar la eficiencia energética, las metodologías para cuantificar los ahorros de energía y de costos provenientes de dichas mejoras, y distintos aspectos relacionados con la implementación y los programas de mejoras continuas. El Curso de capacitación de dos días para usuarios tiene los siguientes objetivos:

- Hacer comprender la necesidad y la importancia del uso del enfoque de los sistemas a fin de evaluar con precisión los sistemas de vapor y las oportunidades de optimización.
- Capacitar a los usuarios finales y a los ingenieros consultores para que puedan realizar la evaluación y la optimización de los sistemas de vapor.
- Ayudar a la industria a evaluar los sistemas de vapor y lograr ahorros de energía y de costos en la operación y los controles de dichos sistemas, a realizar el mantenimiento de los sistemas, a usar correctamente el vapor en los procesos, a lograr la cogeneración de energía térmica y eléctrica, y a usar tecnologías acordes con el estado actual de los avances.
- Realizar evaluaciones de campo e identificar, cuantificar y poner en práctica proyectos destinados a lograr ahorros de energía y de costos, para optimizar de esta manera el sistema de vapor en su conjunto.
- Identificar una serie de herramientas y de recursos (incluyendo software, normas y orientaciones) que sirven para implementar las oportunidades de mejoras del rendimiento de los sistemas de vapor.

1.1 USUARIOS DE VAPOR INDUSTRIAL

El uso de vapor en la industria está muy generalizado. Los datos provenientes de la industria indican que el promedio del uso de energía generada a partir del vapor industrial podría llegar a alcanzar entre el 35 y el 40 % del uso energético de las instalaciones. Por lo tanto, es muy importante optimizar estos sistemas y minimizar sus costos operativos. Sin embargo, no hay dos sistemas o procesos que sean iguales, de modo que es muy difícil generalizar cuando hablamos de sistemas de vapor. Los sistemas de vapor industrial se dividen en tres categorías, que consideran los niveles de presión, la cantidad de vapor que se usa y los procesos que dependen del vapor (como calefacción, separación, secado y fuente de generación de electricidad):

- Usuarios intensivos de vapor:
 - Petroquímicas
 - Refinerías
 - Productos forestales
 - Alimentación y bebidas

- Plásticos
- Goma
- Textiles
- Farmacéuticas
- Montaje de fabricación

- Usuarios medianos de vapor:
 - Calefacción de grandes comercios
 - Cerveceras
 - Lavanderías
 - Panaderías
 - Fabricación de metales
 - Grandes plantas enfriadoras

- Pequeños usuarios de vapor:
 - Electrónica
 - Cabinas de pintura
 - Sistemas de humidificación

1.2 VENTAJAS DEL USO DEL VAPOR

El vapor es una fuente de calor extremadamente eficiente que mantiene una temperatura constante y posee coeficientes de transferencia de calor muy elevados. Posee la mayor cantidad de energía transferible (en forma de calor latente) por unidad de masa y, por lo tanto, constituye una forma de transferir calor extremadamente eficiente en relación a su costo. Fluye a través de los sistemas sin la ayuda de fuentes de energía externas, como bombas, y se lo puede controlar con mucha precisión. Cuando se utiliza vapor saturado, la temperatura y la presión del vapor responden a las leyes de la termodinámica, y por lo tanto, se logra controlar la temperatura del sistema con mucha precisión controlando la presión de vapor que llega al uso final. El vapor, por naturaleza, es un medio de transferencia de energía muy flexible que puede usarse tanto para calentar procesos como para generar energía.

1.3 EL ENFOQUE DE LOS SISTEMAS

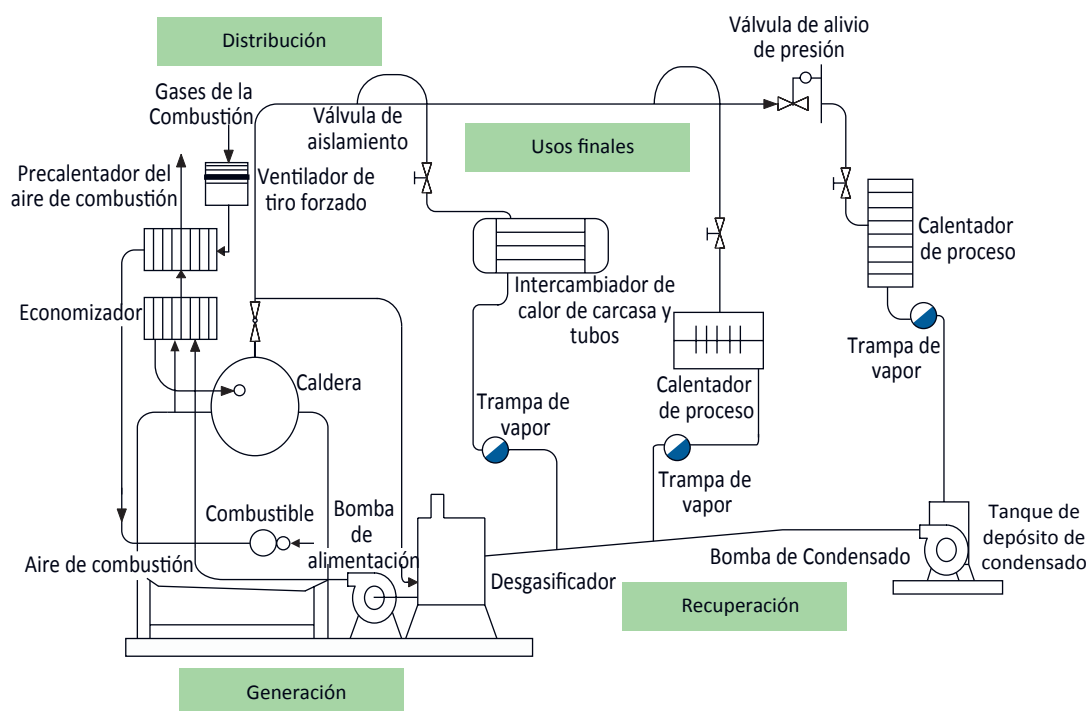
Cuando tratamos de comprender y evaluar un sistema de suministro industrial, la clave para descubrir la relación costo-eficacia pasa por el “enfoque de los sistemas”. En el enfoque de los sistemas, hay que considerar el sistema de vapor como un todo, en lugar de limitarse a investigar los componentes de manera individual. El enfoque general para optimizar un sistema de vapor se inicia con la determinación del estado actual del sistema y de sus parámetros operativos, para luego comprender los aspectos relacionados con la alimentación y las demandas del sistema. Luego se identifican, analizan e implementan las áreas potenciales (proyectos) de optimización del sistema, teniendo en cuenta las restricciones operativas y financieras de la planta. En la etapa final, se vigila permanentemente el rendimiento del sistema en su conjunto y se determinan sus tendencias, a fin de lograr que conserve su configuración óptima aun cuando se produzcan cambios en los procesos.

2

NOCIONES FUNDAMENTALES DE LOS SISTEMAS DE VAPOR

2.1 SISTEMAS DE VAPOR GENÉRICOS Y SUS COMPONENTES

Figura 1: Sistema de vapor genérico
(Cortesía del US DOE Steam BestPractices Program – Steam System Sourcebook)



Los sistemas de vapor genérico (industrial, comercial, institucional) tienen cuatro áreas principales:

- generación
- distribución
- usos finales y/o cogeneración
- recuperación de condensado

Si se hace una investigación detallada, se podrá verificar la presencia de las cuatro áreas en la mayoría de los sistemas industriales de vapor. Sin embargo, puede ser que los sistemas más pequeños y las plantas institucionales carezcan de un sistema de distribución digno de consideración. En los sistemas industriales con gran uso de vapor, es frecuente encontrar cogeneración de energía térmica

y eléctrica (CHP), mientras que es raro verla en los usuarios medianos y pequeños. Además, cada una de las cuatro áreas tiene varios componentes. Es posible que haya un componente con varias unidades, todas desempeñando la misma función. También puede ser que, en algún sistema específico, falte alguno de los componentes. En todos los casos, es muy importante elaborar un diagrama lineal simple del sistema en su conjunto, que identifique sus equipos principales, de manera de poder investigarlo usando un enfoque de los sistemas para evaluar y optimizar el sistema de vapor industrial.

Los principales componentes de un sistema de vapor industrial (desglosados por área) son:

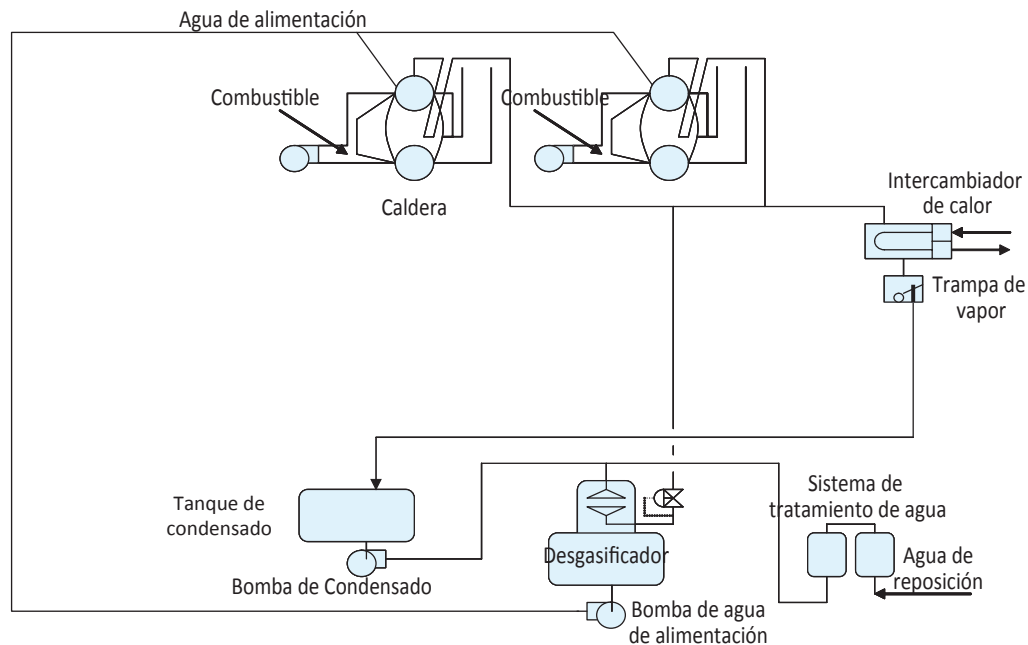
- Generación
 - calderas
 - auxiliares de las calderas (ventiladores de tiro forzado y de tiro inducido, controles, etcétera)
 - economizadores
 - precalentadores de aire
 - equipos de tratamiento de agua
 - desgasificador
 - bombas de agua de alimentación
 - equipo de almacenamiento y manipulación de combustible
- Distribución
 - tuberías de vapor
 - estaciones de alivio de presión (válvulas)
 - ramales de purga
 - acumuladores de vapor
 - sobrecalentadores
- Usos finales y/o cogeneración
 - intercambiadores de calor
 - columnas de separación
 - evaporadores
 - tanques de cocción
 - secadoras
 - equipo de calentamiento por proceso de inyección de vapor vivo
 - turbinas de vapor
- Recuperación de condensado
 - trampas de vapor
 - tanques de recopilación de condensado
 - bombas de condensado
 - tuberías de condensado

Como se mencionó anteriormente, hay que tener en cuenta que es posible que un sistema de vapor no tenga todos estos componentes (equipos) o que tenga varias unidades de estos componentes. Esta lista NO es exhaustiva, pero nos da una idea de los componentes que suelen encontrarse en la mayoría de los sistemas de vapor genéricos. A fin de llevar a cabo un análisis que sirva para optimizar el sistema, será necesario que los ingenieros logren comprender las funciones y la operación de cada uno de estos componentes. Además, es muy importante entender de qué manera interactúa cada uno de ellos con el sistema en su conjunto y qué impacto tiene sobre la operación y la confiabilidad del sistema.

2.2 DIAGRAMAS LINEALES DE LOS SISTEMAS DE VAPOR

Los diagramas lineales de los sistemas de vapor constituyen una herramienta muy sencilla que traduce en una única hoja de papel el sistema de vapor en su conjunto. El objetivo principal del diagrama lineal es comprender con mucha precisión todas las operaciones del sistema de vapor de una planta (o instalación), sin entrar en los detalles técnicos ni en las condiciones operativas específicas. Es importante que el diagrama lineal incluya no solamente todos los componentes principales, sino también todos los que pudieran llegar a tener algún impacto. En las figuras 2a, 2b, 2c y 2d se exhiben ejemplos de diagramas lineales de sistemas de vapor básicos con un orden de complejidad creciente.

Figura 2a: Diagrama lineal de un sistema de vapor con un cabezal de presión
(Cortesía del US DOE Steam BestPractices End User Training Program)



Es de señalar que incluso el más simple de los diagramas lineales de los sistemas de vapor (como el que se exhibe en la figura 2a) brinda toda la información de alto nivel necesaria para llevar a cabo una optimización detallada del sistema de vapor. Se han marcado todos los componentes y, aunque los símbolos de los componentes específicos no adhieren a normas internacionales, cumplen con el propósito principal de identificarlos y mostrar esquemáticamente su posición dentro del sistema, ilustrando su operación. Las figuras subsecuentes 2b, 2c y 2d emplean los mismos símbolos para los componentes, sin mencionarlos individualmente, a menos que se introduzca un componente “nuevo” en la figura. Se recuerda nuevamente a los usuarios del Manual de capacitación que cada sistema de vapor usado en la industria es único, pero que sus componentes generales y sus operaciones son muy similares. Por lo tanto, hay que elaborar un diagrama lineal para cada uno de los sistemas de vapor que haya que evaluar.

Figura 2b: Diagrama lineal de un sistema de vapor con dos cabezales de presión
(Cortesía del US DOE Steam BestPractices End User Training Program)

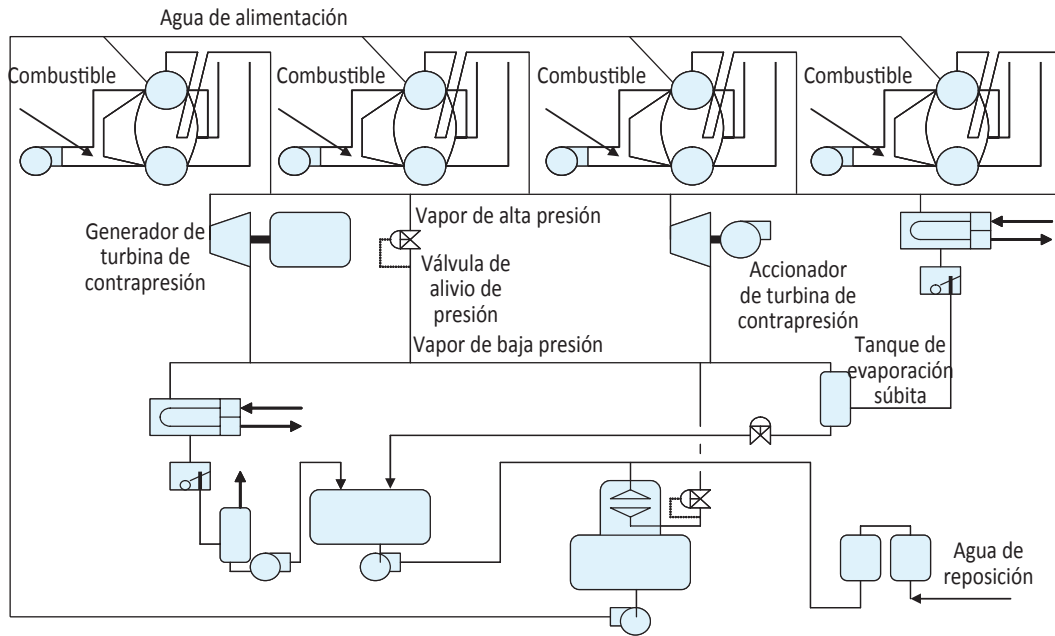


Figura 2c: Diagrama lineal de un sistema de vapor con tres cabezales de presión
(Cortesía del US DOE Steam BestPractices End User Training Program)

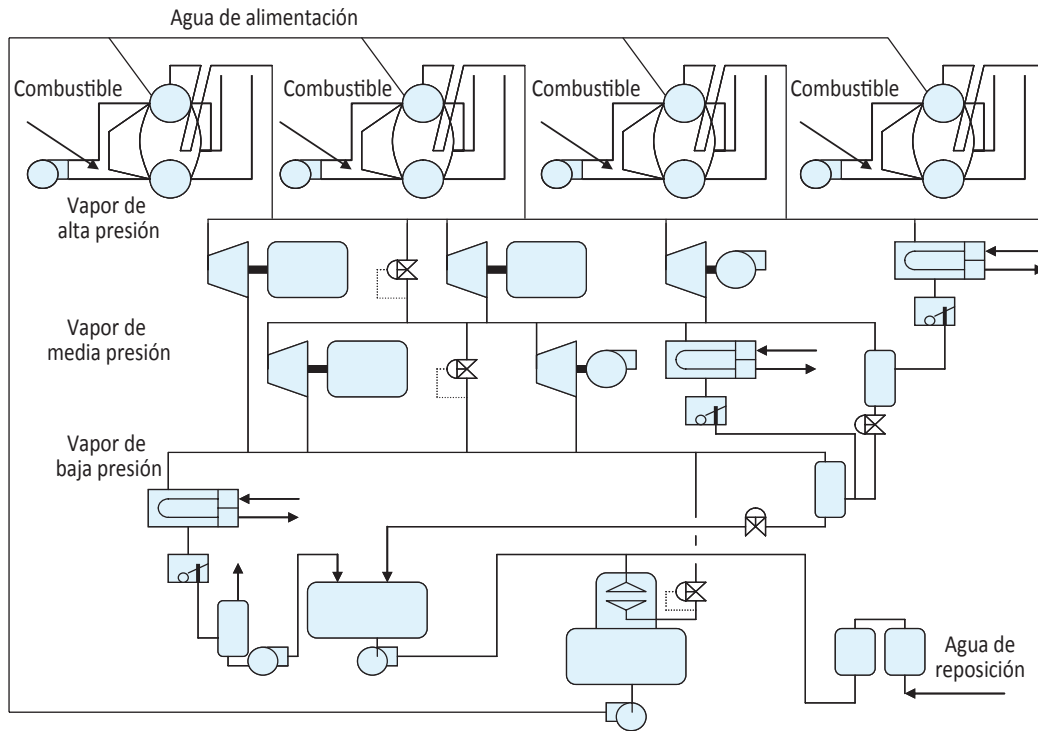
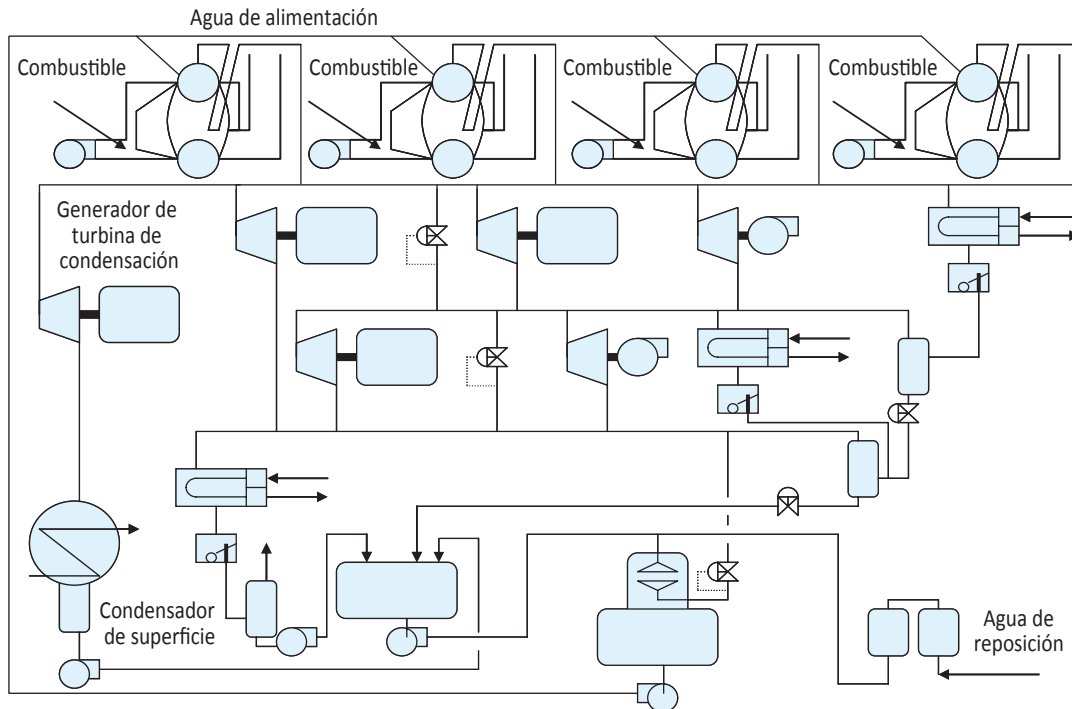


Figura 2d: Diagrama lineal de un sistema de vapor con tres cabezales de presión y una turbina de condensación
(Cortesía del US DOE Steam BestPractices End User Training Program)



2.3 TERMODINÁMICA DEL VAPOR

Los tres estados termodinámicos básicos del agua (en un sistema de vapor industrial) son: subenfriado, saturado y sobrecalentado. Estos estados se definen como:

Subenfriado: El agua está en forma de líquido y su temperatura es menor que la temperatura de saturación (a determinada presión). El contenido de energía del agua subenfriada es directamente proporcional a su temperatura.

Saturado: A medida que se calienta el agua subenfriada, esta va alcanzando su temperatura de saturación. Este estado se llama líquido saturado (agua). Si se le agrega más calor, cambia del estado líquido al gaseoso, sin que cambie la temperatura. Este cambio de fase continúa hasta que se convierte totalmente al estado gaseoso. Este nuevo estado se llama gaseoso saturado (vapor). El contenido de energía del estado saturado depende de la temperatura (o de la presión) y de la calidad (cantidad de agua en estado gaseoso en la mezcla de dos fases).

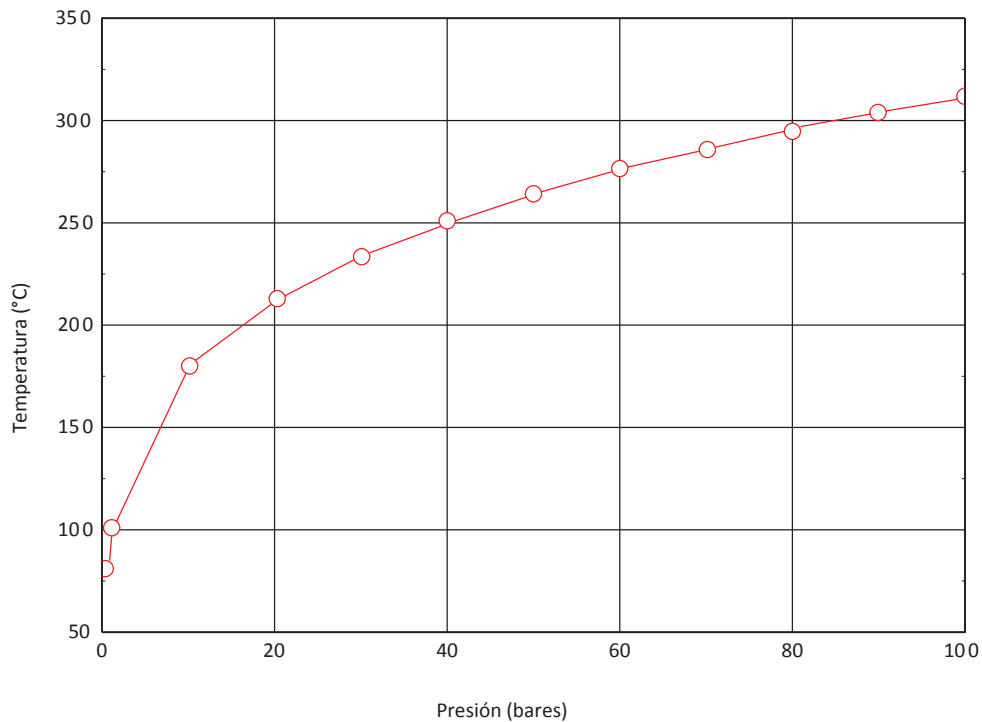
Sobrecalentado: A medida que se le va añadiendo más calor al agua en estado gaseoso saturado, se produce un aumento de la temperatura del vapor por arriba del punto de saturación. Este es el estado de vapor sobrecalentado. El contenido de energía del vapor sobrecalentado es proporcional a la temperatura y a la presión.

Basándose en el estado del vapor según la presión y la temperatura, se puede obtener sus propiedades termodinámicas a partir de las tablas de vapor.

- presión (bares, atmósferas, kPa, MPa)
- temperatura (°C)
 - temperatura absoluta (K)
- calidad
- densidad (kg/m³)
- V - volumen (m³/kg)
- entalpía (kJ, kcal)
 - entalpía específica (kJ/kg, kcal/kg)
- entropía (kJ/K, kcal/K)
 - entropía específica (kJ/kg-K, kcal/kg-K)

Las tablas de vapor vienen en distintos formatos como, por ejemplo, diagramas de Mollier, diagramas P_h, datos tabulados en manuales y normas, ecuaciones de estado, etc. En el apéndice A, encontrará unas tablas de vapor muy útiles como referencia, tomados del software REFROP, desarrollado por el National Institute of Standards & Testing (NIST) de los Estados Unidos. Es muy importante señalar que las tablas de vapor provenientes de distintas fuentes pueden tener valores de entalpía y entropía distintos, debido a que usan diferentes puntos de referencia (entalpía = 0). Por lo tanto, es muy importante usar durante todo el análisis del sistema de vapor tablas de la MISMA fuente.

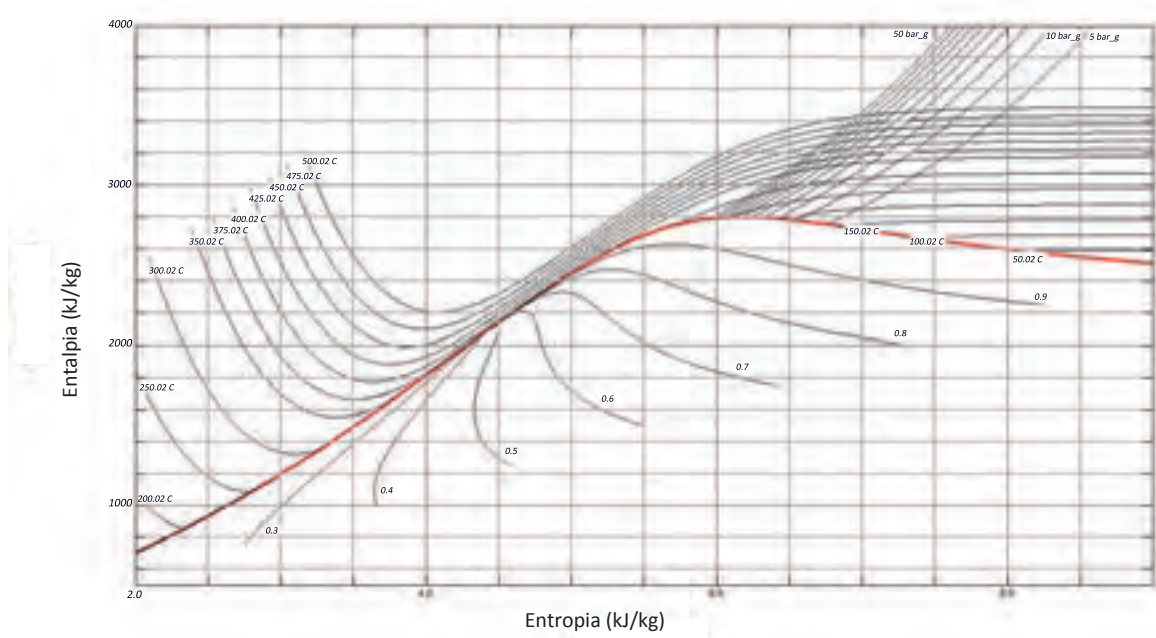
Figura 3: Relación entre la temperatura de saturación y la presión para el vapor



La figura 3 presenta la relación entre la temperatura de saturación y la presión para el vapor. Como puede observarse, ambas exhiben una relación no lineal. La figura 4 nos muestra las propiedades del

vapor de manera gráfica, en lo que se conoce normalmente como diagramas de Mollier. Podemos observar la relación entre presión, temperatura, entalpía, entropía, calidad y volumen específico. La línea “roja” gruesa representa la curva de saturación del vapor. A la izquierda de la curva de saturación, se encuentra la región del “(agua) líquida subenfriada” y en la parte derecha del gráfico, por arriba de la curva de saturación hallamos la región de “(vapor) gaseoso sobrecalentado”. Dentro de la curva de saturación, las líneas indican la calidad de las dos fases y es allí donde está la región “saturada”.

Figura 4: Diagrama de Mollier (vapor)



2.4 LEYES Y PRINCIPIOS FUNDAMENTALES

CONSERVACIÓN DE LA MASA

La conservación de la masa establece que, *dado un volumen de control, la masa no se crea ni se destruye. Sólo puede cambiar de estado.*

CONSERVACIÓN DE LA ENERGÍA (1ª LEY DE LA TERMODINÁMICA)

La conservación de la energía establece que, *dado un volumen de control, la energía no se crea ni se destruye. Sólo puede cambiar de una forma a otra.*

PRINCIPIO DEL ESTADO ESTACIONARIO FLUJO ESTACIONARIO (SSSF)

SSSF quiere decir que, dado un volumen de control, la tasa de cambio de la masa y de la energía es igual a cero. Esto implica que no hay ningún almacenamiento de masa ni de energía dentro del volumen de control sujeto a análisis. Además, el estado estacionario implica que los parámetros de funcionamiento individuales (temperatura, presión, flujos) NO varían a lo largo del período de tiempo durante el cual se realiza el análisis.

Las leyes de la conservación de la masa y de la energía, y el principio de estado estacionario flujo estacionario (SSSF) constituyen la piedra angular de todos los esfuerzos para optimizar los sistemas de vapor industrial. Normalmente, cuando optimizamos un sistema de vapor, dejamos de lado los análisis dinámicos, el arranque, el apagado y las condiciones anormales. Es imprescindible que los expertos en energía y los usuarios finales tengan una muy buena comprensión de la dinámica de los sistemas de vapor para poder justificar adecuadamente que el sistema se adecua a las condiciones de estado estacionario flujo estacionario.

3

EXPLORACIÓN DEL SISTEMA DE VAPOR INDUSTRIAL

El primer paso del proceso de optimización de sistemas de vapor (OSV) consiste en comprender el funcionamiento y la gestión actuales del sistema de vapor industrial que hay que optimizar. En segundo lugar, las claves para implementar la optimización de la planta son la comprensión de los objetivos finales de la OSV y la identificación de sus propósitos y metas. La mayoría de las veces, los objetivos de la OSV son:

- minimizar el uso del vapor
- reducir las pérdidas de energía en todo el sistema
- reducir las emisiones de gases de efecto invernadero
- reducir los costos operativos del sistema de vapor

Antes de comenzar cualquier análisis detallado, es imprescindible entender el sistema de vapor de manera sistemática. El siguiente paso consiste en identificar las áreas potenciales que hay que investigar, para después hacer un proceso de debida diligencia que cuantifique el nivel de energía del sistema y los impactos económicos.

Estas tareas pueden llevarse a cabo de varias maneras:

- sesiones de preguntas y respuestas cara a cara
- entrevistas telefónicas
- cuestionarios - para que el personal de la planta complete y entregue, etcétera

Una de las herramientas que puede usarse para explorar el sistema es el Steam System Scoping Tool (SSST) del Departamento de energía de los Estados Unidos.

3.1 STEAM SYSTEM SCOPING TOOL (SSST) DEL DEPARTAMENTO DE ENERGÍA DE LOS ESTADOS UNIDOS

El software SSST (basado en MS-Excel) es un cuestionario diseñado para mejorar la comprensión de las áreas de gestión del sistema de vapor. Se divide en las típicas áreas principales de los sistemas de vapor y proporciona al usuario un puntaje que indica el grado de intensidad de la gestión. El SSST se utiliza para identificar las posibles áreas del sistema de vapor industrial que presentan una oportunidad de mejora. Para hacerlo, compara el sistema de vapor que se quiere analizar con un sistema de vapor industrial del programa BestPractices con todos los avances tecnológicos. Así se identifican las insuficiencias del sistema de vapor en cuestión y se procede a investigar las oportunidades de optimización correspondientes. Se ha de señalar que el propósito del SSST NO es cuantificar las oportunidades de ahorros energéticos, sino que constituye una referencia para poder identificarlas.

El SSST está pensado para que lo usen los administradores de las plantas, los ingenieros y gerentes de suministros, los ingenieros de los procesos de las plantas y los expertos en energía que quieran optimizar las operaciones de sus sistemas de vapor. Comprende un total de 26 preguntas cualitativas. Estas preguntas se dividen en las siguientes secciones:

- perfiles del sistema
- practicas operativas del sistema en su conjunto
- prácticas operativas de la planta de calderas
- prácticas operativas de distribución, usos finales y recuperación

Después de completar el cuestionario del SSST, la página “Results” proporciona al usuario una puntuación que indica el grado de intensidad de la gestión y sirve de guía para identificar las posibles oportunidades de optimización de los sistemas de vapor. La tabla1 muestra el resumen de resultados del SSST para un sistema de vapor industrial promedio.

Tabla 1: “Resumen de los resultados” del SSST de un sistema de vapor industrial promedio

Resumen de resultados Herramienta de evaluación por áreas	Calificación posible	Calificación típica
Perfil del sistema de vapor	90	63%
Prácticas operativas del sistema de vapor	140	69%
Prácticas operativas de la planta de vapor	80	63%
Prácticas operativas de distribución, uso final y recuperación	30	58%
Calificación total de la herramienta SSST	340	222.0
Calificación total de la herramienta SSST	100%	65%

4

MODELADO DE LOS SISTEMAS DE VAPOR INDUSTRIAL

Después de haber entendido fehacientemente todas las oportunidades potenciales de mejora de la sección de “exploración”, avanzamos hacia el siguiente paso, que consiste en elaborar un “modelo del sistema de vapor” que refleje con precisión el balance del sistema de vapor, que modele todos los componentes que impactan sobre el sistema y que represente la energía real y los beneficios económicos de los proyectos de optimización del sistema de vapor.

Existen varias herramientas informáticas de gran fidelidad que sirven para elaborar un modelo preciso y sólido del sistema de vapor industrial de una planta. Estos modelos, que se pueden personalizar, son capaces de darnos información sobre el rendimiento y la operación con el detalle que se necesita para un proceso de debida diligencia de alto nivel. Pero suelen ser muy caras y si se pretende lograr un modelo que refleje el sistema de vapor industrial de la planta hay que pensar en una capacitación específica adicional. Por otra parte, es posible encontrar en la Internet distintos tipos de software, aplicaciones y programas comerciales (gratuitos o pagos) que se pueden usar para modelar sistemas de vapor.

La intención de esta sección no es destacar una herramienta ni un software de modelado de sistemas de vapor en particular, sino lograr que los usuarios sean conscientes de las características y los requisitos necesarios para llevar a cabo actividades de optimización de sistemas de vapor. El propósito principal de modelar un sistema de vapor es lograr que el usuario entienda el impacto energético y económico de los proyectos de optimización de sistemas de vapor. Es importantísimo que todas las herramientas informáticas de modelado se basen en:

- las leyes fundamentales de conservación de la masa y de la energía
- el equilibrio económico
- la preservación del balance de vapor en los cabezales
- el análisis de los costos de mayor efecto y del modelado de los componentes (equipos)
- el uso del enfoque de los sistemas

Uno de los programas informáticos para modelado de sistemas de vapor industrial que cumple estas condiciones es el System Assessment Tool (SSAT) del Departamento de energía de los Estados Unidos. Se basa en MS-Excel y sirve para modelar proyectos de optimización de sistemas de vapor comunes y para hacer análisis del tipo “¿qué pasaría si...?”

4.1 STEAM SYSTEM ASSESSMENT TOOL (SSAT) DEL DEPARTAMENTO DE ENERGÍA DE LOS ESTADOS UNIDOS

El SSAT contiene tres plantillas de sistemas de vapor predeterminadas: de un cabezal, de dos cabezales y de tres cabezales. Las figuras 5a, 5b y 5c muestran las diferentes configuraciones según la cantidad de cabezales y las plantillas predeterminadas de los sistemas. Cada una de las plantillas del SSAT contiene las siguientes hojas de cálculo:

- Input - para ingresar la información básica del sistema
- Model - diagrama lineal del sistema que muestra los cabezales, el balance de vapor, los regímenes de calor, etcétera
- Projects Input - para "ACTIVAR" proyectos y modificar las operaciones del sistema
- Projects Model - diagrama lineal de los sistemas con los proyectos incluidos
- Results - información en forma de tablas del impacto energético y económico
- Stack Loss Chart - determina las pérdidas de la chimenea para algunos combustibles
- User Calculations - para hacer cualquier tipo de análisis o de cálculos fuera del modelo

Figura 5a: Modelo del sistema de vapor de "un cabezal" del SSAT

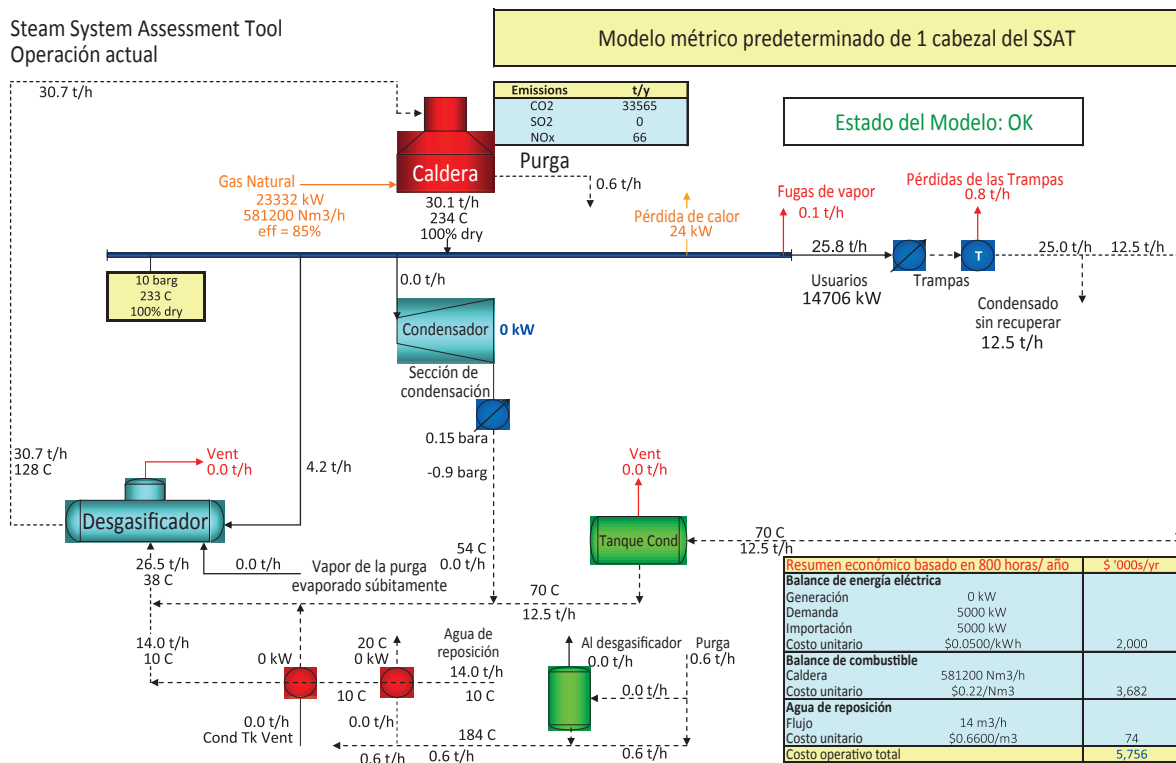


Figura 5b: Modelo del sistema de vapor de “dos cabezales” del SSAT

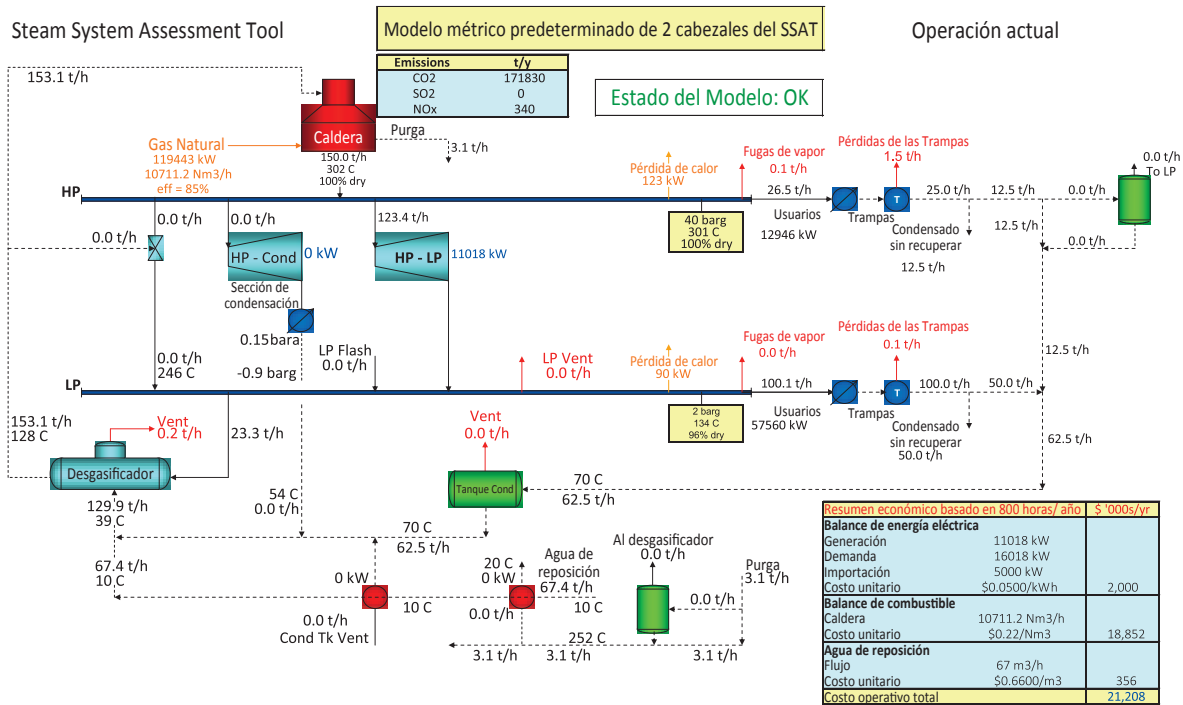
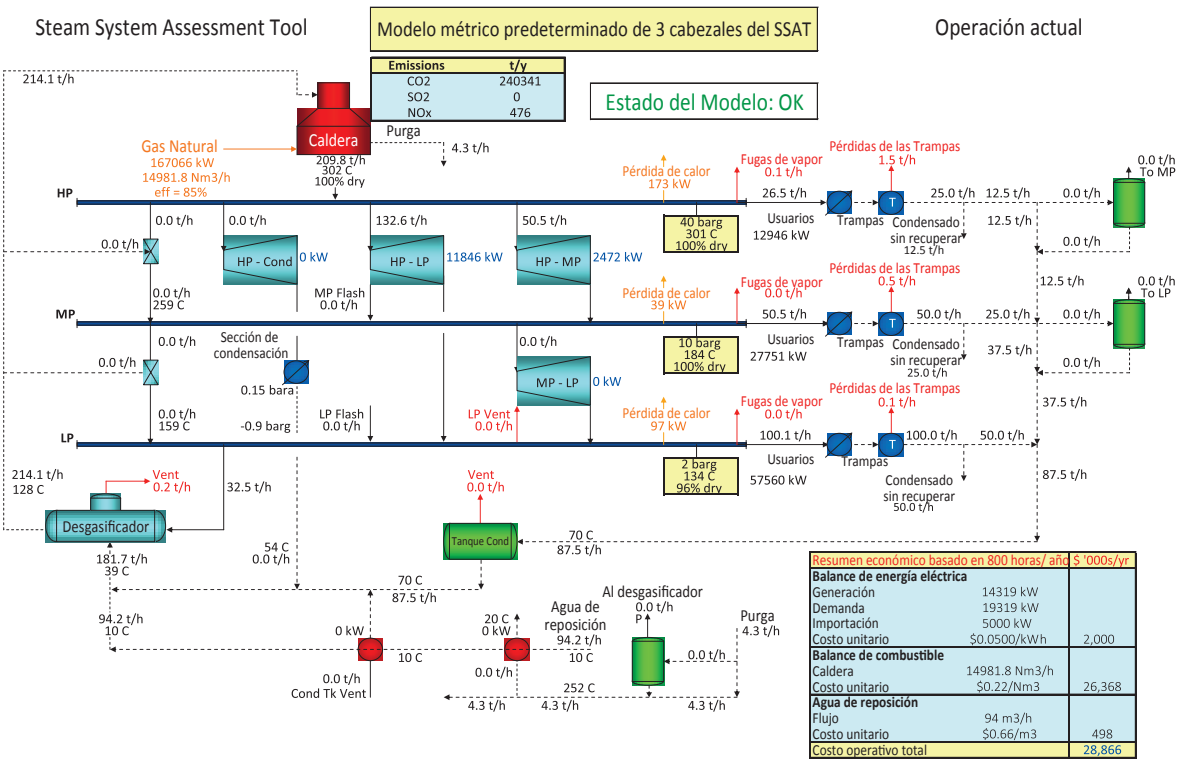


Figura 5c: Modelo del sistema de vapor de “tres cabezales” del SSAT



4.2 PROYECTOS DE OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE VAPOR CON SSAT

El modelo del sistema de vapor de tres cabezales de SSAT engloba los modelos de uno y dos cabezales y es el modelo del sistema de vapor más completo del software SSAT. A fin de poder modelar el sistema que se quiere evaluar con precisión, será necesario ingresar en la página “Input” toda la información significativa del sitio en forma detallada. Es posible correr el modelo del sistema de vapor directamente, ya que toda la información necesaria se completa automáticamente con datos predeterminados. Después, a medida que se dispone de más información, se la puede ir agregando en la página “Input” para que el modelo represente el sistema de vapor real.

La página “Project Inputs” contiene dieciocho proyectos de optimización de sistemas de vapor que pueden activarse para modificar el sistema elegido. Esto permite que el usuario someta el sistema de vapor que se quiere optimizar a un análisis tipo “¿qué pasaría si...?” Además, el SSAT proporciona un análisis acumulativo de los múltiples proyectos que pueden realizarse para optimizar el sistema de vapor. El modelo SSAT se basa en el “enfoque de los sistemas” y contiene los siguientes dieciocho proyectos de optimización de sistemas que se pueden evaluar para cualquier sistema de vapor:

- ahorros de la demanda de vapor
- uso de un combustible alternativo (cambio de combustible)
- cambio en la eficiencia de la caldera
- cambio en la tasa de purga de la caldera
- instalación de un tanque de evaporación súbita para generar vapor de baja presión
- cambio en las condiciones de generación de vapor
- instalación y/o modificación de la turbina de presión de contrapresión de alta presión a baja presión
- instalación y/o modificación de la turbina de presión de contrapresión de alta presión a media presión
- instalación y/o modificación de la turbina de presión de contrapresión de media presión a baja presión
- instalación y/o modificación de una turbina de vapor de condensación
- instalación de un intercambiador de recuperación del calor del agua de reposición en la ventilación del tanque de condensado
- instalación de un intercambiador de recuperación del calor del agua de reposición en la purga de la caldera
- mejora de la recuperación de condensado
- evaporación súbita del condensado de alta presión para obtener vapor de media presión
- evaporación súbita del condensado de media presión para obtener vapor de baja presión
- implementación de un programa de gestión de las trampas de vapor
- implementación de un programa de gestión de las fugas de vapor
- mejora del aislamiento en las líneas y los equipos de vapor y de condensado

La figura 6 muestra una imagen de la página “Results” que proporciona tablas con información sobre el impacto energético y económico de la optimización del sistema de vapor.

Figura 6: Página “Results” del modelo del sistema de vapor de “tres cabezales” del SSAT

Steam System Assessment Tool

3 Header Model

Results Summary

SSAT Default 3 Header Model

Model Status : OK

Cost Summary (\$ '000s/yr)	Current Operation	After Projects	Reduction	
Power Cost	2,000	2,000	0	0.0%
Fuel Cost	24,178	24,178	0	0.0%
Make-Up Water Cost	453	453	0	0.0%
Total Cost (in \$ '000s/yr)	26,631	26,631	0	0.0%

On-Site Emissions	Current Operation	After Projects	Reduction	
CO2 Emissions	486135 klb/yr	486135 klb/yr	0 klb/yr	0.0%
SOx Emissions	0 klb/yr	0 klb/yr	0 klb/yr	N/A
NOx Emissions	962 klb/yr	962 klb/yr	0 klb/yr	0.0%

Power Station Emissions	Reduction After Projects	Total Reduction
CO2 Emissions	0 klb/yr	0 klb/yr -
SOx Emissions	0 klb/yr	0 klb/yr -
NOx Emissions	0 klb/yr	0 klb/yr -

Note - Calculates the impact of the change in site power import on emissions from an external power station. Total reduction values are for site + power station

Utility Balance	Current Operation	After Projects	Reduction	
Power Generation	13883 kW	13883 kW	-	-
Power Import	5000 kW	5000 kW	0 kW	0.0%
Total Site Electrical Demand	18883 kW	18883 kW	-	-
Boiler Duty	523.0 MMBtu/h	523.0 MMBtu/h	0.0 MMBtu/h	0.0%
Fuel Type	Natural Gas	Natural Gas	-	-
Fuel Consumption	522874.9 s cu.ft/h	522874.9 s cu.ft/h	0 s cu.ft/h	0.0%
Boiler Steam Flow	416.5 klb/h	416.5 klb/h	0.0 klb/h	0.0%
Fuel Cost (in \$/MMBtu)	5.78	5.78	-	-
Power Cost (as \$/MMBtu)	14.65	14.65	-	-
Make-Up Water Flow	22660 gal/h	22660 gal/h	0 gal/h	0.0%

Turbine Performance	Current Operation	After Projects	Marginal Steam Costs	
HP to LP steam rate	44 kWh/klb	44 kWh/klb	(based on current operation)	
HP to MP steam rate	23 kWh/klb	23 kWh/klb	HP (\$/klb)	8.28
MP to LP steam rate	Not in use	Not in use	MP (\$/klb)	7.16
HP to Condensing steam rate	Not in use	Not in use	LP (\$/klb)	6.06

5

OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN DE LA GENERACIÓN DE VAPOR

El área de generación de vapor es el centro de atención de todos los estudios de optimización de sistemas de vapor. Esto se explica porque es el lugar en donde se suministra la energía en forma de combustible para producir vapor. Normalmente, el combustible -que debe comprarse a un precio determinado- libera una cierta cantidad de energía durante el proceso de combustión. La caldera captura dicha energía para producir vapor.

5.1 PROPIEDADES DE LOS COMBUSTIBLES

Hay varios tipos diferentes de combustibles que se pueden usar para producir vapor en las plantas industriales. Algunos de los combustibles más comunes son:

- carbón sólido, madera, biomasa, combustible derivado de neumáticos, etcétera.
- fuel oil pesado líquido, fuel oil liviano, parafina, líquidos de desecho para incineración, etcétera.
- gas - gas natural, gas metano, efluentes gaseosos de refinerías, etcétera

El diseño de la caldera depende del combustible que se usa. En la industria, hay varias situaciones en las que encontramos calderas que operan con combustibles duales, lo que permite mayor flexibilidad en relación con el combustible y aumenta la fiabilidad de la generación de vapor en caso de que haya interrupciones en el suministro de combustible.

Cada combustible tiene un “poder calorífico” que se define como su contenido de energía en una masa o en un volumen determinado. La mayoría de los combustibles sólidos y líquidos definen su poder calorífico según la masa (GJ/ton, KJ/kg o Kcal/kg). La mayoría de los combustibles gaseosos definen su poder calorífico según el volumen (KJ/m³ o Kcal/m³). Si se conoce la densidad del combustible, se puede hacer la conversión entre valores de calentamiento según la masa o el volumen.

PODER CALORÍFICO SUPERIOR (PCS)

También conocido como poder calorífico bruto. Es el total de la energía suministrada por el combustible que se obtiene después de que el vapor de agua de la corriente de gases de la combustión se vuelve a condensar a su estado natural (agua líquida). Por lo tanto, contiene el calor latente del agua que se recupera cuando el vapor de agua se condensa como agua líquida.

PODER CALORÍFICO INFERIOR (PCI)

También conocido como poder calorífico neto. Es el total de la energía suministrada por el combustible que se obtiene sin que haya condensación de vapor de agua en la corriente de gases de la combustión.

Los poderes caloríficos se pueden obtener de varias fuentes diferentes, como por ejemplo: proveedores de combustible, manuales de ingeniería química y mecánica, análisis de laboratorio de muestras de los combustibles, etc. En este Manual de capacitación, usamos el PCS de los combustibles en todos los cálculos. El uso del PCS en los análisis de optimización de sistemas de vapor es una metodología precisa que permite hacer un balance completo de la energía del sistema. No obstante, también se puede usar el PCI para hacer los análisis y obtener los mismos resultados. Es muy importante que el usuario mantenga la COHERENCIA al hacer el análisis de optimización de sistemas de vapor y que garantice que los análisis de los proyectos se realizan ya sea con el PCS o con el PCI. Si se alternara entre los dos, se obtendrían resultados erróneos. En la tabla 2 se encuentra el PCS de algunos de los combustibles que se usan habitualmente en las calderas.

Tabla 2: Poder calorífico superior de los combustibles comunes

Combustible	Unidad de venta	Costo típico [\$/unidad de venta]	PCS [kJ/kg]	Precio unitario [\$/GJ]
Gas natural	Nm ³	1.00	54,220	26.35
Fuel oil 2	tonelada	1,500	45,125	33.24
Fuel oil 2 (bajo azufre)	tonelada	785	43,595	18.01
Fuel oil 6 (alto azufre)	tonelada	797	43,764	18.21
Carbón bituminoso	tonelada	171	31,890	5.36
Carbón sub-bituminoso	tonelada	129	23,465	5.50
Madera verde	tonelada	22	12,215	1.89

5.2 COSTOS DE LA GENERACIÓN DE VAPOR

La tabla 2 presenta, además del PCS de los combustibles, el costo de los mismos en dos configuraciones: por unidad de venta y por unidad de energía (GJ). El costo del combustible es el parámetro más importante para calcular el costo de la generación de vapor y el indicador del costo del vapor.

$$K_{boiler} = m_{fuel} \times k_{fuel}$$

en donde K_{boiler} es el costo operativo total del combustible de la caldera y m_{fuel} y k_{fuel} son la tasa de flujo y el costo del combustible, respectivamente.

$$k_{steam} = \frac{m_{fuel} \times k_{fuel}}{m_{steam}}$$

en donde k_{steam} es el indicador del costo del vapor (costo unitario de la producción del vapor) obtenido de la caldera y m_{steam} es la tasa de flujo de vapor.

EJEMPLO

Calcule el costo por hora del combustible de una caldera de gas natural que genera vapor a 20 Tph (constante - todo el año). Se midió una tasa de flujo de gas natural de 1.693 m³/h (28 m³ /min) y el costo del gas natural es de (\$ 1,0 /m³).

$$K_{boiler} = 1.693 \times 1,0 = \$1.693/\text{hr}$$

$$K_{boiler} = 1.693 \times 1,0 \times 8.760 = \$14.830.680/\text{año}$$

$$k_{steam} = \frac{1.693}{20} = \$84,60/\text{tonelada}$$

El costo por hora para generar 20 Tph con esta caldera de gas natural es de \$ 1.693 y el costo marginal del vapor relacionado con el combustible (indicador del costo del vapor) es de \$ 84,60 por tonelada de vapor generado.

5.3 CÁLCULO DE LA EFICIENCIA DE LAS CALDERAS (MÉTODO DIRECTO)

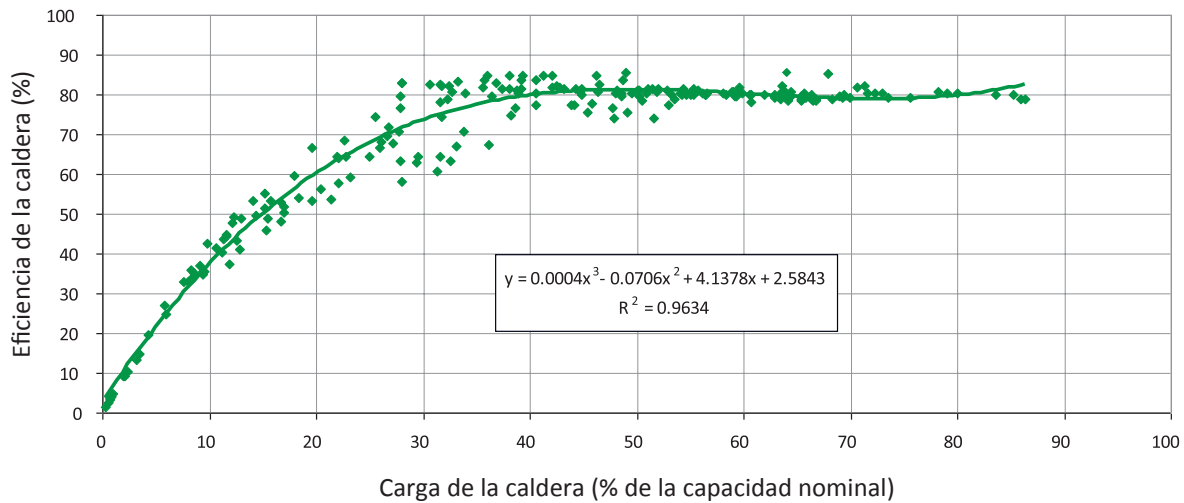
La eficiencia de la caldera (o eficiencia de la generación de vapor) se define como la relación entre el calor absorbido por el agua de alimentación usada para generar vapor y la entrada de energía proveniente del combustible.

$$\eta_{boiler} = \frac{m_{steam} (h_{steam} - h_{feedwater})}{m_{fuel} \times HHV_{fuel}} \times 100$$

en donde h_{steam} y $h_{feedwater}$ son la entalpía del vapor y del agua de alimentación, respectivamente.

Esta ecuación se puede aplicar a una caldera determinada o a toda una planta de calderas. Se la puede aplicar para obtener una imagen instantánea o para un período de tiempo determinado (por día, mes, año, etc.) Esto es lo que se denomina “método directo” de cálculo de la eficiencia de una caldera. La eficiencia de las calderas varía significativamente según el combustible que se use, el equipo y los controles instalados, el diseño de la caldera, la carga de funcionamiento, etc. Normalmente, es de esperar que la eficiencia de una caldera sea de ~ 70-75% (para madera); de 80-85% (para gas natural); y de 85-90% (para petróleo y carbón). En la figura 7, se observa una curva de eficiencia típica para calderas, basada en datos reales provenientes de una caldera de gas natural.

Figura 7: Curva típica de la eficiencia de las calderas de gas natural



EJEMPLO

Calcule la eficiencia de una caldera de gas natural que genera vapor a 20 Tph (constante - todo el año). Se midió una tasa de flujo de gas natural de 1.693 m³/h (28 m³/min) y el costo del gas natural es de (\$ 1,0/m³). El PCS del gas natural es 54.220 kJ/kg (40.144 kJ/m³). El vapor sobrecalentado se genera a 25 bares y 375 °C, y el agua de alimentación que va del desgasificador a la caldera está a 30 bares y 110 °C.

Según los datos que conocemos:

$$m_{\text{steam}} = 20.000 \text{ kg/hr}$$

$$h_{\text{steam}} = 3.181 \text{ kJ/kg (de acuerdo con las tablas de vapor, para 25 bares y 375 °C)}$$

$$h_{\text{feedwater}} = 463,5 \text{ kJ/kg (de acuerdo con las tablas de vapor, para 30 bares y 110 °C)}$$

$$m_{\text{fuel}} = 1.693 \text{ m}^3/\text{hr}$$

$$HHV_{\text{fuel}} = 40.144 \text{ kJ/m}^3$$

Se puede calcular la eficiencia de la caldera de la siguiente manera:

$$\eta_{\text{boiler}} = \frac{m_{\text{steam}} (h_{\text{steam}} - h_{\text{feedwater}})}{m_{\text{fuel}} \times HHV_{\text{fuel}}} \times 100$$

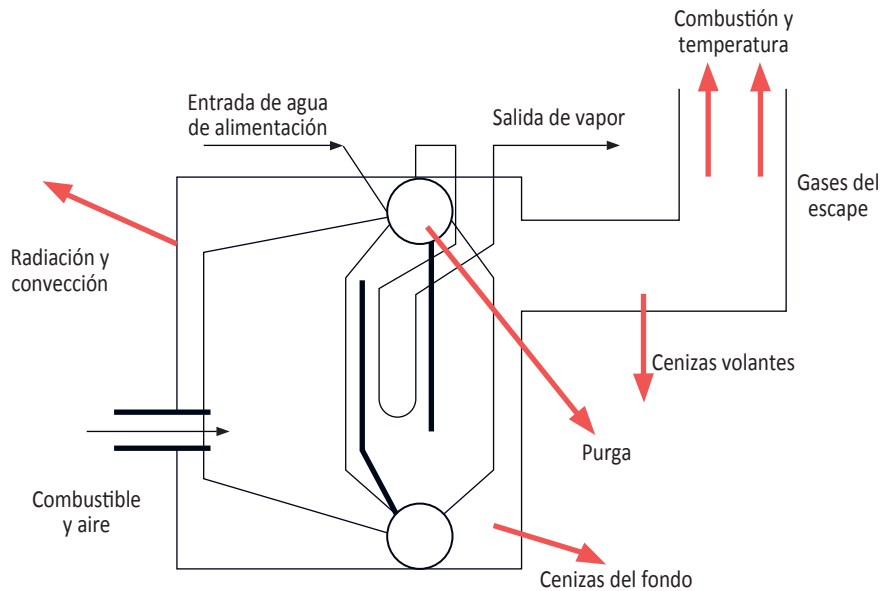
$$\eta_{\text{boiler}} = \frac{20.000 (3,181 - 463,5)}{1,693 \times 40,144} \times 100$$

$$\eta_{\text{boiler}} = 80,0\%$$

5.4 CÁLCULO DE LA EFICIENCIA DE LAS CALDERAS (MÉTODO INDIRECTO)

También se puede determinar la eficiencia de las calderas de manera indirecta, determinando la magnitud de las pérdidas de energía individuales. La figura 8 ofrece información esquemática sobre la mayoría de las pérdidas de energía que ocurren en una caldera en funcionamiento.

Figura 8: Pérdidas de una caldera en funcionamiento
(Cortesía del US DOE Steam BestPractices End User Training Program)



En una caldera en funcionamiento, hay distintos tipos de pérdidas, tales como pérdidas de la carcasa, de la purga, de la chimenea (combustión y temperatura), de las cenizas volantes y de fondo, por ignición (LOI), etc. Usando el balance energético de la caldera, la eficiencia de la misma se puede calcular de la siguiente manera:

$$\eta_{boiler} = 100 - \lambda_{shell} - \lambda_{blowdown} - \lambda_{stack} - \lambda_{miscellaneous}$$

en donde λ_{shell} representa las pérdidas de la carcasa (%); $\lambda_{blowdown}$ representa las pérdidas de la purga (%); λ_{stack} representa las pérdidas de la chimenea (%); y $\lambda_{miscellaneous}$ representa otras pérdidas (%).

Esto es lo que se denomina “método indirecto” de cálculo de la eficiencia de una caldera. En comparación con el “método directo” de cálculo de la eficiencia de calderas, este método requiere de mucha más información acerca de la caldera en funcionamiento y, por lo tanto, exige mucho más tiempo que el “método directo”. Sin embargo, el “método indirecto” tiene ventajas significativas sobre el “método directo”, como, por ejemplo:

- menor incertidumbre (mayor precisión)
- posibilidad de identificar las áreas en donde se producen las pérdidas de energía y de cuantificarlas

En lo que respecta al análisis de optimización de sistemas de vapor, es conveniente calcular la eficiencia de la caldera por los dos métodos. Así se pueden comparar los valores obtenidos, lo que contribuye a aumentar los niveles de confianza en los instrumentos y los dispositivos de recopilación de datos de la planta.

5.4.1 PÉRDIDAS DE LA CARCASA

Las pérdidas de la carcasa representan la cantidad de energía proveniente del combustible que sale de la caldera por su superficie externa. La superficie de la caldera está por encima de la temperatura ambiente y, por lo tanto, siempre hay una cierta cantidad de pérdida de calor hacia el ambiente. Esta pérdida de calor se produce debido a la radiación y convección en la superficie de la caldera. Es difícil medir las pérdidas de la carcasa de una caldera con precisión. En general, se las estima a partir de una cantidad limitada de mediciones sobre el terreno. El Performance Test Code 4 (ASME-PTC-4) de la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos ofrece una metodología muy detallada para calcular las pérdidas que se producen en la superficie de las calderas.

En la tabla 3, a continuación, se encuentran las pérdidas de la carcasa de primer orden de magnitud, a modo de guía. La metodología para estimar las pérdidas de la carcasa usa la temperatura característica de la superficie de la carcasa, la superficie de la carcasa y una estimación de la velocidad del flujo de aire sobre esa superficie. Estas estimaciones se utilizan para realizar un análisis de transferencia de calor para todas las superficies de la caldera, lo que arroja como resultado una estimación de las pérdidas de la carcasa de la caldera en su conjunto. Es una técnica simple. Sin embargo, los resultados deben considerarse como una estimación general.

Tabla 3: Guía de pérdidas de la carcasa de primer orden

Evaluaciones de campo de estimación aproximada de las pérdidas de la carcasa				
Tipo de caldera	Régimen nominal de producción de vapor		Estimación de las pérdidas de la carcasa para la caldera a carga plena	
	Mínimo [Tph]	Máximo [Tph]	Máximo [%]	Mínimo [%]
de tubo de agua	5	50	2,0	0,3
de tubo de agua	50	500	0,6	0,1
de tubo de agua	500	5.000	0,2	0,1
de tubo de humo	0,5	20	1,0	0,1

Tenga en cuenta que la magnitud de pérdidas de la carcasa es constante e independiente de la carga de la caldera. Las pérdidas de la carcasa se expresan como un porcentaje de la entrada de energía proveniente del combustible. Por lo tanto, las pérdidas de la carcasa (%) aumentan a medida que disminuye la carga de la caldera. Para la mayoría de las calderas con un buen mantenimiento, se prevé que las pérdidas de la carcasa a plena carga serán de ~ 0,1 % a 2 % del total de energía de entrada proveniente del combustible.

EJEMPLO

A través de una investigación de *tipo ASME* se determinó que las pérdidas de la carcasa de una caldera de gas natural de 20 Tph son de ~ 0,5 %. Se midió una tasa de flujo de gas natural de 1.693 m³/h (28 m³/min) y el costo del gas natural es de (\$ 1,0/m³). Estime el costo de la energía de entrada proveniente del combustible asociado con las pérdidas de la carcasa.

Según los datos que conocemos:

$$m_{\text{fuel}} = 1.693 \text{ m}^3/\text{hr}$$

$$k_{\text{fuel}} = 1,0 \text{ \$/m}^3$$

$$\lambda_{\text{shell}} = 0,5 \%$$

$$K_{\text{shell}} = m_{\text{fuel}} \times k_{\text{fuel}} \times \lambda_{\text{shell}}$$

$$K_{\text{shell}} = 1.693 \times 1,0 \times 0,005 = \$8,47/\text{hr}$$

$$K_{\text{shell}} = 8,47 \times 8.760 \approx \$74.200/\text{año}$$

5.4.2 PÉRDIDAS DE LA PURGA

El agua de alimentación está formada por agua de reposición tratada y condensado. Sin embargo, siempre hay en el agua de alimentación de la caldera elementos químicos disueltos que no pueden salir de la caldera junto con el vapor porque no son solubles en vapor. Como consecuencia, va aumentando la concentración de estos químicos en la caldera. Si la concentración de elementos químicos es muy elevada, se pueden producir problemas operacionales de seriedad y se puede dañar la integridad de la caldera. Este tipo de problemas puede incluir los siguientes inconvenientes (listado no excluyente): formación de espuma que se traduce en arrastre de líquidos, formación de sarro en las tuberías de agua con sus consecuentes fugas y fallas en las tuberías, fangos sueltos en el agua de la caldera, etcétera.

El mecanismo primario para controlar la química del agua de la caldera es la purga. Por medio de la purga se controla la concentración de los elementos químicos disueltos y precipitados en la caldera, lo que permite que funcione de manera fiable, sin paradas inesperadas o fallos.

Por lo general, las purgas se controlan a partir de la conductividad del agua de la caldera. La conductividad es una medida directa que nos puede dar una indicación permanente de la calidad del agua de la caldera. Sin embargo, la conductividad debe ponerse en correlación con los elementos químicos contaminantes específicos a través de análisis de agua periódicos. La conductividad y los resultados de las pruebas específicas de calidad de agua sirven de guía para ajustar la tasa de purga.

Se ha de señalar que lo que se purga es líquido saturado a la presión de la caldera. Por lo tanto, en la purga hay una cantidad significativa de energía térmica. Cuando se descarga el producto de la purga de la caldera, esta energía térmica (que había sido provista por el combustible) se pierde. La relación entre esta pérdida de energía con respecto a la entrada de energía total proveniente del combustible constituye las pérdidas de la purga ($\lambda_{\text{blowdown}}$).

Es difícil usar caudalímetros convencionales para medir el flujo de la purga, ya que el producto de la purga es agua saturada que se va a evaporar súbitamente ante la mínima caída de presión. La mayoría de los dispositivos para medir el flujo crean una caída de presión que produce un flujo de dos fases que es imposible de medir. Por lo tanto, para poder medir la purga, hay que medir cierta composición química en el agua de alimentación y en el agua de la caldera. Los componentes químicos medidos en el análisis deben tener una determinada concentración que permita una medición precisa. Para establecer

la tasa de purga, se emplea la relación entre la concentración de elementos químicos en el agua de alimentación y su concentración en el agua de la caldera. El flujo de la purga (β) es un porcentaje del flujo del agua de alimentación, de la siguiente manera:

$$\beta = \frac{\text{Flujo de la de purga}}{\text{Flujo del agua de al}} \approx \frac{\text{Conductividad del agua de al}}{\text{Conductividad de la purga}}$$

$$m_{\text{blowdown}} = \left(\frac{\beta}{1 - \beta} \right) m_{\text{steam}}$$

en donde m_{blowdown} es la tasa de flujo de la purga.

La pérdida del contenido de energía térmica de la purga de la caldera ($Q_{\text{bd_boiler}}$) y las pérdidas de la purga ($\lambda_{\text{blowdown}}$) se miden de la siguiente manera:

$$Q_{\text{bd_boiler}} = m_{\text{blowdown}} (h_{\text{blowdown}} - h_{\text{feedwater}})$$

$$\lambda_{\text{blowdown}} = \left(\frac{Q_{\text{bd_boiler}}}{m_{\text{fuel}} \times \text{HHV}_{\text{fuel}}} \right) \times 100$$

en donde h_{blowdown} y $h_{\text{feedwater}}$ son las entalpías de las corrientes de la purga y del agua de alimentación, respectivamente.

Ejemplo

Calcule la cantidad de purga y las pérdidas de la purga de una caldera de gas natural de 20 Tph que opera a 25 bares. El agua de alimentación de la caldera está a 30 bares y 110 °C. A continuación, encontrará información adicional sobre la tasa de flujo del combustible y la química del agua.

PCS del gas natural = 54.220 kJ/kg (40.144 kJ/m³)

Suministro de combustible = 1.693 m³/h (28 m³/min)

Costo del combustible = \$ 1,0/m³

Conductividad de la purga = 2.000 $\mu\text{mhos/cm}$

Conductividad del agua de alimentación = 100 $\mu\text{mhos/cm}$

Temperatura del agua de reposición: 20 °C

La tasa de flujo de la masa de la purga se calcula a partir de esta información de la siguiente manera:

$$\beta \approx \frac{\text{Conductividad del agua de al.}}{\text{Conductividad de la purga}} = \frac{100}{2.000} = 0,05$$

$$m_{\text{blowdown}} = \left(\frac{0,05}{1 - 0,05} \right) 20.000 = 1.052 \frac{\text{kg}}{\text{hr}} = 0,29 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

El contenido de energía térmica de la purga de la caldera y las pérdidas de la purga se calculan como sigue:

$$Q_{bd_boiler} = m_{blowdown} (h_{blowdown} - h_{feedwater}) = 0,29 \times (971,8 - 463,5) = 148 \text{ kW}$$

$$\lambda_{blowdown} = \left(\frac{Q_{bd_boiler}}{m_{fuel} \times HHV_{fuel}} \right) \times 100 = \left(\frac{148}{1.693/3.600 \times 40.144} \right) \times 100 = 0,79\%$$

Es de señalar que el volumen de control empleado en el cálculo de las pérdidas de la purga de la caldera es el volumen de la caldera. Sin embargo, en los sistemas de vapor industrial reales, el agua de alimentación se calienta primero en un desgasificador o en un calentador de agua de alimentación y recién después se la envía a la caldera. Por lo tanto, desde el punto de vista del sistema, la purga se reemplaza en realidad por agua de reposición que tiene las condiciones del ambiente (y no las condiciones del agua de alimentación). Las pérdidas totales del sistema relacionadas con la purga se calculan de la siguiente manera:

$$Q_{bd_system} = m_{blowdown} (h_{blowdown} - h_{makeup})$$

$$\lambda_{bd_system} = \left(\frac{Q_{bd_system}}{m_{fuel} \times HHV_{fuel}} \right) \times 100$$

EJEMPLO

Para el análisis del sistema de purga de la caldera previa, calcule las pérdidas de energía de la purga para el sistema en su conjunto y el costo de energía -calculado según el costo de la energía proveniente del combustible- asociado con la purga de la caldera. Suponga que el agua de reposición del sistema de vapor está a 20 °C.

El contenido de energía térmica de la purga de la caldera para todo el sistema y las pérdidas de la purga se calculan de la siguiente manera:

$$Q_{bd_system} = m_{blowdown} (h_{blowdown} - h_{makeup}) = 0,29 \times (971,8 - 83,9) = 259 \text{ kW}$$

$$\lambda_{bd_system} = \left(\frac{Q_{bd_system}}{m_{fuel} \times HHV_{fuel}} \right) \times 100 = \left(\frac{259}{1.693/3.600 \times 40.144} \right) \times 100 = 1,37\%$$

Para averiguar el impacto de la purga sobre el sistema, se puede calcular el costo equivalente de la energía proveniente del combustible, de la siguiente manera:

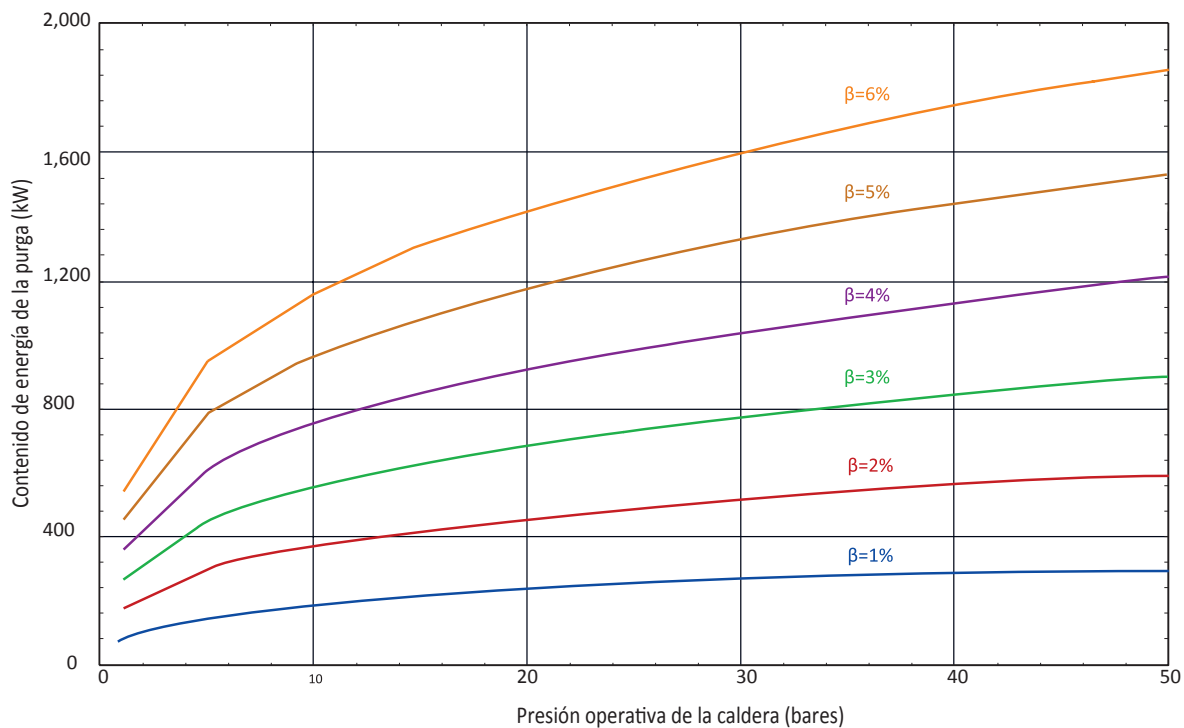
$$K_{bd_system} = m_{fuel} \times k_{fuel} \times \lambda_{bd_system}$$

$$K_{bd_system} = 1.693 \times 1,0 \times 0,0137 = \$23,2/\text{hr}$$

$$K_{bd_system} = 23,2 \times 8.760 \approx \$203.180/\text{año}$$

En la figura 9, se presenta un gráfico con información cuantitativa sobre el contenido de energía térmica de la purga de la caldera, para calderas que operan a diferentes presiones y con diferentes tasas de purga. Este gráfico usa una tasa genérica de producción de vapor de 100 Tph. El usuario puede utilizar la figura 9 para obtener una rápida estimación del contenido de energía de la purga de la caldera o puede usar cálculos más detallados, como los que mostramos anteriormente.

Figura 9: Contenido de energía térmica de la purga de la caldera (generación de vapor de 100 Tph y agua de alimentación a 20 °C)



5.4.3 PÉRDIDAS DE LA CHIMENEA

Mientras que las pérdidas de la carcasa y de la purga son relativamente pequeñas, las pérdidas de la chimenea constituyen el componente mayor de las pérdidas de la eficiencia de la caldera. Las pérdidas de la chimenea tienen dos componentes: temperatura y combustión (o aire en exceso). La gestión de las pérdidas de la chimenea es un factor crítico en la optimización de las operaciones de la caldera y en el aumento de su eficiencia. A continuación, abordaremos los dos componentes de las pérdidas de la chimenea.

5.4.3.1 PRIMER COMPONENTE: LA TEMPERATURA DE LOS GASES DE LA COMBUSTIÓN

En los gases de combustión de la caldera hay una cantidad significativa de energía proveniente del combustible. La temperatura de los gases de la combustión que salen del escape representa la cantidad de energía de los gases de la chimenea. La diferencia entre la temperatura de los gases de la combustión y la temperatura en la entrada de la cámara de combustión (que es en general la temperatura del aire ambiente) se conoce como “temperatura neta de la chimenea” y representa la cantidad de energía proveniente del combustible que se pierde en la chimenea. Suponiendo que la temperatura del aire que entra a la caldera se mantiene constante, un aumento en la temperatura de los gases de la combustión significa un aumento de las pérdidas de la chimenea. Esto lleva a una menor eficiencia de la caldera. Por lo tanto, la temperatura de los gases de la combustión de la caldera es un parámetro crítico, y habría que vigilarlo y seguir sus tendencias con cuidado. Entre los varios factores que pueden afectar la temperatura de los gases de la combustión que salen de las tuberías de escape, podemos mencionar los siguientes:

- el diseño de la caldera
- el equipo de recuperación del calor
- la carga de la caldera
- incrustaciones en las tuberías de agua
- incrustaciones en las tuberías de humo

Es importante tener en cuenta estos factores al evaluar la optimización de las operaciones de la caldera.

5.4.3.2 SEGUNDO COMPONENTE: LA COMBUSTIÓN

El componente de la combustión en las pérdidas de la chimenea depende de los componentes del combustible que no se han quemado y de la cantidad de aire en exceso (o de oxígeno en los gases de la combustión).

El primer principio de la gestión de la combustión consiste en garantizar que haya suficiente oxígeno en el proceso de combustión, para asegurarse de que todo el combustible entre en combustión y que no quede combustible no quemado en la chimenea (o minimizar su cantidad).

El segundo principio de la gestión de la combustión tiene por objetivo limitar la cantidad de oxígeno (aire) en el proceso de combustión. El combustible calienta todo el aire de la combustión. El aire (oxígeno) extra que se agrega en la zona de combustión entra a la caldera a temperatura ambiente y sale de la misma a la temperatura de los gases de la combustión. El aire ambiente contiene aproximadamente cuatro partes de nitrógeno por cada parte de oxígeno. Como consecuencia, una gran cantidad de nitrógeno entra en la zona de combustión junto con el aire en exceso (oxígeno). Para calentar este aire en exceso, se gasta una cantidad considerable de energía del combustible.

Existen cuatro metodologías distintas para calcular las pérdidas de la chimenea, pero todos los métodos se basan en cierta manera en el modelo de combustión. Por ejemplo, el ASME Power Test Code 4 define claramente todos los parámetros, ecuaciones, medidas e instrumentos necesarios para calcular las pérdidas de la chimenea con precisión. Esta metodología es muy detallada y evita que los usuarios tengan que usar modelos de combustión complicados. Este Manual de capacitación ofrece dos fuentes para calcular las pérdidas de la chimenea según el modelo de combustión desarrollado por el Dr. Greg Harrell para el Departamento de energía de los Estados Unidos. Las mismas son:

- Tablas de pérdidas de la chimenea (tabla 4)
- Software Stack Loss Calculator del SSAT del Departamento de energía de los Estados Unidos (figura 10).

El modelo de pérdidas de la chimenea asume que en la chimenea hay una cantidad mínima de combustibles no quemados (o no hay) y que no hay condensado. Los datos necesarios son: combustible, temperatura de los gases de la combustión, contenido de oxígeno de los gases de la combustión y temperatura del aire que entra a la caldera.

Tabla 4: tabla de las pérdidas de la chimenea para el gas natural
Referencia: Modelo de combustión desarrollado por Greg Harrell, Ph.D., P. E.

Tabla de las pérdidas típicas de la chimenea para el gas natural														
Contenido de oxígeno en los gases de la combustión base húmeda [%]	Contenido de oxígeno en los gases de la combustión base seca [%]	Concentrados comb [ppm]	Pérdidas de la chimenea. % de la entrada de combustible con el mayor poder calorífico superior											
			Temperatura neta de la chimenea [Δ°C] (Diferencia entre la temperatura de los gases de combustión del escape y la temperatura ambiente)											
			100	128	156	183	211	239	267	294	322	350	378	406
1.0	1.2	0	13.6	14.7	15.8	16.9	18.0	19.1	20.2	21.3	22.4	23.6	24.7	25.9
2.0	2.4	0	13.8	14.9	16.1	17.2	18.4	19.5	20.7	21.9	23.1	24.2	25.4	26.6
3.0	3.6	0	14.0	15.2	16.4	17.6	18.8	20.0	21.3	22.5	23.7	25.0	26.3	27.5
4.0	4.7	0	14.2	15.5	16.7	18.0	19.3	20.6	21.9	23.2	24.5	25.8	27.2	28.5
5.0	5.8	0	14.5	15.8	17.2	18.5	19.9	21.2	22.6	24.0	25.4	26.8	28.2	29.6
6.0	6.9	0	14.8	16.2	17.6	19.1	20.5	22.0	23.4	24.9	26.4	27.8	29.3	30.8
7.0	8.0	0	15.1	16.6	18.1	19.7	21.2	22.8	24.3	25.9	27.5	29.1	30.7	32.3
8.0	9.1	0	15.5	17.1	18.8	20.4	22.1	23.7	25.4	27.1	28.8	30.5	32.2	33.9
9.0	10.1	0	16.0	17.7	19.5	21.2	23.0	24.8	26.6	28.5	30.3	32.1	34.0	35.8
10.0	11.1	0	16.5	18.4	20.3	22.2	24.2	26.1	28.1	30.1	32.1	34.1	36.1	38.1
T actual del escape [°C]			121	149	177	204	232	260	288	316	343	371	399	427
T del ambiente [°C]			21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21

Figura 10: Software Stack Loss Calculator del SSAT del Departamento de energía de los Estados Unidos
(Referencia: modelo de combustión desarrollado por Greg Harrell, Ph.D., P. E.)

Steam System Assessment Tool Stack Loss Calculator

Based on user inputs of Stack Temperature, Ambient Temperature and Stack Oxygen Content, an estimate will be provided of the heat loss from the boiler stack. Losses are expressed as a percentage of the heat fired.

Stack losses are related to SSAT Boiler Efficiency as follows:
SSAT Boiler Efficiency = 100% - Stack Loss (%) - Shell Loss (%)
 Shell Loss refers to the radiant heat loss from the boiler. Typically < 1% at full load, 1-2% at reduced load.

Input Data

Stack Gas Temperature (°F)	200 °C	Stack Temperature - Ambient Temperature = 180 °C
Ambient Temperature (°F)	20 °C	

Stack Gas Oxygen Content (%)	5 %	
------------------------------	-----	--

Note: Stack gas oxygen content is expressed on a molar or volumetric basis

Results

Estimated Stack Losses for each of the default fuels are as follows:

Natural Gas	18.3%
Number 2 Fuel Oil	14.0%
Number 6 Fuel Oil (Low Sulfur)	13.5%
Number 6 Fuel Oil (High Sulfur)	13.7%
Typical Eastern Coal (Bituminous)	12.0%
Typical Western Coal (Subbituminous)	13.6%
Typical Green Wood	24.7%

EJEMPLO

Estime las pérdidas de la chimenea de una caldera que funciona a 20 Tph con las siguientes condiciones:

PCS del gas natural = 54.220 kJ/kg (40.144 kJ/m³)

Suministro de combustible = 1.693 m³/h (28 m³/min)

Costo del combustible = \$ 1,0/m³

Temperatura de la chimenea: 200 °C

Oxígeno en los gases de la combustión: 5 %

En el análisis de los gases de la chimenea se encontró una cantidad despreciable de combustibles no quemados

Temperatura del aire ambiente: 20 °C

Figura 11: Pérdidas de la chimenea de una caldera: ejemplo

Input Data																
Stack Gas Temperature (°F)	200 °C	Stack Temperature - Ambient Temperature = 180 °C														
Ambient Temperature (°F)	20 °C															
Stack Gas Oxygen Content (%)	5 %															
Note: Stack gas oxygen content is expressed on a molar or volumetric basis																
Results																
Estimated Stack Losses for each of the default fuels are as follows:																
→	<table border="1"> <tbody> <tr> <td>Natural Gas</td> <td>18.3%</td> </tr> <tr> <td>Number 2 Fuel Oil</td> <td>14.0%</td> </tr> <tr> <td>Number 6 Fuel Oil (Low Sulfur)</td> <td>13.5%</td> </tr> <tr> <td>Number 6 Fuel Oil (High Sulfur)</td> <td>13.7%</td> </tr> <tr> <td>Typical Eastern Coal (Bituminous)</td> <td>12.0%</td> </tr> <tr> <td>Typical Western Coal (Subbituminous)</td> <td>13.6%</td> </tr> <tr> <td>Typical Green Wood</td> <td>24.7%</td> </tr> </tbody> </table>	Natural Gas	18.3%	Number 2 Fuel Oil	14.0%	Number 6 Fuel Oil (Low Sulfur)	13.5%	Number 6 Fuel Oil (High Sulfur)	13.7%	Typical Eastern Coal (Bituminous)	12.0%	Typical Western Coal (Subbituminous)	13.6%	Typical Green Wood	24.7%	← λ_{stack}
Natural Gas	18.3%															
Number 2 Fuel Oil	14.0%															
Number 6 Fuel Oil (Low Sulfur)	13.5%															
Number 6 Fuel Oil (High Sulfur)	13.7%															
Typical Eastern Coal (Bituminous)	12.0%															
Typical Western Coal (Subbituminous)	13.6%															
Typical Green Wood	24.7%															

EJEMPLO

Estime la eficiencia de una caldera (cálculo indirecto de la eficiencia) basándose en las distintas pérdidas calculadas en las secciones anteriores, para una caldera de gas natural que funciona a 20 Tph.

$$\eta_{boiler} = 100 - \lambda_{shell} - \lambda_{blowdown} - \lambda_{stack} - \lambda_{miscellaneous}$$

$$\eta_{boiler} = 100 - 0,50 - 0,79 - 18,3 - 0,0$$

$$\eta_{boiler} = 80,4\%$$

Observe que los resultados que se obtienen con el método indirecto para calcular la eficiencia de la caldera (80,4 %) se comparan muy bien con los del método directo de cálculo de la eficiencia (80%). Estos valores se encuentran dentro de los límites de incertidumbre de acuerdo con los niveles de precisión de las mediciones.

5.5 OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN Y MEJORES PRÁCTICAS DE LA GENERACIÓN DE VAPOR

El área de generación de vapor ofrece varias oportunidades de optimización, como, por ejemplo:

- minimizar el aire en exceso
- instalar equipo de recuperación del calor
- limpiar las superficies de transferencia de calor de la caldera
- mejorar el tratamiento del agua

- instalar un controlador automático de la purga de la caldera
- recuperar energía de la purga de la caldera
- agregar un refractario a la caldera (o repararlo)
- minimizar la cantidad de calderas en funcionamiento
- investigar el cambio de combustible
- optimizar el funcionamiento del desgasificador

5.5.1 MINIMIZAR EL AIRE EN EXCESO

Una gestión de la combustión apropiada requiere que se agregue suficiente oxígeno a la zona de combustión para quemar todo el combustible, pero sin agregar aire de más, de modo de garantizar que las pérdidas de energía térmica sean mínimas. La gestión de la combustión evalúa la metodología de control del proceso de combustión y comienza con las mediciones.

Por lo general, el flujo de combustible de las calderas se controla a través de la presión de los cabezales de vapor. Si la presión del vapor disminuye, el controlador del flujo de combustible aumenta el flujo de combustible para que la caldera genere más vapor, restaurando la presión de vapor al punto de ajuste. Por el contrario, si la presión del vapor aumenta, el flujo de combustible disminuye para reducir la producción de vapor.

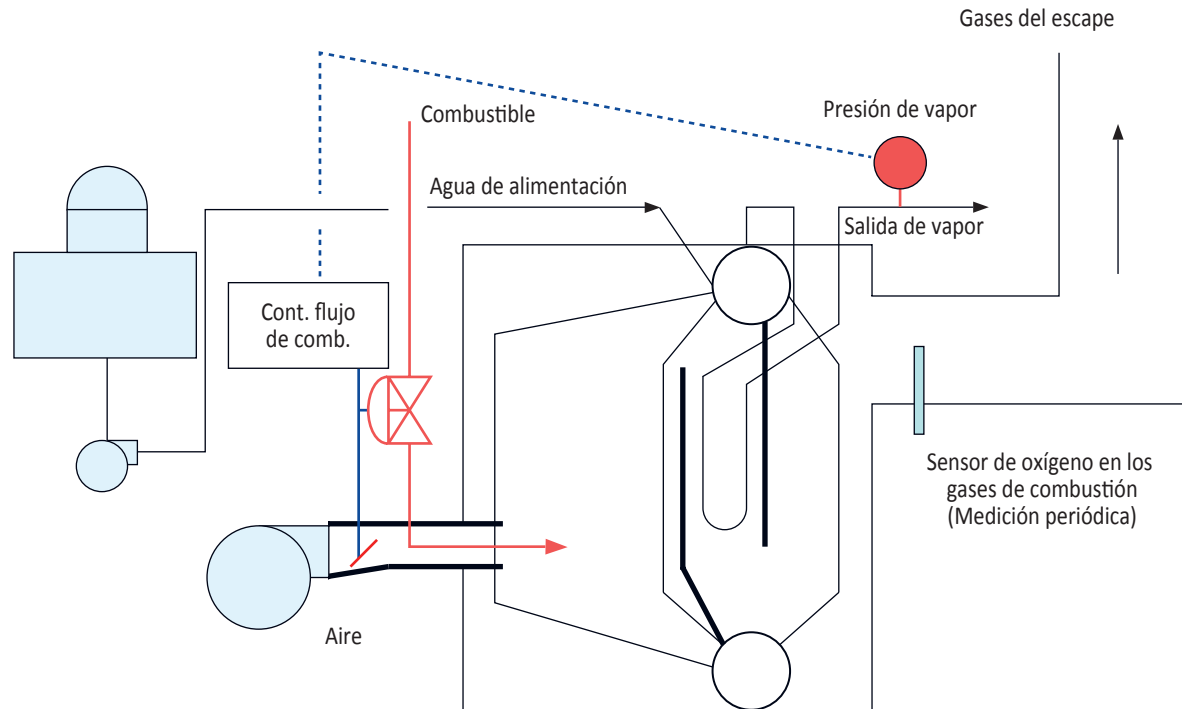
Ya que el flujo de combustible hacia la caldera cambia la combustión, el flujo de aire debe cambiar de manera acorde para que se mantenga una combustión correcta. Existen dos formas principales de controlar la combustión:

- control de posicionamiento
- control automático de ajuste del oxígeno

5.5.1.1 CONTROL DE POSICIONAMIENTO

El control del flujo del aire de combustión se realiza mecánicamente, vinculando el dispositivo de control del flujo de aire (compuerta) con el dispositivo de control del flujo de combustible. Esto se llama en general "*control de posicionamiento*" debido a que el dispositivo de control del flujo de aire adopta una posición que depende únicamente de la posición del dispositivo de control del flujo de combustible. La figura 12 presenta un esquema del mecanismo del *control de posicionamiento*. Cabe señalar que este control no incorpora ninguna medición de oxígeno activo ni de combustibles no quemados. Las mediciones de oxígeno y de combustibles no quemados se realizan solamente en forma periódica para establecer la relación de posición entre el controlador de combustible y el controlador de aire.

Figura 12: Sistema de control de posicionamiento
(Cortesía del US DOE Steam BestPractices End User Training Program)

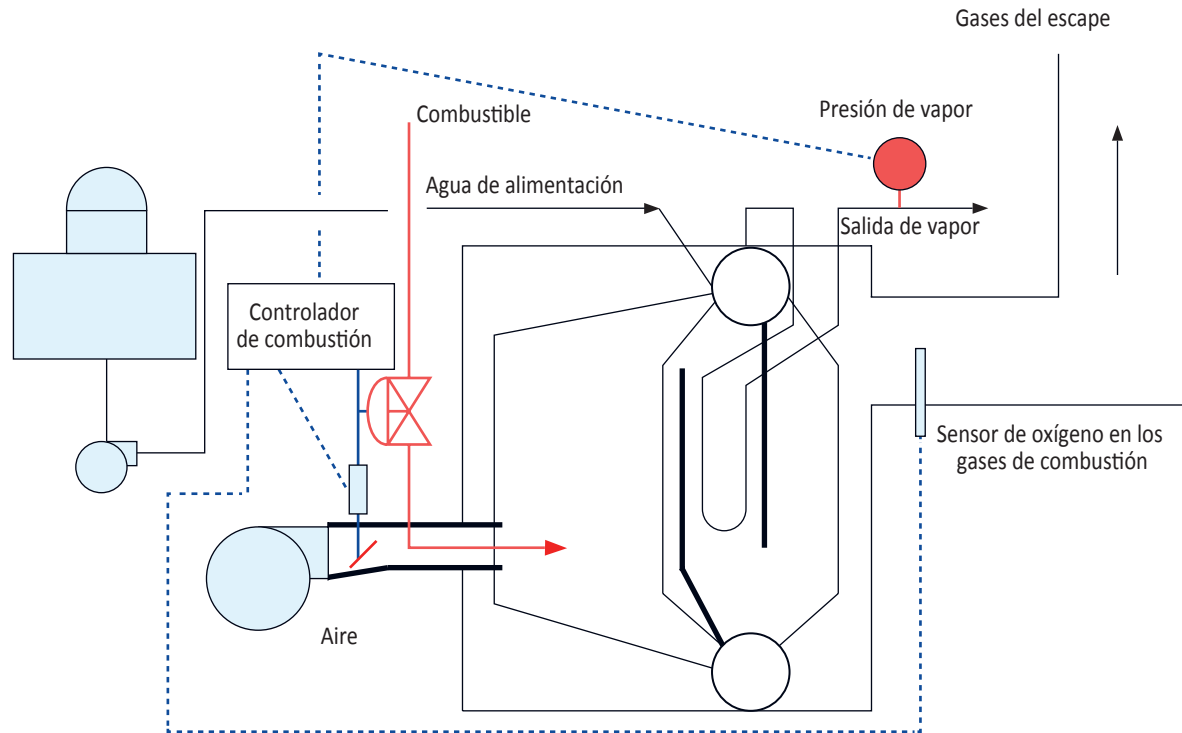


La “puesta a punto de la caldera” es una de las mejores prácticas que habría que llevar a cabo periódicamente a fin de restablecer la relación de posicionamiento entre el aire y el combustible. De esta manera, se garantiza que, dentro de los límites del *control de posicionamiento*, el aire de combustión se mantiene al mínimo.

5.5.1.2 CONTROL AUTOMÁTICO DEL AJUSTE DEL OXÍGENO

Mediante una metodología de *control automático del ajuste del oxígeno*, se controla el flujo de aire de la combustión a través de una combinación de una válvula de control del flujo de combustible y el monitoreo del oxígeno en los gases de la combustión de la chimenea. Basándose en la curva de combustión de los fabricantes del quemador, se le pone al dispositivo (compuerta) principal de control del flujo de aire una señal basada en la válvula de control del flujo de combustible, como en el caso de la metodología de control de posicionamiento. Pero además, se mide el oxígeno en los gases de la combustión permanentemente, de manera que se puede establecer una relación mucho más estrecha para minimizar la cantidad de aire en exceso. Este control adicional ajusta la cantidad de aire de combustión y, por lo tanto, minimiza la cantidad de aire en exceso. El *control automático del ajuste del oxígeno* es mucho más eficaz y eficiente que el *control de posicionamiento*. La figura 13 muestra un esquema del mecanismo de *control automático del ajuste del oxígeno*. En varias instalaciones, se combina el *control automático del ajuste del oxígeno* con un ventilador de combustión forzada con control de regulación de velocidad (VSD), generándose así ahorros energéticos de electricidad mayores a los que se obtienen con el control de la compuerta con un *control de posicionamiento*.

Figura 13: Sistema de control automático del ajuste del oxígeno
(Cortesía del US DOE Steam BestPractices End User Training Program)



La tabla 5, que se basa en la mejor tecnología de control disponible comercialmente, muestra los niveles operativos de oxígeno (y aire en exceso) en los gases de la combustión de calderas que operan con distintos tipos de combustible, para las dos metodologías de control. En general, los valores mayores de contenido de oxígeno en los gases de la combustión corresponden a cargas de quemador bajas, y los contenidos bajos de oxígeno en los gases de la combustión corresponden a cargas de quemador altas. En la tabla se señala el aire en exceso a modo de referencia. El contenido de oxígeno en los gases de la combustión es el valor medido. El aire en exceso se calcula a partir de la composición del combustible y el valor de oxígeno medido.

Tabla 5: Parámetros de control de los gases de la combustión
(Cortesía del US DOE ITP Steam BestPractices End User Training Program)

Parámetros típicos de control del contenido del oxígeno en los gases de la combustión								
Combustible	Control automático del contenido de O ₂ en los gases de la combustión		Control posicional del contenido de O ₂ en los gases de la combustión		Control automático del aire en exceso		Control posicional del aire en exceso	
	Min. [%]	Max. [%]	Min. [%]	Max. [%]	Min. [%]	Max. [%]	Min. [%]	Max. [%]
Gas natural	1.5	3.0	3.0	7.0	9	18	18	55
Fuel oil 2	2.0	3.0	3.0	7.0	11	18	18	55
Fuel oil 6	2.5	3.5	3.5	8.0	14	21	21	65
Carbón pulverizado	2.5	4.0	4.0	7.0	14	25	25	50
Carbón de carbonera	3.5	5.0	5.0	8.0	20	32	32	65

Con el fin de estimar los beneficios que se podrían obtener al minimizar el aire en exceso, es necesario evaluar la totalidad de los costos operativos de la caldera, su eficiencia actual y la que resultaría si se minimizara el aire en exceso. La ecuación siguiente nos permite calcular los ahorros en los costos para todas las oportunidades de ahorros energéticos.

$$\sigma = K_{boiler} \left(1 - \frac{\eta_{current}}{\eta_{new}} \right)$$

en donde σ es el ahorro en los gastos de combustible, K_{boiler} es el costo operativo actual de la caldera, $\eta_{current}$ y η_{new} son las eficiencias operativa actual y nueva de la caldera, respectivamente.

EJEMPLO

Una caldera que funciona con gas natural a 20 Tph tiene un control de posicionamiento que se ajusta periódicamente. Estime la oportunidad de ahorros energéticos anuales si se le colocara un control automático del ajuste del oxígeno para moderar el aire en exceso de la caldera. Cuando calcule la eficiencia de la caldera, deje de lado las pérdidas de la carcasa y de la purga.

PCS del gas natural = 54.220 kJ/kg (40.144 kJ/m³)

Suministro de combustible = 1.693 m³/h (28 m³/min)

Costo del combustible = \$ 1,0/m³

Temperatura de la chimenea: 200 °C

Oxígeno en los gases de la combustión: 5 %

En el análisis de los gases de la chimenea se encontró una cantidad despreciable de combustibles no quemados

Temperatura del aire ambiente: 20 °C

En la sección anterior ya calculamos el costo operativo de la caldera, de la siguiente manera:

$$K_{boiler} = 1.693 \times 1,0 = \$1.693 / hr$$

$$K_{boiler} = 1.693 \times 1,0 \times 8.760 = \$14.830.680 / año$$

Las pérdidas de la chimenea actuales se calcularon con el Stack Loss Calculator del SSAT del DOE de los EE. UU., arrojando un valor de 18,3 % para un 5 % de oxígeno en los gases de la combustión, con una temperatura de 200 °C en la chimenea y de 20 °C en el ambiente. Por lo tanto, la eficiencia actual de la caldera es $\eta_{es} = 81,7 \%$.

En la tabla 5, se puede apreciar que los controles automáticos del ajuste del oxígeno que se pueden conseguir actualmente son capaces de controlar el oxígeno en los gases de la combustión dentro de un margen de 3 %. Suponiendo que la temperatura de la chimenea no cambia, el cálculo de la nueva pérdida de la chimenea nos da 17,4 %. Por lo tanto, la eficiencia nueva de la caldera es $\eta_{new} = 82,6 \%$.

Los ahorros de costos energéticos obtenidos minimizando el aire en exceso a través del uso de un controlador automático de ajuste del oxígeno se calculan de la siguiente manera:

$$\sigma_{ExcessAir} = K_{boiler} \times \left(1 - \frac{\eta_{current}}{\eta_{new}} \right)$$

$$\sigma_{ExcessAir} = 14.830.680 \times \left(1 - \frac{81,7}{82,6} \right)$$

$$\sigma_{ExcessAir} = \$161.593 / año$$

5.5.2 INSTALAR UN EQUIPO DE RECUPERACIÓN DEL CALOR DE LOS GASES DE LA COMBUSTIÓN

En las calderas industriales, encontramos tres tipos principales de equipos de recuperación del calor de los gases de la combustión:

- economizadores de agua de alimentación
- precalentadores de aire
- economizadores de condensación

El tipo de equipo de recuperación del calor que se encuentra en las calderas industriales depende mucho del combustible que se utiliza y del diseño de la caldera. Casi todas las calderas industriales tienen (o deberían tener) un economizador de agua de alimentación. La mayoría de las calderas de combustible sólido y de combustibles con un contenido de humedad considerable tienen precalentadores de aire. Una gran cantidad de calderas industriales y de calderas de centrales eléctricas tienen economizadores de agua de alimentación y precalentadores de aire. En las calderas que usan combustibles limpios (gas natural, metano, diesel, etc.) es posible usar además un economizador de condensación, según los requerimientos caloríficos del sistema en su conjunto.

5.5.2.1 ECONOMIZADOR DE AGUA DE ALIMENTACIÓN

Un economizador de agua de alimentación es un intercambiador de calor que se instala para transferir energía térmica desde los gases de combustión al agua de alimentación de la caldera. Es el más común de los componentes de recuperación de energía que se instala en las calderas. Incluso si el diseño de la caldera no está configurado para instalar un economizador de agua de alimentación, se puede poner un economizador modular en la chimenea. El uso de intercambiadores de calor de diseño de última generación y de las tecnologías de materiales más nuevas hacen que la caída de presión en las tuberías de gases de la combustión sea mínima y que el manejo de la temperatura sea muy bueno, de manera que se maximiza la recuperación del calor con un área mínima de transferencia de calor. Además, los economizadores de agua de alimentación son compactos y, en general, no tienen ninguna limitación de espacio ni de tamaño.

5.5.2.2 PRECALENTADORES DE AIRE

Los precalentadores de aire de combustión calientan el aire de combustión, transfiriendo la energía de los gases de la combustión a la chimenea. El intercambio de calor es idéntico al del economizador de agua de alimentación, salvo que se calientan los gases de la combustión, en lugar de calentar el agua de alimentación. El resultado neto es una reducción del consumo de combustible, lo que hace que la eficiencia de la caldera aumente.

Debido a la naturaleza de la transferencia de calor (aire a aire), los precalentadores de aire son grandes y, en general, provocan una caída de presión mucho más grande. La mayoría de las calderas industriales con precalentador de aire tienen también un ventilador de tiro inducido para compensar la caída de presión y evitar que haya presión inversa significativa en la cámara de combustión.

También hay que tener cuidado y evitar que la temperatura de los gases de la combustión que salen de las tuberías de escape llegue al punto de rocío del ácido. Esta temperatura mínima límite depende del contenido de azufre en el combustible. Si hay condensación en la chimenea (o condensación de los gases de la combustión), podría formarse ácido sulfúrico que es altamente corrosivo y que podría deteriorar los metales y bajar la fiabilidad de funcionamiento de la caldera. Además del problema del ácido sulfúrico, una mayor reducción de la temperatura de los gases en la chimenea podría producir ácido carbónico. Este no es un problema grave si no dura mucho, porque el ácido carbónico es un ácido débil, pero si la situación se prolonga en el tiempo, se transforma en un problema operacional, a menos que se configuren los metales apropiadamente de acuerdo con la condensación de los gases en la chimenea.

5.5.2.3 ECONOMIZADOR DE CONDENSACIÓN

En general, el vapor, como producto de la combustión, permanece en estado gaseoso y sale de la chimenea. No obstante, este vapor de agua contiene una cantidad significativa de energía que se puede recuperar si se lo condensa. Es posible comprar equipo de recuperación del calor, diseñado especialmente para combustibles limpios (gas natural, gas metano, propano, fuel oil 2, etc.), que recupera el calor latente del vapor de agua de los gases de la combustión. A estas unidades, se las llama, por lo general, economizadores de condensación.

Según el combustible, los economizadores de condensación pueden mejorar la eficiencia de la caldera en más del 10 %. Para que haya condensación en la corriente de gases de la combustión, las temperaturas de los gases de combustión deben descender por abajo del punto de rocío. Normalmente, esto quiere decir 60 °C para la combustión del gas natural. A medida que la temperatura de los gases de la combustión baja, se va condensando más vapor de agua, lo que permite una mayor recuperación del calor.

Hay que señalar que, ya que el punto de rocío controla el proceso de condensación de los gases de combustión, hay que encontrar un uso en la planta para este calor de baja temperatura. Los economizadores de condensación puede recuperar una gran cantidad de calor, pero es de un grado muy bajo. Las aplicaciones industriales que requieren mucho calentamiento de bajo grado, como las plantas de procesamiento de alimentos, las plantas de vapor con un 100 % de agua de reposición, las textiles, la calefacción de plantas o la calefacción urbana, etc. son buenas candidatas para usar economizadores de condensación.

Para evaluar los economizadores de condensación, se requiere normalmente un modelo de combustión basado parcialmente en la presión, lo que está más allá de la intención de este Manual de capacitación. No obstante, los fabricantes de economizadores de condensación y algunos libros de texto tienen tablas de recuperación del calor que se elaboraron específicamente para combustibles limpios.

EJEMPLO

Una caldera que funciona con gas natural a 20 Tph tenía un economizador de agua de alimentación que fue retirado para hacer mantenimiento y para remover el sarro. Esto fue hace unos cuantos años y desde entonces la caldera está funcionando sin economizador de agua de alimentación. Estime las oportunidades de ahorros de costos energéticos anuales si se volviera a instalar un economizador de agua en la caldera. Cuando calcule la eficiencia de la caldera, deje de lado las pérdidas de la carcasa y de la purga.

PCS del gas natural = 54.220 kJ/kg (40.144 kJ/m³)

Suministro de combustible = 1.693 m³/h (28 m³ /min)

Costo del combustible = \$ 1,0/m³

Temperatura de la chimenea: 200 °C

Oxígeno en los gases de la combustión: 5 %

En el análisis de los gases de la chimenea se encontró una cantidad despreciable de combustibles no quemados

Temperatura del aire ambiente: 20 °C

En la sección anterior ya calculamos el costo operativo de la caldera, de la siguiente manera:

$$K_{boiler} = 1.693 \times 1,0 = \$1.693 / hr$$

$$K_{boiler} = 1.693 \times 1,0 \times 8.760 = \$14.830.680 / año$$

Las pérdidas de la chimenea actuales se calcularon con el Stack Loss Calculator del SSAT del DOE de los EE. UU., arrojando un valor de 18,3 % para un 5 % de oxígeno en los gases de la combustión, con una temperatura de 200 °C en la chimenea y de 20 °C en el ambiente. Por lo tanto, la eficiencia actual de la caldera es $\eta_{es} = 81,7 \%$.

Sobre la base de las condiciones previas de operación (diseño), se sabe que si hay un economizador de agua de alimentación, la temperatura de la chimenea es de ~ 160 °C. Utilizando el Stack Loss Calculator, como en la figura 14, se calcula que las nuevas pérdidas de la chimenea son del 16,3 %. Por lo tanto, la eficiencia nueva de la caldera es $\eta_{new} = 83,7 \%$.

Figura 14: Cálculo de las pérdidas de la chimenea con economizador de agua de alimentación: ejemplo

Input Data		
Stack Gas Temperature (°F)	160°C	Stack Temperature - Ambient Temperature = 140 °C
Ambient Temperature (°F)	20°C	
Stack Gas Oxygen Content (%)	5%	

Note: Stack gas oxygen content is expressed on a molar or volumetric basis

Results	
Estimated Stack Losses for each of the default fuels are as follows:	
Natural Gas	16.3%

El ahorro del costo de la energía proveniente del combustible después de instalar un economizador de agua de alimentación se calcula de la siguiente manera:

$$\sigma_{ExcessAir} = K_{boiler} \left(1 - \frac{\eta_{current}}{\eta_{new}} \right)$$

$$\sigma_{ExcessAir} = 14.830.680 \times \left(1 - \frac{81,7}{83,7} \right)$$

$$\sigma_{ExcessAir} \approx \$354.375 / \text{año}$$

5.5.3 LIMPIAR LAS SUPERFICIES DE TRANSFERENCIA DE CALOR DE LA CALDERA

Con el tiempo, las superficies de transferencia de calor se van cubriendo de incrustaciones. Las incrustaciones en las superficies de transferencia de calor hacen que la resistencia a la transferencia de calor aumente, lo que hace que las temperaturas en el tubo de escape de la chimenea también aumenten. Como se ha visto en las secciones anteriores, esto hace que la eficiencia de la caldera baje, ya que hay una significativa cantidad de energía en los gases de combustión que salen por la chimenea. Por lo tanto, es necesario adoptar procedimientos de mantenimiento predictivo y preventivo para limpiar periódicamente las superficies de transferencia de calor de la caldera.

La formación de incrustaciones en la transferencia de calor correspondiente a las tuberías de humo depende del combustible. En la mayoría de los combustibles gaseosos y limpios, es despreciable o nula. Cuando la caldera usa combustibles líquidos pesados o sólidos (carbón, madera, licor negro, etc.), se acumulan incrustaciones de cenizas y de hollín en las tuberías de la caldera. Hay que sacar estas incrustaciones con un sistema de soplado de hollín eficiente. Los sopladores de hollín son lanzas con toberas que usan vapor a alta presión o aire comprimido para desincrustar el hollín de las tuberías. En las calderas

industriales con sopladores de hollín, las diferentes secciones (zonas) de las tuberías de la caldera se limpian periódicamente. Esto es muy importante para garantizar el funcionamiento correcto del sistema. Un indicador directo de que las tuberías de humo tienen incrustaciones es el aumento de la temperatura en el tubo de escape de gas de la chimenea. El seguimiento de la tendencia de la temperatura es una fuente de información muy valiosa para el rendimiento efectivo del sistema de soplado de hollín.

La formación de incrustaciones en las tuberías de agua se controla a través de la química del agua de la caldera y depende de la presión, la calidad del agua de alimentación y la tasa de purga de la caldera. Las incrustaciones de las tuberías de agua consisten en “sarro” en las superficies de las tuberías, que provoca que la resistencia de transferencia de calor aumente. El sarro se puede sacar por medios químicos o mecánicos, cuando se hace una parada de la caldera. El sarro hace que la temperatura de las paredes de las tuberías aumente y puede provocar desperfectos en las mismas. Por lo tanto, la existencia de incrustaciones en las tuberías de agua tiene un impacto directo sobre la fiabilidad funcionamiento de la caldera y sobre su eficiencia general. Durante la parada anual, es muy importante inspeccionar las tuberías de la caldera para ver si tienen sarro y sacárselo periódicamente.

Para justificar la limpieza de las superficies de transferencia de calor de la caldera, se pueden calcular los ahorros energéticos usando el Stack Loss Calculator.

5.5.4 Mejorar el tratamiento del agua

Por lo general, la calidad de agua de alimentación depende sobre todo del agua de reposición. El agua más limpia de todo el sistema de vapor es, normalmente, el condensado. Hay que acondicionar el agua de reposición antes de que ingrese al sistema. Si el sistema de tratamiento del agua de reposición mejora, aumentará la calidad del agua.

Para que la caldera funcione siempre de manera confiable, hay que tratar el agua de reposición de la caldera adecuadamente de acuerdo con los requisitos de la química del agua. La gestión de la purga depende de dos factores: la presión operativa de la caldera y el tratamiento del agua. Si se puede garantizar que el agua de reposición tiene la mayor calidad posible, se necesitará menos purga. La reducción de la cantidad de purga produce una reducción de la pérdida de energía térmica en la corriente de purga. Sin embargo, es posible que para mejorar el tratamiento del agua haya que enfrentar costos significativos, debido a que se necesite una infraestructura adicional o que haya que adquirir activos financieros, como un sistema de desmineralización o un sistema de ósmosis inversa. La mayoría de los sistemas de calderas industriales, tienen un químico especializado en agua (o un contratista) responsable de mantener la química del agua de la caldera. Lo mejor es trabajar con ellos para estar seguros de cuál es la calidad óptima del tratamiento del agua que el sitio necesita. Una de las mejoras más comunes relativas a la calidad del tratamiento del agua consiste en usar desmineralización o acondicionamiento por ósmosis inversa en vez de ablandadores de ciclo de sodio.

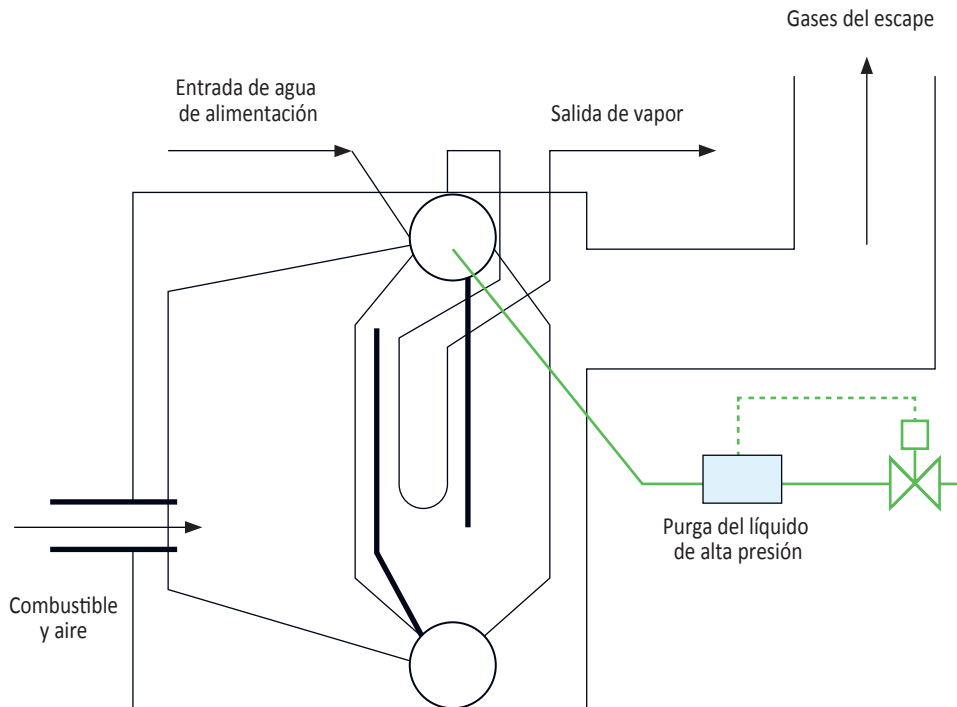
5.5.5 INSTALAR UN CONTROLADOR AUTOMÁTICO DE LA PURGA DE LA CALDERA

En los sistemas de calderas industriales encontramos dos tipos de purgas: purga de superficie y la purga de fondo (tambor de lodos). La purga de superficie puede ser intermitente o continua. La purga de fondo siempre es intermitente y se hace una vez por turno para remover las impurezas más grandes que se hayan depositado. Esta oportunidad de optimización se puede usar solamente con la purga de superficie, y más específicamente, con las purgas que se controlan manualmente. Las cargas de las calderas varían con el tiempo, de manera que la tasa de purga debería cambiar en consecuencia, a fin de que la química del agua de la caldera sea siempre apropiada. En la mayoría de los casos, el químico

especialista en agua determina el rango de control (normalmente la conductividad o la cantidad de sólidos disueltos) y los operadores de la caldera toman periódicamente muestras de agua, para cerciorarse de que los parámetros de control del agua de la caldera están dentro del rango establecido.

La mayoría de las veces, este control manual de la purga provoca que la misma sea excesiva y esto se paga con mucha energía. Pero en algunos casos, es posible que la purga no sea suficiente, lo que hace que el control de la química del agua de la caldera sea muy malo y que aparezcan problemas a nivel de la operación confiable de la caldera. Si se instala un controlador automático de la purga de la caldera, será posible limitar las purgas al mínimo requerido para que la caldera funcione de manera confiable, de modo que habrá menos pérdidas de energía innecesarias. Los controladores automáticos de purga de calderas monitorean la conductividad del agua de la caldera continuamente, en tiempo real, y controlan un modulador o una válvula de encendido y apagado que realiza las purgas a medida que se necesitan. Esto se muestra en la figura 15 a continuación.

Figura 15: Controlador automático de la purga de la caldera
(Cortesía del US DOE ITP Steam BestPractices End User Training Program)



La energía preliminar y los ahorros de costos derivados de la instalación de un controlador automático de la purga (y/o de la mejora de la calidad del tratamiento del agua) se pueden calcular de la siguiente manera:

$$Q_{bd_savings} = (m_{blowdown_current} - m_{blowdown_new}) \times (h_{blowdown} - h_{makeup})$$

$$K_{bd_savings} = \left(\frac{Q_{bd_savings}}{\eta_{boiler} \times HHV_{fuel}} \right) \times k_{fuel} \times T$$

en donde $m_{\text{blowdown_current}}$ y $m_{\text{blowdown_new}}$ se calculan a partir de la tasa de flujo vapor y del porcentaje de la purga. T es el número de horas de funcionamiento usadas para calcular los ahorros en un periodo determinado. Si se desea un análisis más detallado, es necesario un modelo similar al sistema SSAT del Departamento de energía de los Estados Unidos.

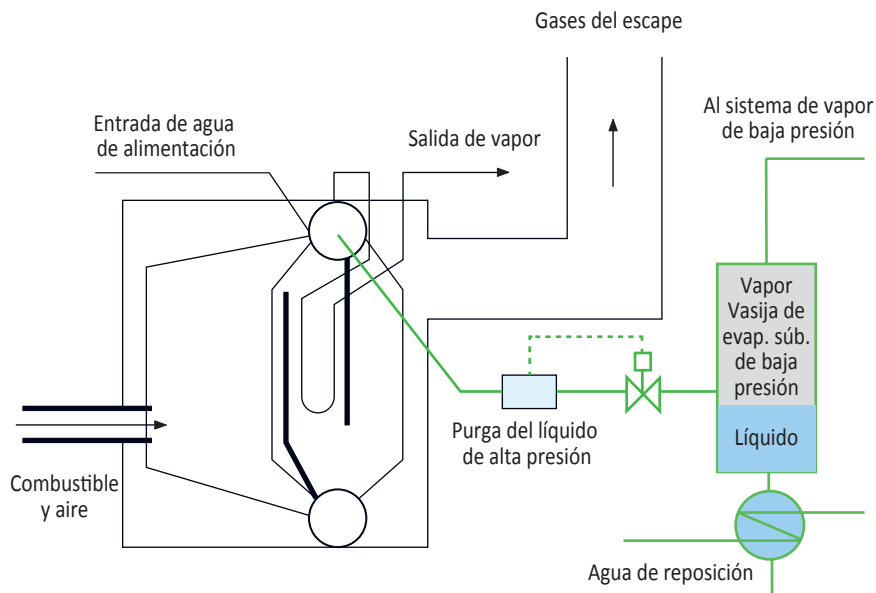
5.5.6 RECUPERAR ENERGÍA DE LA PURGA DE LA CALDERA

La recuperación de la energía térmica de la purga se puede hacer de dos maneras. Prácticamente toda la energía que la caldera pierde en la purga puede recuperarse usando una combinación de las dos metodologías:

- recuperación del vapor evaporado súbitamente
- precalentamiento del agua de reposición

Primero, se evapora súbitamente la corriente de purga de alta presión en una vasija de presión (tanque de evaporación súbita) que opera a baja presión (por lo general, un poco menor que la presión del desgasificador). Una parte de los líquidos de la purga se evaporan súbitamente transformándose en vapor de baja presión. Este vapor evaporado súbitamente es limpio, y puede alimentar el cabezal de vapor de baja presión o suministrar vapor al desgasificador o al sistema de calefacción de agua de alimentación. El líquido que queda en la vasija de evaporación súbita está a temperatura de saturación ($> 100\text{ }^{\circ}\text{C}$) y se lo puede utilizar para precalentar el agua de reposición del intercambiador de calor del agua de reposición. El agua de la purga abandona luego el sistema a una temperatura muy cercana a la de la temperatura del agua de reposición (o ambiente). Las pérdidas de la purga se pueden eliminar prácticamente con este equipo simple y confiable. La figura 16 presenta un esquema del sistema de recuperación de la energía de la purga.

Figura 16: Recuperación de la energía de la purga
(Cortesía del US DOE ITP Steam BestPractices End User Training Program)



En la sección anterior, bajo el título “pérdidas de la purga,” se calcularon los ahorros posibles de energía y de costos provenientes de recuperar el vapor evaporado súbitamente y de precalentar el

agua de reposición, como impacto sobre el sistema en su conjunto. Aunque en la antedicha sección se usaron cálculos hechos a mano, por lo general es necesario usar un modelo del sistema de vapor más detallado, como el SSAT del Departamento de energía de los Estados Unidos, si pretendemos predecir los ahorros energéticos con precisión.

Desde el punto de vista del equipo, el tanque de evaporación súbita es una unidad muy simple que se puede comprar con poco dinero. No obstante, hay que seleccionar el intercambiador de calor con mucho cuidado. El intercambiador de calor que se use en estos casos tiene que ser fácil de limpiar, porque la corriente de la purga puede dejar incrustaciones en sus superficies. Hay dos tipos de intercambiadores de calor apropiados para cumplir esta función:

- el intercambiador de calor de carcasa y tubos con tubos rectos y purga en los tubos
- el intercambiador de calor de placa y armazón

5.5.7 AGREGAR MATERIAL REFRACTARIO A LA CALDERA O REPARARLO

El aislamiento y el material refractario de las calderas contribuyen a la seguridad del personal de la planta y reducen las pérdidas de la carcasa por radiación o convección. Es posible que haya que reparar las superficies externas periódicamente, debido a las condiciones ambientales o al daño que pudiera surgir durante la operación. Además, hay que inspeccionar el material refractario durante las inspecciones anuales, para verificar que no tenga fallas, grietas ni roturas. Es posible que los materiales calientes tengan ciclos térmicos o que estén expuestos directamente, lo que puede producir desperfectos en el material refractario. Esta oportunidad se enmarca en la mejores prácticas de mantenimiento predictivo y preventivo para que los sistemas de vapor funcionen de forma confiable. Es importante que el personal de la planta emplee cámaras térmicas de infrarrojo para buscar los puntos activos (temperaturas > 70 °C), para luego comparar esas imágenes a lo largo del tiempo para ver si hay que hacer reparaciones.

5.5.8 MINIMIZAR LA CANTIDAD DE CALDERAS EN FUNCIONAMIENTO

Normalmente, las pérdidas de la carcasa son pequeñas (en magnitud) en comparación con las otras pérdidas de las calderas industriales. Pero, cuando hay muchas calderas en funcionamiento, las pérdidas de la carcasa se van sumando, de modo que pueden resultar excesivas, sobre todo si una o varias calderas están en “modo de espera caliente”. En general, la mayoría de las plantas industriales trabajan con una redundancia de por lo menos “n+1”, lo que quiere decir que hay un mínimo de una caldera extra produciendo vapor (o en modo de espera caliente), además de las que se necesitan para la demanda de vapor total de la planta. Esto se hace principalmente para aumentar la fiabilidad de las operaciones y asegurar que la producción no se vea afectada en caso de que alguna caldera tenga inconvenientes o ante condiciones anormales.

Por lo general, las oportunidades de ahorros y la optimización del sistema de vapor de una planta no consideran la posibilidad de apagar una caldera en funcionamiento, pero hay que investigar esta oportunidad cada vez que la demanda de vapor se modifica. Es posible que surjan oportunidades que cambien la cantidad de calderas que funcionan en la planta. Por ejemplo, en relación con los ciclos de producción, con los cambios de estaciones y con el funcionamiento de la planta en distintos momentos (días de semana, fines de semana, feriados, de día, de noche). La mayoría de las veces, se descartan estas oportunidades debido a complejidad del encendido y del apagado de las calderas y a la cantidad de tiempo que requiere el arranque. Esto puede ser un problema en el caso de las grandes calderas que funcionan con combustibles sólidos, pero las calderas pequeñas, especialmente las de gas natural, gas metano, etc., pueden tener arranques rápidos.

Al analizar esta estrategia de optimización potencial, hay que hacer un análisis de riesgo exhaustivo a fin de identificar los problemas principales que pudieran surgir en la producción final en caso de que la producción de vapor disminuyera durante un período acotado de tiempo. El análisis de riesgo deberá considerar asimismo el daño monetario potencial que pudiera sufrir el producto y las estrategias de mitigación posibles. Además, al considerar si conviene implementar esta estrategia de optimización, hay que tener en cuenta el costo de los controles adicionales o de los instrumentales indicativos (alarmas, señales de temperatura, señales de presión).

5.5.9 INVESTIGAR EL CAMBIO DE COMBUSTIBLE

La selección del combustible puede generar reducciones significativas de los costos operativos, debido a las diferencias en los costos energéticos y en las eficiencias de las calderas. En general, la eficiencia del combustible es uno de los factores que hay que tener en cuenta si se piensa en un cambio de combustible. A veces los costos energéticos y los gastos de mantenimiento pueden compensarse, pero esto no es evidente, a menos que se analice la oportunidad de optimización mediante un proceso de debida diligencia. Además, es posible que haya que tener en cuenta el tema ambiental cuando se seleccione el combustible. Hay que evaluar cada aplicación independientemente. El cambio de combustible no implica necesariamente que haya que cambiar el combustible “completamente”. Las plantas de vapor industrial suelen tener varias calderas en funcionamiento, de modo que el cambio de combustible puede implicar que:

- se apague una caldera que funciona con determinado combustible
- se reduzca la producción de la caldera A que opera con el combustible 1 y que se aumente en consecuencia la producción de la caldera B que usa el combustible 2
- se haga funcionar una caldera con dos o más combustibles, y que se cambie la relación de los combustibles de la caldera

Se puede calcular el ahorro de los costos derivados del cambio de combustible de la siguiente manera:

$$\sigma_{FuelSwitch_savings} = Costo\ operativo\ actual - Costo\ operativo\ nuevo$$

$$\sigma_{FuelSwitch_savings} = m_{steam} (h_{steam} - h_{feedwater}) \times \left(\frac{k_{fuel\ 1}}{\eta_{boiler\ 1}} - \frac{k_{fuel\ 2}}{\eta_{boiler\ 2}} \right) \times T$$

en donde $k_{fuel\ 1}$ y $\eta_{boiler\ 1}$ son el costo y la eficiencia actuales de la caldera, respectivamente; y $k_{fuel\ 2}$ y $\eta_{boiler\ 2}$ son el costo y la eficiencia nuevos de la caldera, respectivamente. El flujo de masa de vapor cambiado está representado por m_{steam} y T es el tiempo de evaluación del cambio de combustible.

EJEMPLO

Estime los ahorros de costos energéticos anuales de la oportunidad de cambio de combustible si se cambiara 1 Tph de vapor de una caldera de gas natural ($k_{fuel\ 1} = \$ 25$ por GJ; $\eta_{boiler\ 1} = 80\ %$) a una caldera de fuel oil pesado ($k_{fuel\ 2} = \$ 18$ por GJ; $\eta_{boiler\ 2} = 84\ %$). Ya sabemos que la entalpía del vapor y del agua de alimentación son las siguientes:

$$h_{steam} = 3.181\ kJ/kg$$

$$h_{feedwater} = 463,5\ kJ/kg$$

Se puede calcular el ahorro de los costos derivados del cambio de combustible de la siguiente manera:

$$\sigma_{FuelSwitch_savings} = m_{steam} (h_{steam} - h_{feedwater}) \times \left(\frac{k_{fuel_1}}{\eta_{boiler_1}} - \frac{k_{fuel_2}}{\eta_{boiler_2}} \right) \times T$$

$$\sigma_{FuelSwitch_savings} = 1.000 \times (3.181 - 463,5) \times \left(\frac{25}{0,80} - \frac{18}{0,84} \right) \times \frac{1}{10^6} \times 8.760$$

$$\sigma_{FuelSwitch_savings} \approx \$234.000 / \text{año}$$

5.5.10 OPTIMIZAR EL FUNCIONAMIENTO DEL DESGASIFICADOR

El desgasificador desempeña varias funciones en un sistema de vapor industrial. Entre ellas se incluyen:

- desgasificar o extraer el oxígeno disuelto en el agua de alimentación (la función más importante)
- precalentar el agua de reposición
- puede servir como un tanque para mezclar el retorno de condensado con el agua de reposición
- puede servir como tanque de almacenamiento de agua de alimentación y alimentar a la bomba de agua de alimentación de la caldera

El desgasificador opera a una presión fija. Esta presión está determinada por su diseño. La función principal del desgasificador -extraer el oxígeno disuelto en el agua- requiere una acción de separación, que es realizada por el vapor. Además, el vapor precalienta el agua de reposición, lo que reduce la solubilidad del oxígeno en el agua disuelta, con lo que el proceso de separación se perfecciona. El desgasificador necesita que se le inyecte en forma directa vapor vivo. La cantidad de vapor utilizado depende de:

- la presión del desgasificador
- la cantidad de retorno de condensado y de agua de reposición
- la temperatura del retorno de condensado
- la temperatura del agua de reposición
- la tasa de venteo del desgasificador

A medida que la presión del desgasificador va aumentando, se necesita más vapor, con lo que la cantidad de venteo de vapor (que sale de los conductos de ventilación) también aumenta. Sin embargo, si el condensado retorna a temperaturas muy altas o si hay una aplicación de recuperación de calor residual que precaliente el agua de reposición, entonces podría ser conveniente que el desgasificador opere a una presión más alta. Si se opera a una presión más alta, se necesitará un desgasificador de menor tamaño para la misma carga de vapor. En las plantas industriales, hay casos en que los procesos cambian con el tiempo o que se los modifica. Esto, a su vez, puede producir cambios en la cantidad de retorno de condensado, en la temperatura del condensado y en el precalentamiento del agua de reposición. Por lo tanto, es muy importante evaluar las operaciones del desgasificador y asegurarse de que esté funcionando a la menor presión posible y que esté desgasificando con la mayor eficiencia posible.

Además, si se reduce la presión del desgasificador, se reduce la temperatura en la entrada del agua de alimentación al economizador de agua de alimentación, lo que puede contribuir a que la temperatura de la chimenea baje, haciendo que la eficiencia de la caldera aumente. Hay que tener cuidado de que la reducción de temperatura del agua de alimentación no reduzca la temperatura de la chimenea por debajo de punto de rocío del ácido.

Para calcular los ahorros de energía y de costos de esta oportunidad se necesita un modelo del sistema detallado, como el SSAT del departamento de energía de los Estados Unidos.

6

OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE VAPOR

Esta sección se centra en el área de distribución de vapor, en las oportunidades de optimización y en las mejores prácticas de los sistemas de vapor industrial.

6.1 PRESENTACIÓN

El área de distribución de vapor es muy importante porque sirve de conducto para trasladar el vapor desde el área de generación al área de usos finales. Algunos sistemas industriales de vapor son muy pequeños y carecen de sistemas de red de distribución. Pero en la mayoría de las plantas industriales, el vapor se distribuye a través de una amplia red de cabezales. El vapor se genera a alta presión y es posible que haya que reducir esta presión de acuerdo con lo que necesiten los cabezales. Otra posibilidad consiste en una presión única que luego se reduzca en cada uno de los puntos de uso del vapor. Es de señalar que el vapor no requiere de ningún dispositivo mecánico (compresores, bombas, etc.) que lo distribuya a los cabezales. La presión de vapor sirve como fuerza impulsora para que el vapor llegue a todos los lugares donde se lo necesita.

Los principales componentes de un sistema de distribución de vapor son:

- las tuberías de vapor y sus empalmes
- las estaciones de alivio de presión
- las válvulas
- el aislamiento
- las válvulas de seguridad
- las trampas de condensado
- los instrumentos de medición (presión, temperatura, flujo)

Desde el punto de vista del proceso, es extremadamente importante asegurarse de que reciba la cantidad correcta de vapor de acuerdo con las especificaciones de temperatura y presión que necesita. Hay que tener en cuenta que los requisitos de los procesos y de los usos finales pueden ir cambiando a lo largo del tiempo, pero el sistema de distribución seguirá siendo el mismo. Por lo tanto, es importante prestarle atención, y evaluarlo y optimizarlo de manera continua. Esta es la clave para que el sistema funcione de manera confiable. Aunque hayamos optimizado el área de generación y estemos produciendo el vapor que el proceso necesita, las áreas de procesos podrían seguir teniendo problemas debido a inconvenientes en el sistema de distribución, como por ejemplo:

- falta de presión en el vapor del cabezal cercano al uso final
- cantidad insuficiente de vapor en el cabezal a disposición del uso final
- problemas con la calidad del vapor (ingreso de vapor húmedo en el proceso)
- golpes de ariete en los cabezales

El objetivo de la evaluación continua del sistema de distribución de vapor consiste en buscar la optimización del sistema, para que funcione de manera confiable (a nivel de los usos finales), y en identificar las oportunidades de ahorros energéticos para optimizar el sistema de vapor en su conjunto.

6.2 OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN Y MEJORES PRÁCTICAS DE LA DISTRIBUCIÓN DE VAPOR

La optimización del sistema de distribución de vapor de una planta industrial puede centrarse en distintas áreas. Estas áreas son fundamentales a nivel de la gestión de la energía y, en general, una vez que hayamos identificado las oportunidades de ahorro, será posible generar ahorros considerables. También son esenciales para que el sistema de vapor funcione siempre de manera eficiente y confiable.

El área de distribución de vapor ofrece varias oportunidades de optimización, como por ejemplo:

- reparar las fugas de vapor
- minimizar el venteo de vapor
- asegurarse de que las tuberías de vapor, válvulas, empalmes y vasijas estén bien aislados
- aislar el vapor de las líneas fuera de uso
- minimizar los flujos que pasan por las estaciones de alivio de presión
- reducir la caída de presión en los cabezales
- drenar el condensado de los cabezales de presión

6.2.1 REPARAR LAS FUGAS DE VAPOR

El vapor es un suministro costoso. Si el sistema lo pierde a través de fugas, las pérdidas económicas pueden ser significativas. Puede haber fugas de vapor en cualquier parte, pero los lugares más comunes son:

- bridas y uniones de juntas
- empalmes de tuberías
- válvulas, vástagos y empaquetaduras
- trampas de vapor
- válvulas de seguridad
- fallas en las tuberías

Las fugas de vapor a causa de fallas en las tuberías pueden ser una gran fuente de pérdida de vapor en una planta industrial. Pero, sobre todo, suelen representar además un “problema de seguridad”, especialmente si están en las cercanías de áreas frecuentadas por el personal de la planta. Por el contrario, las fugas de vapor en lugares remotos, como en bastidores de tuberías, suelen pasar desapercibidas sin que nadie las arregle nunca.

Las trampas de vapor también son responsables de una gran parte de las fugas en las plantas industriales. Nos dedicaremos a ellas en el capítulo “recuperación de condensado” a continuación. Por lo general, los escapes en las trampas de vapor son más difíciles de detectar que los de las tuberías, sobre todo en los sistemas cerrados de condensado.

Si queremos que el sistema de vapor funcione eficientemente, necesitamos un programa de mantenimiento continuo basado en la detección y eliminación de las fugas de vapor. La mayoría de las veces, se cuestionan estos programas de mantenimiento de las plantas industriales, debido a la relación entre

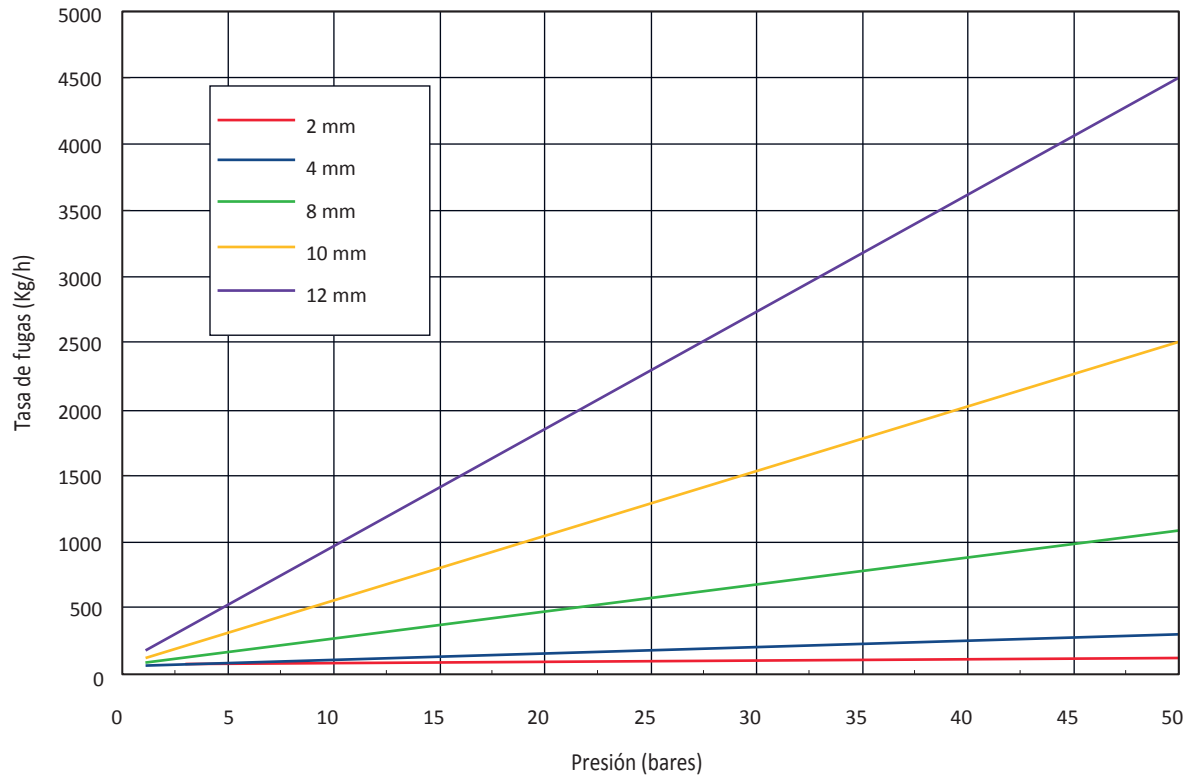
costo y eficiencia, y a su impacto general sobre las operaciones de la planta. Sin embargo, se ha observado en todos los casos que los programas de gestión de las fugas de vapor pueden ser muy beneficiosos, tanto a nivel económico como para asegurar el funcionamiento confiable de la planta industrial.

Normalmente, resulta difícil medir la magnitud de las fugas de vapor, a menos que se siga el procedimiento adecuado. De todos modos, lo que se necesita para planificar la estrategia de reparación es el orden de magnitud de las fugas de vapor. Se desarrollaron varios métodos teóricos y empíricos para obtener una estimación aproximada de las pérdidas de vapor. Algunos de estos métodos son (listado no excluyente):

- modelo SSAT del Departamento de energía de los Estados Unidos
- medición de la altura de la pluma
- ecuación del flujo obstruido de Napier
- mediciones de los tubos de Pitot sobre el terreno
- técnicas ultrasónicas siguiendo los protocolos de los fabricantes
- metodologías de balance termodinámico de masa y de energía

La figura 17 muestra el flujo de fuga de vapor saturado aproximado a través de un orificio de bordes nítidos en función de la presión operativa y el tamaño del orificio.

Figura 17: Tasa de fuga de vapor a través de un orificio



La figura 17 se desarrolló a partir de la ecuación de flujo obstruido de Napier. Esta ecuación es la siguiente:

$$m_{steam} = 0,695 \times A_{orifice} \times P_{steam}$$

en donde m_{steam} es la tasa de flujo de la fuga de vapor en (in kg/hr), $A_{orifice}$ es la superficie del orificio por donde se fuga el vapor (en mm^2) y P_{steam} es la presión del cabezal (en bares absolutos). Es de señalar que esta relación sólo es válida para las condiciones de flujo obstruido en las que la presión de salida es menor que 0,51 por la presión del cabezal.

EJEMPLO

En un cabezal de 2 bares se encontró una fuga de vapor por un orificio de ~ 4 mm de diámetro. Estime la tasa de flujo de la fuga de vapor y los ahorros de costos energéticos que se producirían si se reparara la fuga de vapor. El costo del vapor según el cálculo del área de "generación" es de \$ 91,67 por tonelada de vapor. Suponga que esta fuga de vapor está en un cabezal que funciona todo el año (8.760 horas).

Según los datos que conocemos:

$$A_{orifice} = \frac{\pi}{4} d_{orifice}^2 = \frac{\pi}{4} \times (4.0)^2 = 12,56 \text{ mm}^2$$

$$P_{steam} = 2 + 1,013 = 3,013 \text{ bares (absolutos)}$$

Usando, pues, la ecuación del flujo obstruido de Napier

$$m_{steam} = 0,695 \times A_{orifice} \times P_{steam}$$

$$m_{steam} = 0,695 \times 12,56 \times 3,013$$

$$m_{steam} \approx 26,2 \text{ kg/hr}$$

La tasa de flujo de la fuga de vapor estimada es de 26,2 kg/hr y los ahorros energéticos que se producirían si se repara esta fuga serían los siguientes:

$$\sigma_{steamleak} = m_{steam} \times k_{steam} \times T$$

$$\sigma_{steamleak} = 26,2 \times \frac{91,67}{1.000} \times 8.760$$

$$\sigma_{steamleak} \approx \$21.000 / \text{año}$$

Con el tiempo, van apareciendo fugas de vapor, así que es importante tener en cuenta que no sirve de nada reparar las fugas una vez y olvidarse del tema. Este enfoque no es el adecuado para optimizar el sistema de distribución. La solución consiste en poner en práctica un programa continuo de gestión de las fugas de vapor que monitoree el sistema continuamente y que repare las fugas periódicamente.

6.2.2 *MINIMIZAR EL VENDEO DE VAPOR*

No se debe confundir el venteo de vapor con los escapes de vapor. El venteo de vapor ocurre cuando las válvulas de seguridad u otros dispositivos de control de la presión ventean vapor de los cabezales al ambiente. Esto sucede, por lo general, a causa del desequilibrio del vapor en los cabezales, cuando se genera más vapor del que los procesos de los usos finales necesitan. Los ahorros potenciales de energía y de costos pueden ser significativos, según cuál sea el combustible de mayor impacto. En la mayoría de los casos, el venteo de vapor ocurre automáticamente, cuando la presión del vapor de los cabezales llega a su límite. A veces, el venteo de vapor se hace en forma manual, abriendo una válvula de venteo o venteadando a la atmósfera cuando se registra en el proceso una situación anormal o de parada de emergencia.

Las plantas industriales de cogeneración de energía térmica y eléctrica (CHP) que tienen turbinas de vapor en funcionamiento ventean con mayor frecuencia que las demás plantas, especialmente si solo tienen turbinas de vapor de contrapresión para impulsar las cargas de los procesos, o cuando funcionan con condiciones de generación de electricidad (o de flujo de vapor) fijas. Las plantas industriales que tienen turbinas de condensación no tienen que ventear vapor casi nunca, a menos que se alcancen los límites de capacidad máxima de funcionamiento de alguna de las turbinas de condensación. En algunos casos, se puede hacer un análisis económico a partir de los costos marginales del combustible y de la electricidad, a fin de determinar el valor real del vapor venteadado. La mayoría de las veces, no conviene que las unidades de cogeneración venteen vapor. Sin embargo, puede haber algunas circunstancias, como por ejemplo los momentos de pico de demanda, en que la producción de electricidad supera ampliamente el costo marginal del vapor que se ventea. En la sección de “oportunidades de la cogeneración de energía térmica y eléctrica” examinaremos este tema más detenidamente.

Los cálculos de los beneficios a nivel de la energía y de los costos que se pueden obtener minimizando (o eliminando) el venteo se hace con el mismo procedimiento que usamos en la sección de “fugas de vapor”, por lo que no los repetiremos.

6.2.3 *ASEGURARSE DE QUE LAS TUBERÍAS, VÁLVULAS, EMPALMES Y VASIJAS DE VAPOR ESTÉN BIEN AISLADOS*

El aislamiento es otra área que hay que mantener continuamente y que habría que controlar periódicamente en todas las plantas industriales. Hay que tener en cuenta que, aunque abordamos el tema del aislamiento aquí en el área de “distribución de vapor”, la calidad del mismo tiene impacto sobre todas las áreas de vapor. La razón principal por la que lo examinamos en el “área de distribución” es porque aquí es donde produce el impacto mayor.

El aislamiento de los sistemas de vapor es extremadamente importante por las siguientes razones:

- seguridad del personal de la planta
- reducción de las pérdidas de energía al mínimo
- mantenimiento de las condiciones del vapor de acuerdo con los requisitos del uso final
- protección del equipo, tuberías, etc. de las condiciones del ambiente
- preservación de la integridad del sistema en su conjunto

Hay varias razones por las que el aislamiento se estropea o falta, por ejemplo:

- aislamiento faltante debido a actividades de mantenimiento
- aislamiento faltante o dañado debido a mal uso
- aislamiento dañado debido a accidentes

- desgaste normal y ruptura del aislamiento debido a condiciones ambientales
- válvulas y otros componentes sin aislamiento porque no se especificó el aislamiento en el diseño

Las áreas donde suele encontrarse aislamiento faltante o dañado son:

- los cabezales de distribución de vapor
- las válvulas
- los visores de inspección
- el equipo de los usos finales
- los tanques y vasijas de almacenamiento
- las líneas de retorno de condensado

Una determinación de primer orden de la cantidad de energía y de ahorros de costos que se pierden por tener áreas sin aislamiento (o con aislamientos malos) en nuestro sistema de vapor nos dará la base para determinar lo que necesitamos para llevar a cabo nuestro proyecto de aislamiento. Los principales factores que afectan la cantidad de energía que se pierde por tener áreas sin aislamiento o mal aisladas son:

- la temperatura de los fluidos de los procesos
- la temperatura ambiente
- las superficies expuestas al ambiente
- la velocidad del viento
- las horas de funcionamiento
- la conductividad térmica del material de las tuberías (o de los equipos)
- la resistencia a la transferencia de calor de los materiales del aislamiento (si la hubiera)

Se puede desarrollar un modelo de transferencia de calor de primer orden para usarlo para determinar la convección (natural y/o forzada) y las pérdidas de energía por transferencia de calor radiante en todas las áreas sin aislamiento o con aislamiento malo. Sin embargo, puede resultar engorroso y además requiere correlaciones de transferencia de calor que varían según las geometrías y los modos de transferencia de calor por convección (natural o forzada). No obstante, es necesario realizar un análisis para determinar los ahorros de energía y costos y el espesor adecuado del aislamiento desde una perspectiva económica. Existen muchas herramientas empíricas y computarizadas que nos pueden ayudar a evaluar un proyecto de aislamiento. Uno de estos instrumentos es el software de evaluación de aislamientos 3EPlus®, desarrollado por la North American Insulation Manufacturers Association (NAIMA).

El programa 3EPlus® Insulation Thickness es una herramienta de gestión de energía industrial que simplifica la tarea de determinar los ahorros energéticos y de costos, y el espesor adecuado del aislamiento, desde una perspectiva económica. Establecer el espesor adecuado del aislamiento para el sistema, desde una perspectiva económica, significa determinar qué cantidad de aislamiento tiene el costo de la vida útil más bajo.

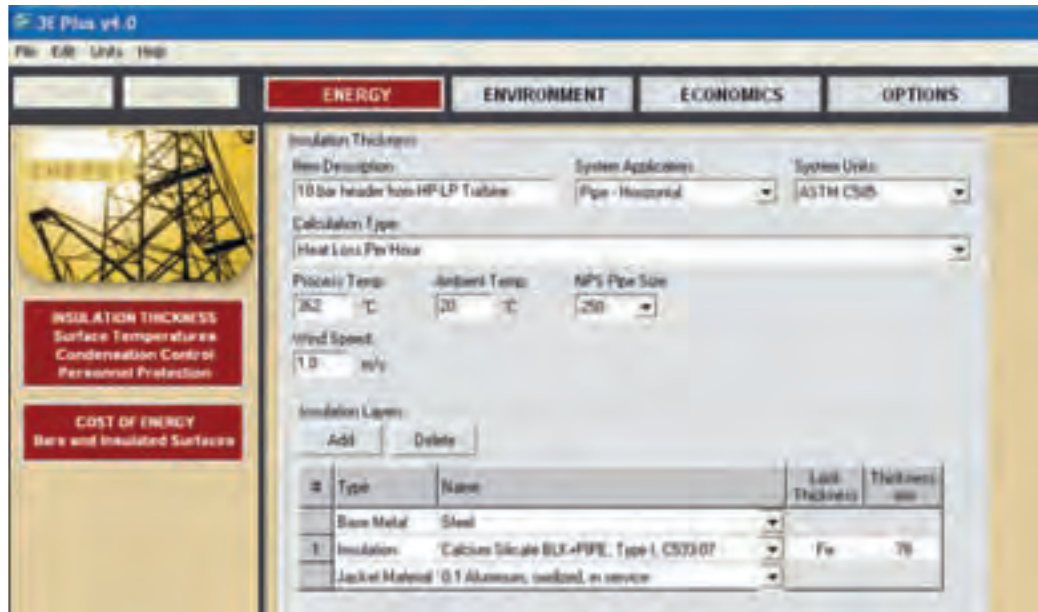
El 3EPlus® viene con los datos de las propiedades térmicas de ~ 30 materiales aislantes. Además, tiene los datos de varios materiales y cubiertas distintos (con diferente emisividad), de modo que el usuario puede usar menús desplegables para seleccionar los materiales específicos de sus aplicaciones. También permite modelar distintas geometrías y aplicaciones. En el ejemplo siguiente, podemos observar las capacidades de esta herramienta informática.

EJEMPLO

Se ha observado que hay un cabezal con una sección de 10 metros sin aislamiento. El cabezal tiene un diámetro nominal de 10 pulgadas (25,4 cm) y una temperatura de vapor de ~ 362 °C. Estime el impacto económico que se obtiene si se aísla el cabezal.

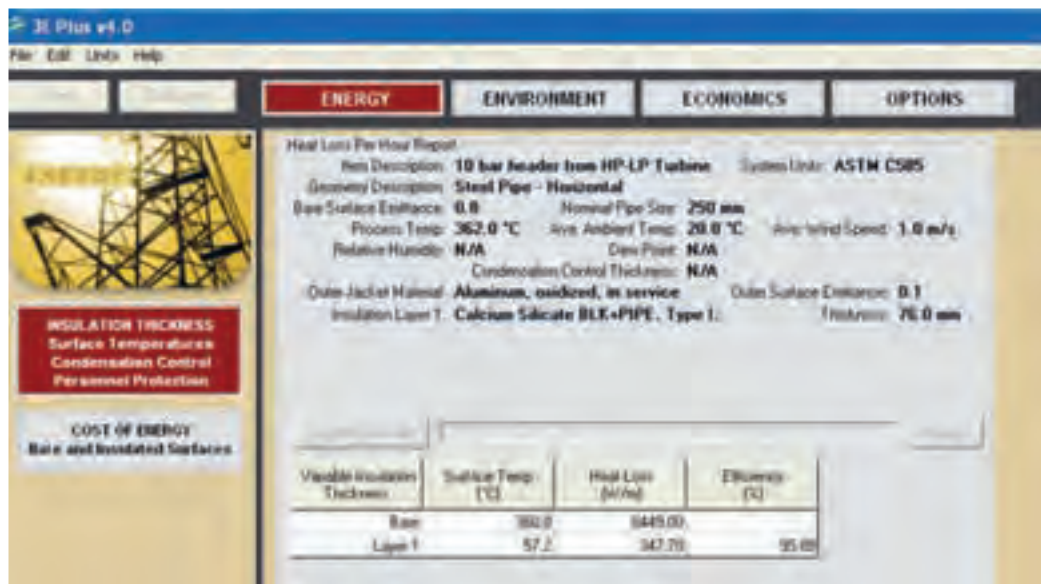
La figura 18 muestra la pantalla de entrada para calcular las pérdidas de energía de este cabezal sin aislamiento.

Figura 18: Pantalla de entrada del 3Eplus®



La figura 19 muestra la “pérdida de calor por hora” de la pantalla de resultados del 3EPlus®.

Figura 19: Pantalla de resultados del 3Eplus®



Los ahorros energéticos se calculan de la siguiente manera:

$$Q_{\text{saved_Insulation}} = (\text{HeatLoss}_{\text{bare}} - \text{HeatLoss}_{\text{insulated}}) \times \text{Longitud}$$

$$Q_{\text{saved_Insulation}} = (8.449 - 347,7) \times 10 = 81,0 \text{ kW}$$

en donde $\text{HeatLoss}_{\text{bare}}$ y $\text{HeatLoss}_{\text{insulated}}$ se obtienen con el programa 3EPlus®. Ahora podemos calcular los ahorros de costos a partir del costo del combustible (k_{fuel}), de la eficiencia de la caldera (η_{boiler}), del poder calorífico superior del combustible (HHV_{fuel}) y del período operacional (T), de la siguiente manera:

$$\sigma_{\text{insulation}} = \frac{Q_{\text{saved_Insulation}} \times k_{\text{fuel}} \times T}{\eta_{\text{boiler}} \times \text{HHV}_{\text{fuel}}}$$

$$\sigma_{\text{insulation}} = \frac{81 \times 1,0 \times 3.600 \times 8.760}{0,80 \times 40.144}$$

$$\sigma_{\text{insulation}} \approx \$77.895 / \text{año}$$

Es posible subcontratar la reparación y el mantenimiento del aislamiento de las plantas industriales. Además, la mayoría de las veces resulta más eficaz en función del costo si se aborda la reparación del aislamiento de varias áreas simultáneamente. Esto implica que el personal de la planta debería llevar a cabo una evaluación (auditoría) de los aislamientos de la planta periódicamente para identificar las áreas principales donde hace falta mejorar o agregar aislamiento. Esta debería ser una actividad permanente y periódica que garantice que el sistema de vapor esté siempre bien aislado y que las pérdidas de calor sean mínimas.

6.2.4 AISLAR EL VAPOR DE LAS LÍNEAS FUERA DE USO

A medida que los procesos industriales van cambiando, cambia la demanda y, a veces, deja de necesitarse vapor para un proceso, una instalación o una unidad climatización. Sin embargo, las líneas de vapor no desaparecen y siguen teniendo vapor vivo hasta la primera válvula de cierre (de aislación) del uso final. También hay ocasiones en las que se clausura un equipo de modo que no se lo volverá a usar nunca más y, sin embargo, las líneas de vapor que llegan al equipo siguen conectadas a los cabezales de vapor vivo y están calientes. Este tipo de circunstancias se dan repetidas veces en las plantas industriales y siempre brindan oportunidades de ahorros de energía y costos significativos, que la optimización de sistemas de vapor debería aprovechar a través de un análisis sistemático de la distribución, en interacción con los procesos de los usos finales.

Desde el punto de vista de los ahorros de energía y de costos, el hecho de aislar el vapor de las líneas fuera de uso brinda las siguientes ventajas:

- elimina las pérdidas por transferencia de calor
- elimina las fugas de vapor
- elimina la formación de condensado en los cabezales (que podría provocar golpes de ariete)
- reduce los requerimientos de mantenimiento de los componentes del sistema de vapor de la sección en cuestión

Además, es posible que la calidad del vapor tenga un impacto sobre otros procesos posteriores y que influya sobre la producción de manera que se necesite más vapor, con el consiguiente aumento de los costos de las operaciones.

Todas las metodologías descritas anteriormente pueden usarse para determinar los ahorros de energía y de costos que provendrían del hecho de aislar las líneas fuera de uso, de modo que no las repitiremos aquí.

6.2.5 *MINIMIZAR LOS FLUJOS QUE PASAN POR LAS ESTACIONES DE ALIVIO DE PRESIÓN*

Normalmente, el vapor se genera a alta presión y se lo distribuye a diferentes cabezales de baja presión o a través de un solo cabezal. En cualquier caso, hay estaciones de alivio de presión que hacen que la presión del vapor descienda según sea necesario. A medida que fluye a través de una válvula de alivio de presión, el vapor se expande (con la reducción de la presión) y su temperatura disminuye. Por lo tanto, el vapor que pasa por una válvula de alivio de presión no pierde su contenido de energía (kJ/kg) porque el proceso es “isoentálpico,” es decir que la entalpía del vapor no cambia. Por el contrario, la entropía del vapor sí cambia, lo que significa que la capacidad de dicho vapor para realizar trabajo disminuye. Si la planta industrial no tiene turbinas de vapor, el problema no es grave. Sin embargo, todas las plantas industriales con un flujo de vapor continuo y significativo pasando por válvulas de alivio de presión deberían evaluar la posibilidad de usar turbinas de vapor. El manejo correcto de las turbinas y los beneficios económicos serán abordados posteriormente, en la sección de “cogeneración de energía térmica y eléctrica.”

Mencionamos esta oportunidad de optimización en esta área para tener la certeza de que las plantas industriales están generando vapor a la presión adecuada requerida y de que no hay ineficiencias innecesarias debidas a la expansión del vapor. Las estaciones de alivio de presión necesitan mantenimiento periódico y en la mayoría de los casos no están aisladas. Además, el vástago y las empaquetaduras de la válvula suelen ser lugares en los que se producen fugas de vapor, debido a los ciclos térmicos y al movimiento de los vástagos provocados por la variabilidad de la demanda de vapor a nivel de los procesos.

6.2.6 *REDUCIR LA CAÍDA DE PRESIÓN EN LOS CABEZALES*

Esta oportunidad de optimización se deriva del hecho de que los procesos y los usos del vapor van cambiando a lo largo del tiempo. Además, la eficiencia del sistema de distribución se va reduciendo a causa del desgaste y de rupturas que causan un aumento de la caída de la presión en los cabezales. En un sistema de vapor saturado, esto implica que la temperatura del suministro de vapor se va a reducir, lo que puede tener un impacto directo sobre el proceso. Otra posibilidad es que se necesite más vapor debido que se reduzca su entalpía debido a las pérdidas de calor.

No existen normas industriales específicas para la caída de presión en los cabezales, pero hay tres razones principales que hacen que esta caída aumente:

- aumento de la demanda de vapor y, por lo tanto, del flujo de vapor en el cabezal
- reducción de la presión en el cabezal de vapor
- condensación y flujo de dos fases en el cabezal de vapor
- una combinación de los motivos anteriores

A medida que el flujo aumenta, aumenta la velocidad del flujo de vapor y la caída de presión es proporcional a la velocidad al cuadrado. Cuando se lleva a cabo una optimización de sistemas de vapor, es importante entender el diseño de los cabezales y sus cargas de vapor de diseño. Normalmente, las velocidades de flujo de vapor de diseño varían entre 15 y 25 m/s. Si se superan estas velocidades, aumenta el ruido excesivamente y aparecen vibraciones, especialmente cerca de las curvas y de los soportes.

A medida que la presión del cabezal disminuye, la densidad del vapor baja (mayor volumen específico), y la velocidad del vapor aumenta para la misma tasa de flujo de masa. En consecuencia, se producen caídas de presión excesivas, como se explicó anteriormente. Una recomendación habitual en las plantas industriales es bajar la presión operativa de la caldera para ahorrar energía. Esto debería hacerse con extrema precaución y, a menos que el diseño del cabezal de presión prevea capacidad excesiva (lo que muy raro), sería mejor no implementar esta recomendación.

En el vapor saturado aparece condensación apenas los cabezales pierden una cantidad pequeña de calor debido a la ausencia de aislamiento, etc. Esto implica que en el cabezal va a aparecer flujo de dos fases. Si el sistema de trampas de condensado no funciona correctamente, el vapor y el agua van a atravesar el cabezal con la misma velocidad. Esto, combinado con el régimen de flujo (que se basa en la cantidad de agua), puede provocar caídas de presión enormes y problemas de golpes de ariete significativos. En la siguiente sección trataremos este tema nuevamente.

La oportunidad de optimización de reducción de la caída de presión en los cabezales de vapor abarca la evaluación de una o más de las estrategias siguientes:

- aumentar el tamaño del cabezal, cambiándolo por uno nuevo
- agregar otro cabezal con el mismo nivel de presión
- reducir la demanda de vapor del cabezal, derivando la demanda de vapor a otros niveles de presión
- aumentar el tamaño de las válvulas o reajustarlas
- eliminar todas las restricciones de flujo en los cabezales
- todas las estrategias de optimización de esta sección, como, por ejemplo:
 - eliminar las fugas de vapor
 - mejorar el aislamiento
 - garantizar el correcto funcionamiento de los drenajes de condensado, etcétera

6.2.7 DRENAR EL CONDENSADO DE LOS CABEZALES DE PRESIÓN

Los sistemas de distribución pueden llegar a ser muy extensos. Es posible que una planta industrial tenga varios kilómetros de tuberías. Incluso cuando las líneas de vapor están bien aisladas, hay una determinada cantidad de calor que se pierde, lo que puede provocar condensación en los cabezales de vapor, especialmente en los sistemas de vapor saturado. En algunos sistemas en los que las calderas tienen problemas de arrastre, puede ser que este inconveniente se exacerbe y que aparezca flujo de dos fases ya en el área de generación.

La mayoría de las plantas industriales tienen trampas de condensado (de vapor) para sacar todo el condensado que pudiera formarse en los cabezales de vapor. La eliminación del condensado de los cabezales de vapor garantiza que el sistema de vapor funcione de forma confiable y asegura las siguientes mejores prácticas:

- no hay caídas de presión excesivas en los cabezales de vapor
- no hay golpes de ariete en los cabezales de vapor porque no hay un régimen de flujo de dos fases

- los usos finales reciben vapor seco
- los equipos principales, como las turbinas, reciben vapor seco
- no hay corrosión, picaduras ni erosión en los empalmes, válvulas, etcétera

El condensado que se drena de los cabezales de vapor puede hacerse evaporar súbitamente en un tanque de evaporación súbita o en una vasija separadora para luego pasar a un cabezal de vapor de baja presión. El resto del condensado puede ser enviado de vuelta directamente a la planta de calderas o a un sistema de retorno de condensado en cascada.

Algunas plantas industriales tienen excelentes sistemas de eliminación del condensado de los cabezales de presión, pero no tienen retorno de condensado y, en cambio, lo desechan. Si se desecha el condensado que se eliminó de los cabezales, se está perdiendo energía con la consiguiente pérdida económica. Procederemos a hacer esta evaluación en la sección “Recuperación de condensado.” En cualquier caso, es muy importante identificar las oportunidades potenciales del área de distribución de vapor en las que se puede recuperar el condensado para hacerlo retornar a la planta de calderas.

7

OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN DE LOS USOS FINALES DEL VAPOR

Los usos finales del vapor son muy variados e incluso un mismo proceso básico presenta distintas formas de una industria a la otra. Como consecuencia, es imposible abarcar los usos finales de vapor en un manual de capacitación como este. No obstante, los usos finales de vapor son el principal motivo por el que hay vapor en una planta industrial y no podemos ignorarlos. Hay que estudiar y comprender cada uno de los usos finales mediante un proceso de debida diligencia, ya que la optimización del vapor en los mismos puede generar beneficios significativos desde el punto de vista de los ahorros de combustible y de costos, y del de la producción, mejorando el rendimiento. El personal de las plantas industriales que trabaja en sistemas de vapor tiene que recibir la capacitación necesaria para comprender cómo se usa el vapor en su empresa. De esta manera, podrá optimizar el sistema según las especificidades de funcionamiento de su planta.

7.1 BALANCE DE VAPOR: PRESENTACIÓN

En las plantas industriales, la demanda de vapor se presenta bajo distintas formas. En general, el vapor es una fuente de calor para los procesos. La mayoría de los procesos industriales requieren una tasa de flujo de masa de vapor determinada, que corresponde a una carga térmica de calor o régimen de calor (kW). Sin embargo, hay algunos procesos industriales que requieren un flujo de masa (régimen de vapor) y un flujo de volumen de vapor. En general, se trata de dispositivos que necesitan que el vapor tenga una velocidad determinada para que los usos finales de la planta industrial puedan cumplir su función. Tenga en cuenta que las turbinas de vapor no se consideran como usos finales de vapor, por lo que no forman parte de esta sección. Abordaremos el tema aparte, en la sección de “cogeneración de energía térmica y eléctrica”. A continuación, mencionamos algunos de los componentes de los usos finales del vapor. La lista no es exhaustiva y solo sirve como una guía general.

Los usos finales de vapor diseñados específicamente según el flujo de masa de vapor (carga de vapor) son:

- intercambiadores de calor
- secadoras
- evaporadores
- recalentadores
- reformadores
- enfriadores por absorción

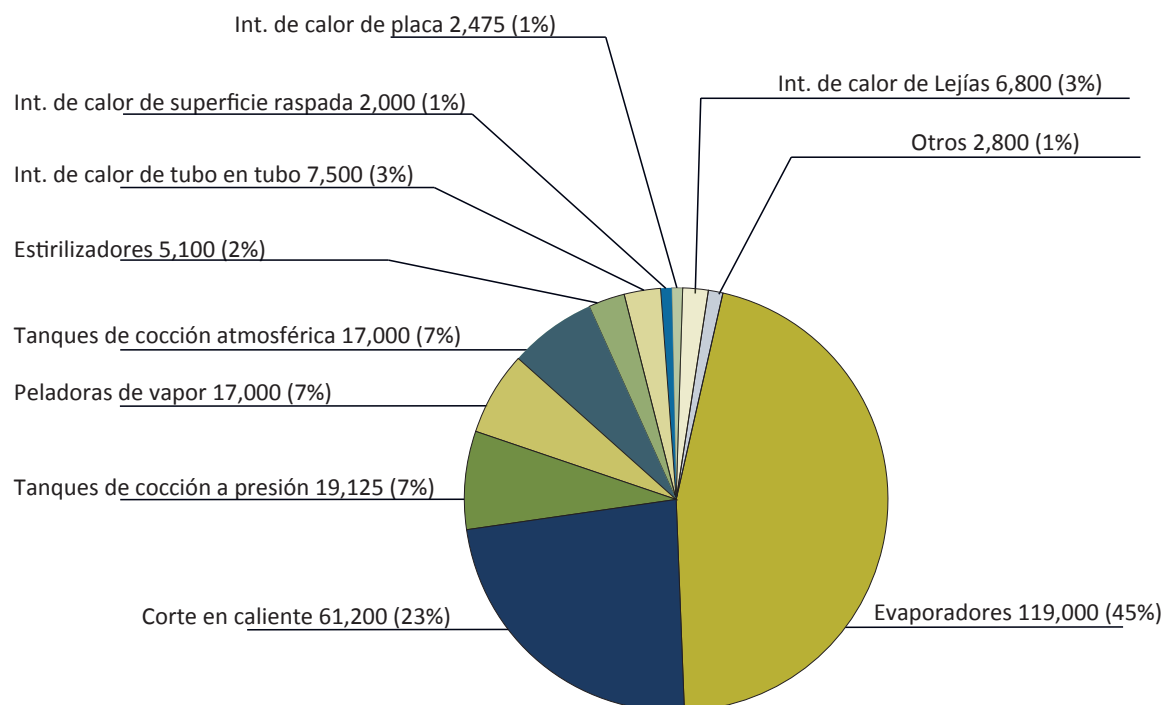
- humidificadores
- bobinas de climatización para precalentar o recalentar

Los usos finales de vapor diseñados específicamente según el flujo de volumen y de masa (régimen de vapor) son:

- eyectores o eductores a chorro de vapor
- columnas de separación
- torres de destilación
- termocompresores

Es muy importante entender cuánto vapor utiliza cada uno de los usos finales de la planta industrial, sin importar qué análisis de optimización de sistemas de vapor se esté haciendo. Esta información puede hacerse a nivel de todo el sistema de vapor en su conjunto (como se muestra en la figura 20) o nivel de cada uno de los cabezales de presión individuales o de cada área individual de la planta industrial. La mayoría de las veces, es difícil hacer un gráfico circular de la distribución de los usos de vapor como este, porque no todos los usos finales tienen medidores y caudalímetros individuales. Se recomienda que el personal de la planta comprenda las operaciones y que, valiéndose de la información sobre el diseño, le dé a los usos finales el vapor (y la carga de calor) que necesitan de acuerdo con las condiciones de carga de cada proceso. Esta metodología ayuda muchísimo a desarrollar una visión general de los usos finales de vapor y a identificar los usos finales principales en los que hay que centrar la atención cuando se realiza la optimización del sistema de vapor industrial. Los ejemplos de esta sección nos dan una idea sobre cómo determinar los flujos de vapor en los procesos usando los principios fundamentales de los balances de masa y de energía.

Figura 20: Gráfico circular típico de un uso final de vapor perteneciente a la industria de la alimentación y de las bebidas (los números representan el vapor utilizado en kg/hr)



EJEMPLO

Un intercambiador de calor de carcasa y tubos calienta 600 litros/min de agua de 25 °C a 75 °C. Para calentar se usa vapor saturado a temperatura ambiente. El condensado sale del intercambiador de calor a 100 °C. Calcule el régimen de calor y la cantidad de vapor que se necesita para este proceso de intercambio de calor indirecto.

El calor transferido al agua se calcula de la siguiente manera:

$$Q_{water} = m_{water} \times C_p \times (T_{out} - T_{in})$$

$$Q_{water} = \frac{600}{60} \times 4,183 \times (75 - 25) = 2.091 \text{ kW}$$

De acuerdo con el balance de energía, el vapor recibe este calor, por lo que se puede escribir la ecuación así:

$$Q_{water} = Q_{steam} = m_{steam} \times (h_{steam} - h_{condensate})$$

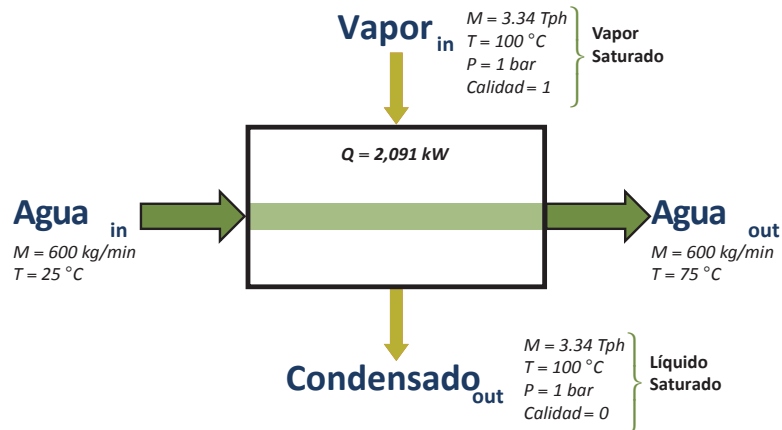
en donde h_{steam} (2.676 kJ/kg) es la entalpía del vapor saturado a la presión atmosférica y $h_{condensate}$ (419 kJ/kg) es la entalpía de condensado a 100 °C (según las tablas de vapor).

$$Q_{water} = 2.091 = m_{steam} \times (2.676 - 419)$$

$$m_{steam} = \frac{2.091}{2.257} = 0,927 \text{ kg/s} = 3,34 \text{ Tph}$$

La figura 21 muestra esquemáticamente el intercambiador de calor, el régimen de calor y los distintos flujos.

Figura 21: Intercambio de calor indirecto vapor / agua



EJEMPLO

A una vasija se le inyecta directamente vapor saturado a presión atmosférica para calentar agua de 25 °C a 75 °C. El proceso requiere 600 litros/min de agua caliente. Calcule la cantidad de vapor que se necesita para este proceso de intercambio de calor directo.

No se conocen ni el flujo de agua que entra en la vasija ($m_{\text{water_in}}$) ni el flujo de vapor (m_{steam}). La ecuación de conservación de la masa puede escribirse de la siguiente manera:

$$m_{\text{water_out}} = m_{\text{water_in}} + m_{\text{steam}}$$

Dado que no hay trabajo sobre el eje de la vasija, podemos escribir la ecuación de conservación de la energía de la siguiente manera:

$$m_{\text{water_out}} \times h_{\text{water_out}} = m_{\text{water_in}} \times h_{\text{water_in}} + m_{\text{steam}} \times h_{\text{steam}}$$

en donde h_{steam} (2.676 kJ/kg) es la entalpía del vapor saturado a presión atmosférica; $h_{\text{water_in}}$ (104,8 kJ/kg) es la entalpía del agua que ingresa a la vasija a 25°C; y $h_{\text{water_out}}$ (314 kJ/kg) es la entalpía del agua que sale de la vasija a 75° C (según las tablas de vapor).

Al poner los valores conocidos en estas ecuaciones y resolverlas, obtenemos la información sobre las incógnitas.

$$m_{\text{water_out}} = m_{\text{water_in}} + m_{\text{steam}} = \frac{600}{60} \times \frac{974,9}{1.000} = 9,75 \text{ kg / s}$$

$$m_{\text{water_out}} \times h_{\text{water_out}} = m_{\text{water_in}} \times h_{\text{water_in}} + m_{\text{steam}} \times h_{\text{steam}}$$

$$9,75 \times (314) = m_{\text{water_in}} \times (104,8) + m_{\text{steam}} \times (2.676)$$

$$m_{\text{water_in}} \times (104,8) + m_{\text{steam}} \times (2.676) = 3.061,5$$

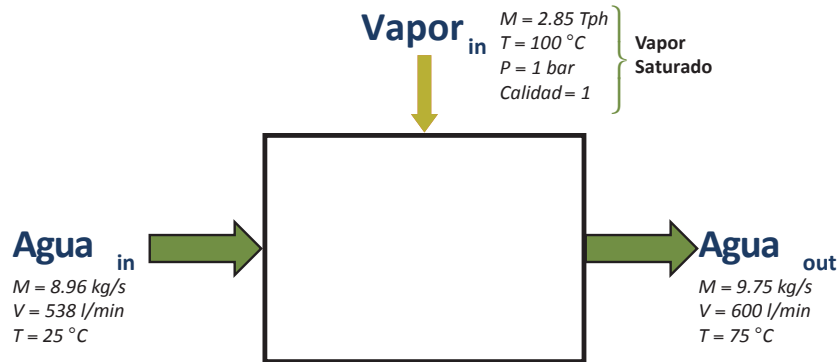
$$\text{Como } m_{\text{steam}} = 9,75 - m_{\text{water_in}}$$

$$\therefore m_{\text{water_in}} = 8,96 \text{ kg / s} = \frac{8,96}{997,1} \times 1.000 \times 60 = 539 \text{ litros / min}$$

$$\therefore m_{\text{steam}} = 0,793 \text{ kg / s} = 2,85 \text{ Tph}$$

La figura 22 muestra esquemáticamente el intercambiador de calor y los distintos flujos.

Figura 22: Intercambio de calor directo vapor / agua



7.2 OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN Y MEJORES PRÁCTICAS DE LOS USOS FINALES

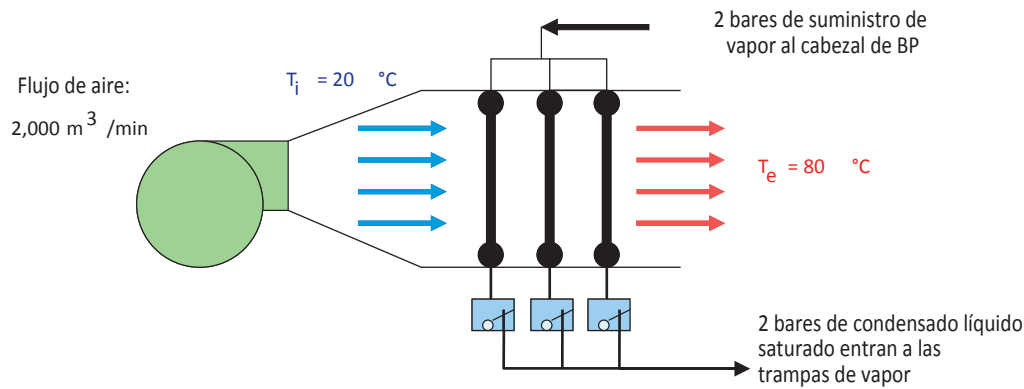
Como se mencionó anteriormente, es muy difícil abarcar todos los usos finales, que son específicos para cada proceso y planta industrial. Por lo tanto, describimos aquí los métodos generales para entender los usos finales del vapor y sus oportunidades de optimización. Además, abarcamos la cuantificación de los beneficios de la optimización de las oportunidades de los usos finales de vapor. No hay duda alguna de que la integración de los procesos contribuye a la optimización del sistema de energía de la planta en su conjunto y que las ventajas derivadas de este hecho tienen un amplio alcance. Pero hay que tener muchísimo cuidado y hacer un proceso de debida diligencia antes de implementar estas oportunidades porque, si se las aplica incorrectamente, pueden llegar a impactar negativamente sobre los parámetros de los procesos. Desafortunadamente, esto sucede muy a menudo en las plantas industriales, lo que daña la reputación de tecnologías que son muy buenas y que han sido probadas, pero que se usaron incorrectamente en una aplicación en concreto.

En la configuración clásica, la principal estrategia de optimización de los procesos de los usos finales consiste en eliminar o reducir la cantidad de vapor que usa el proceso. Esto implica mejorar la eficiencia del proceso, eliminando así los usos inapropiados del vapor. Luego, la estrategia de optimización trata de usar el vapor a la mínima presión posible, lo que permite generar energía eléctrica al mismo tiempo que se reduce la presión. Por último, la estrategia de optimización tiene el objetivo de derivar la demanda de vapor total o parcialmente hacia a una fuente de calor residual. Otra configuración alternativa para este último paso sería tratar de mejorar el vapor de baja presión (o residual) para que sirva para alimentar las demandas de los procesos que han estado usando vapor a una presión mucho mayor.

EJEMPLO

Un horno de proceso requiere que se caliente $2.000 \text{ m}^3/\text{min}$ de aire ambiente de $20 \text{ }^\circ\text{C}$ a $80 \text{ }^\circ\text{C}$. Para esto se está usando vapor saturado a 2 bares. En la figura 23 se puede observar un esquema del proceso. Estime las oportunidades de ahorros energéticos si se usa calor residual de un proceso adjunto para precalentar la temperatura ambiente a $40 \text{ }^\circ\text{C}$.

Figura 23: Calentador de aire con bobina de vapor (en funcionamiento)



El calor transferido al aire se calcula de la siguiente manera:

$$Q_{air_1} = m_{air} \times C_p \times (T_{out} - T_{in})$$

$$Q_{air_1} = V_{air} \times \rho_{air} \times C_p \times (T_{out} - T_{in})$$

$$Q_{air_1} = \frac{2.000}{60} \times 1,188 \times 1,006 \times (80 - 20) = 2.391 \text{ kW}$$

en donde Q_{air_1} es el calor que el vapor transfiere al aire en la operación actual; V_{air} es la tasa de flujo de volumen de aire; ρ_{air} es la densidad del aire; C_p es el calor específico del aire; y T_{out} y T_{in} son las temperaturas del aire de entrada y de salida, respectivamente.

En la configuración optimizada, se precalienta el aire a 40 °C, usando una fuente de calor residual de un proceso cercano. El calor que el vapor transfiere al aire en esta configuración optimizada, se calcula de la siguiente manera:

$$Q_{air_2} = m_{air} \times C_p \times (T_{out} - T_{in})$$

$$Q_{air_2} = V_{air} \times \rho_{air} \times C_p \times (T_{out} - T_{in})$$

$$Q_{air_2} = \frac{2.000}{60} \times 1,188 \times 1,006 \times (80 - 40) = 1.594 \text{ kW}$$

en donde Q_{air_2} es el calor que el vapor transfiere al aire en la configuración optimizada en la que el aire se precalienta usando una fuente de calor residual; V_{air} es la tasa de flujo de volumen de aire; ρ_{air} es la densidad del aire; C_p es el calor específico del aire; y T_{out} y T_{in} son las temperaturas del aire de entrada y de salida en la configuración optimizada respectivamente.

Tenga en cuenta que los ahorros en la cantidad de calor transferido por el vapor están representados por la diferencia entre Q_{air_1} y Q_{air_2} , lo que equivale a 796 kW. Esta cantidad de ahorros energéticos se puede convertir a su equivalente en cantidad de vapor ahorrado de la siguiente manera:

$$m_{steam_saved} = \frac{(Q_{air_1} - Q_{air_2})}{(h_{steam} - h_{condensate})}$$

$$m_{steam_saved} = \frac{796}{(3.181 - 561,5)}$$

$$m_{steam_saved} = 0,304 \text{ kg} / \text{s} = 1,094 \text{ Tph}$$

en donde h_{steam} es la entalpía del vapor que entra en el calentador de aire de bobina de vapor y $h_{condensate}$ es el condensado saturado (a 2 bares) que sale del calentador de aire de bobina de vapor.

Podemos calcular los ahorros de costos equivalentes de la siguiente manera:

Este mismo análisis también se puede hacer usando un modelo detallado de sistema de vapor, como el software SSAT del Departamento de energía de los Estados Unidos. En cualquier caso, es importante realizar estos estudios de debida diligencia de primer orden para priorizar las oportunidades de optimización del área de los usos finales. La mayoría de las veces, habrá que hacer un proceso de debida diligencia adicional antes de implementar las oportunidades de optimización que involucran la integración de procesos.

$$\sigma_{steam} = m_{steam_saved} \times k_{steam} \times T$$

$$\sigma_{steam} = 1.094 \times \frac{91,67}{1.000} \times 8.760$$

$$\sigma_{steam} \approx \$878.000 / \text{año}$$

8

OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN DE LA RECUPERACIÓN DE CONDENSADO DE VAPOR

Esta sección se centra en el área de recuperación de condensado y en las oportunidades de optimización y las mejores prácticas de los sistemas de vapor industrial.

8.1 PRESENTACIÓN

Una vez que el vapor ha transferido su energía térmica, forma condensado. Es necesario eliminar continuamente este condensado de los procesos, sin que salga de la planta industrial. El condensado no es una corriente que deba desecharse, sino que es el agua más pura (destilada) de la planta industrial. Su valor económico es significativo, porque:

- El condensado es mucho más caliente que el agua de reposición y, por lo tanto, tiene una energía térmica significativa.
- El condensado no necesita ningún tratamiento químico del agua, a excepción de la purificación del condensado.
- Cuando recogemos el condensado, no es necesario que vaya al desagüe, por lo que no es necesario adaptar la corriente de desagüe a las limitaciones térmicas de la descarga de desagüe.

La mejor forma de medir el desempeño de una planta industrial en el área de recuperación de condensado es determinar qué cantidad del condensado disponible retorna en realidad a la planta de calderas. La cantidad de condensado disponible es la cantidad de vapor que se usa en los procesos de intercambio de calor indirecto y en las turbinas de condensación. Normalmente, este cálculo se suele representar como una relación entre el retorno de condensado y la cantidad de vapor producida. Dependiendo de la planta industrial, a veces se calcula esta relación a nivel de cada cabezal (debido a que hay muchos cabezales) y luego para la planta de vapor en su conjunto.

Se considera que la recuperación de condensado es buena cuando supera el 80 %. Dependiendo del diseño original de la planta industrial y de su tamaño, suele ocurrir que la recuperación de condensado sea mucho menor, por lo que se convierte en una de las áreas de atención principales de la optimización del sistema de vapor. A veces los procesos industriales nos ponen limitaciones, como, por ejemplo, la posibilidad de que el condensado se contamine en uno de los intercambiadores de calor del proceso, impidiendo que se lo pueda hacer retornar a la planta de calderas. Esto debe evaluarse caso por caso. Trataremos este tema un poco más adelante, en esta misma sección.

Los principales componentes de un sistema de recuperación de condensado son:

- las trampas de vapor
- las tuberías de condensado y sus empalmes

- los tanques de evaporación súbita
- los depósitos
- las bombas
- las estaciones de bombeo
- los purificadores y los filtros

Las trampas de vapor son una parte integral y fundamental del sistema de recuperación de condensado. Por lo tanto, las examinaremos con detalle.

8.2 TRAMPAS DE VAPOR

Las trampas de vapor son un elemento fundamental, si se quiere que el sistema de vapor funcione en forma confiable. Con mucha frecuencia se las deja de lado, porque los equipos de mantenimiento de las plantas no tienen ni los recursos ni los conocimientos especializados y técnicos necesarios para abordar el tema de las trampas de vapor y su funcionamiento. Las trampas de vapor cumplen varias funciones operativas vitales para el sistema de vapor. Las más importantes son:

- Durante el arranque, permiten el escape del aire y de grandes cantidades de condensado.
- Durante el funcionamiento normal, permiten que el condensado recogido pase al sistema de retorno de condensado, minimizando (o eliminando) la pérdida de vapor.

Hay distintos tipos de trampas de vapor y, por lo tanto, los ingenieros de diseño y los equipos de operación y de mantenimiento tienen que comprender bien sus funciones y sus principios de funcionamiento. Todas las plantas con vapor industrial tendrían que tener un programa efectivo de gestión de trampas de vapor. Aunque una falla en una trampa de vapor no siempre provoca en sí misma una pérdida de energía, siempre acarrea problemas en el funcionamiento del sistema y cuestiones de fiabilidad. Las causas más comunes de las fallas en las trampas de vapor de las plantas industriales son los residuos del sistema, el dimensionamiento inadecuado y las aplicaciones incorrectas. Hay varios tipos de condensadores de vapor, con distintos tipos de variaciones y combinaciones. Las trampas de vapor más comunes (señaladas con un *) se clasifican según su principio de operación en:

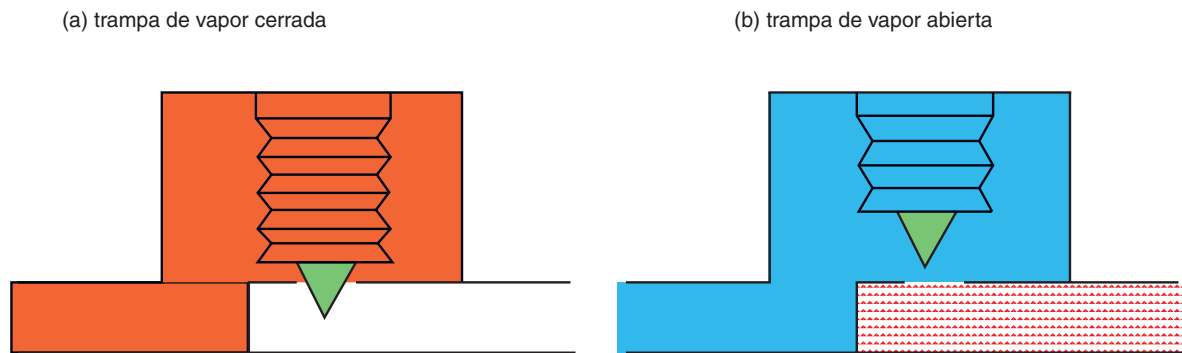
- trampas termostáticas
 - de fuelle*
 - bimetálicas*
- trampas mecánicas
 - de flotador
 - de flotador y palanca
 - de cubeta invertida*
 - de cubeta abierta
 - de flotador y termostática*
- trampas termodinámicas
 - de disco*
 - de pistón
 - de palanca
- trampas de orificio
 - trampas de placa
 - tubos de Venturi

8.2.1 TRAMPAS TERMOSTÁTICAS

El funcionamiento de una trampa de vapor termostática se basa en determinada diferencia de temperatura. En general, la activación es el resultado de la expansión (o el plegado) de un componente interno provocado por el aumento de la temperatura, y la contracción (o el estiramiento) cuando la temperatura disminuye. Cuando el interior de la trampa está caliente, se cierra la válvula de la trampa.

La figura 24a muestra el ingreso de vapor en la parte inferior izquierda de la trampa de vapor. Un componente interno, como por ejemplo un fuelle sellado (o una banda bimetálica), se expande (o se pliega) cuando la temperatura aumenta, cerrando así la trampa con un tapón ubicado en la parte inferior del mecanismo. A continuación, como se muestra en la figura 24b, cuando el condensado subenfriado ingresa en la trampa de vapor, el mecanismo se contrae, levantando el tapón de la parte inferior del mecanismo, lo que permite que el condensado (o el condensado y el vapor evaporado súbitamente) salgan de la trampa.

Figura 24: Funcionamiento de las trampas de vapor termostáticas
(Cortesía del US DOE Steam BestPractices End User Training)



Un punto operativo importante asociado con las trampas de vapor termostáticas es que el interior de la trampa debe enfriarse a una temperatura inferior a la temperatura del vapor saturado antes de que la trampa se abra. Es posible que en la trampa haya vapor saturado y condensado saturado con la misma temperatura. En este caso, la trampa no puede abrirse. La trampa se abrirá cuando todo el condensado se haya subenfriado por debajo de cierta temperatura. Normalmente, las trampas necesitan una diferencia de entre 5-20 °C para abrirse.

8.2.2 TRAMPAS MECÁNICAS

El funcionamiento de estas trampas se basa en el principio fundamental de flotación. Las trampas más comunes son:

- de flotador y termostática* (F&T)
- de cubeta invertida*

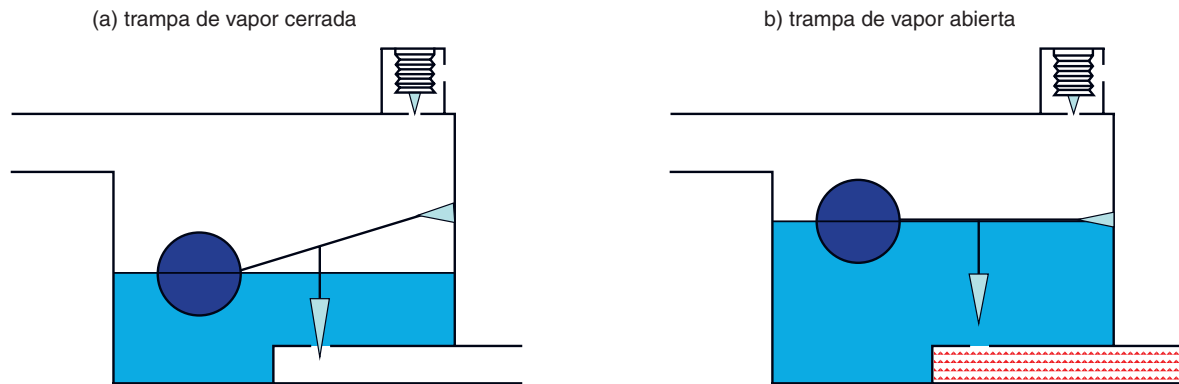
8.2.2.1 TRAMPAS DE FLOTADOR Y TERMOSTÁTICA (F&T)

Como el nombre sugiere, las trampas F&T combinan dos tipos de trampas: la de flotador y la termostática. El flotador está colocado de manera que permite que el condensado entre en el depósito en la trampa. La válvula de salida se acciona a través de un mecanismo flotante que se abre cuando el nivel

del condensado que está en el depósito aumenta. Este tipo de trampa permite que el condensado salga del sistema inmediatamente después de haberse formado, por lo que es una opción excelente para los intercambiadores de calor y otras aplicaciones en las que hay que evitar a toda costa que el condensado se acumule. La válvula se cierra cuando baja el nivel del condensado en el depósito. La figura 25a muestra una trampa en la configuración cerrada y la figura 25b muestra la trampa en la configuración abierta.

Hay que señalar que de las trampas de flotador solamente pueden salir líquidos y que su mecanismo no permite la salida de aire o de gases no condensables. Por lo tanto, en las aplicaciones industriales, las trampas de flotador siempre están acompañadas de una trampa con un elemento termostático. El elemento termostático cumple su función sobre todo durante el arranque y cuando hay que extraer aire y no condensables. Esta combinación se conoce como una trampa de flotador y termostática.

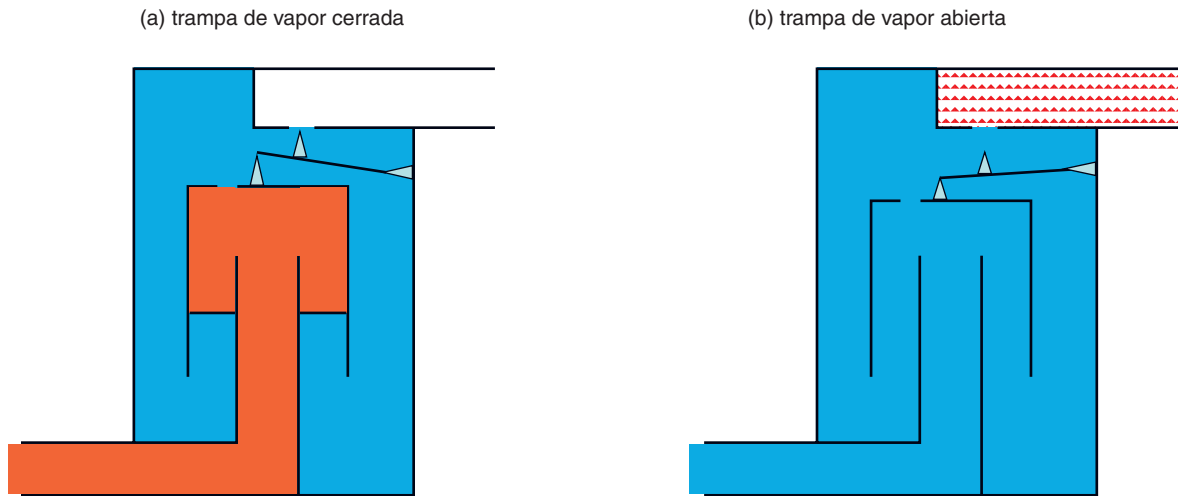
Figura 25: Funcionamiento de las trampas de vapor mecánicas con flotador y termostáticas
(Cortesía del US DOE Steam BestPractices End User Training)



8.2.2.2 TRAMPAS DE CUBETA INVERTIDA

Las trampas de cubeta invertida son otro tipo muy habitual de trampa mecánica. Su funcionamiento se basa en el principio de flotación. Tienen una cubeta invertida que funciona como un flotador. Cuando el cuerpo de la trampa y la cubeta se llenan de condensado, la cubeta se da vuelta. La válvula de salida se abre y el condensado sale. Con este tipo de trampa se puede eliminar condensado saturado y condensado subenfriado. Una vez que se eliminó el condensado, el vapor entra en la trampa que está debajo de la cubeta. Esto empuja la cubeta hacia arriba, lo que cierra la válvula de salida. La figura 26a representa una trampa de cubeta invertida en la configuración cerrada. La figura 26b representa una trampa de cubeta invertida en la configuración abierta.

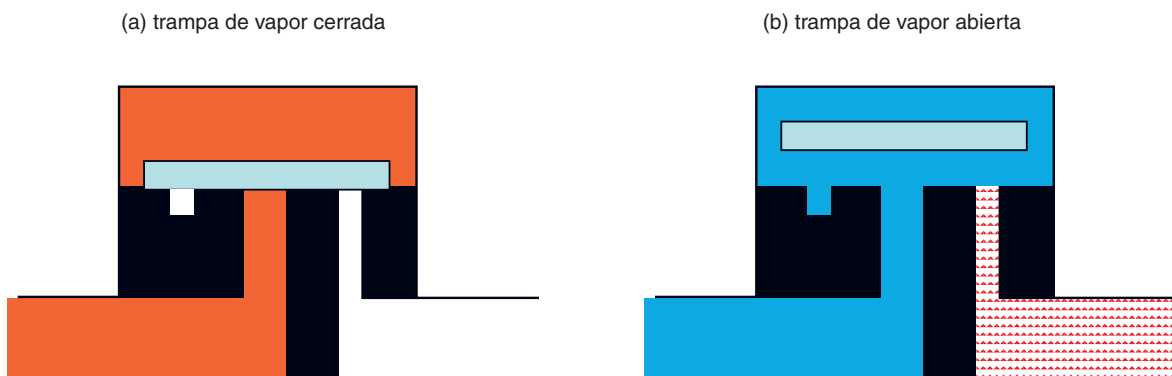
Figura 26: Funcionamiento de las trampas de vapor mecánicas de cubeta invertida
(Cortesía del US DOE Steam BestPractices End User Training)



8.2.3 TRAMPAS TERMODINÁMICAS

El funcionamiento de las trampas termodinámicas se basa en el principio de Bernoulli, el mismo de los perfiles alares. Dada una sustancia determinada en un volumen de control, la presión absoluta disminuye a medida que aumenta la velocidad de la sustancia. Este diferencial de presión puede usarse para hacer que un disco cierre una apertura, de modo que funcione como una válvula. Uno de los tipos de trampas de vapor termodinámicas tiene en la cámara de control un disco de metal sólido delgado. El condensado entra en la cámara de control debajo del disco de metal, empujándolo hacia arriba. El condensado se elimina a través de una rendija anular entre el asiento del disco y el cuerpo de la trampa. Cuando el vapor empieza a fluir, la velocidad del vapor que pasa por la rendija anular es mayor que la del condensado estático. Esto provoca un área de baja presión local, mientras que hay un área de alta presión por arriba del disco de metal. Esto fuerza el disco hacia su asiento, cerrando la trampa. La figura 27a representa una trampa termodinámica en la configuración cerrada. La figura 27b representa una trampa termodinámica en la configuración abierta. Esta trampa tiene un funcionamiento intermitente y además se usa para cargas de condensado pequeñas.

Figura 27: Funcionamiento de las trampas de vapor termodinámicas de disco
(Cortesía del US DOE Steam BestPractices End User Training)



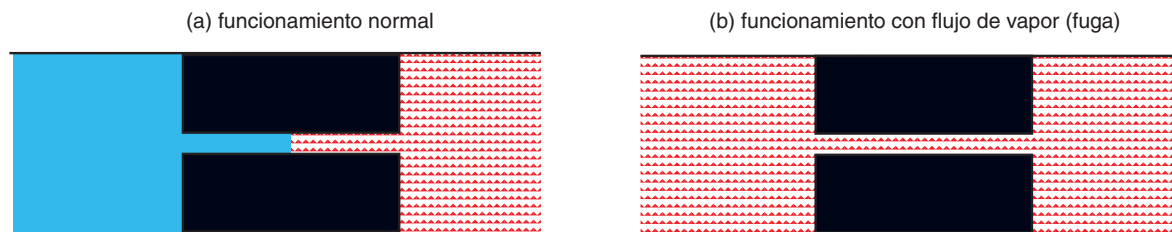
8.2.4 TRAMPAS DE ORIFICIO

El funcionamiento de las trampas de vapor de orificio se basa en la diferencia extrema entre las propiedades volumétricas del vapor y del condensado. Las trampas de orificio no tienen ninguna parte móvil, sino que su componente principal es un orificio restrictivo y un tubo de diámetro angosto o tobera de tipo Venturi. La densidad del condensado es significativamente mayor que la densidad del vapor. Este hecho permite que una cantidad significativa de condensado pase por una abertura muy pequeña (como un orificio) y que una cantidad mínima de vapor pase por la misma abertura. Cuando el condensado pasa por el orificio, la presión disminuye haciendo que el condensado se transforme en vapor por evaporación súbita. Este vapor evaporado súbitamente hace las veces de válvula reguladora, obligando al condensado o al vapor adicional a pasar por la trampa.

Las trampas de orificio no tienen partes móviles y esta es su mayor ventaja en relación con las otras trampas. Esta ventaja implica que estas trampas requieren un mantenimiento mínimo. En los sistemas de vapor industrial que no son limpios, este tipo de trampa se tapa fácilmente a causa de residuos, como partículas de corrosión, suciedad, etcétera. Por lo tanto, hay que limpiarlas periódicamente.

El dimensionamiento correcto de las trampas de orificio es extremadamente importante. Si la trampa es demasiado grande, una cantidad significativa de vapor vivo se perderá en el sistema de condensado. Si la trampa es demasiado pequeña, se acumulará condensado en el sistema. Además, estas trampas funcionan mejor con cargas de vapor continuas y constantes. Las cargas de vapor intermitentes y cíclicas pueden generar problemas operacionales debido al venteo de vapor o a la acumulación de condensado. La figura 28a representa una trampa termodinámica en la configuración normal. La figura 28b representa una trampa termodinámica en la configuración abierta (fuga de vapor).

Figura 28: Funcionamiento de las trampas de vapor de orificio
(Cortesía de la US DOE Steam BestPractices End User Training)



8.3 OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN Y MEJORES PRÁCTICAS DE LA RECUPERACIÓN DE CONDENSADO

La optimización de la recuperación de condensado y de sus periféricos asociados en las plantas industriales puede centrarse en distintas áreas. Estas áreas son fundamentales para la gestión de la energía y, en general, una vez que hayamos identificado las oportunidades de ahorro, podremos economizar una cantidad considerable. Estas áreas son esenciales también para que el sistema de vapor funcione siempre de manera eficiente y confiable.

- El área de distribución de vapor ofrece varias oportunidades de optimización como, por ejemplo:
- implementación de un programa efectivo de gestión y mantenimiento de las trampas de vapor
 - recuperación de la mayor cantidad posible de condensado disponible
 - recuperación del condensado cuando su energía térmica es lo mayor posible
 - evaporación súbita del condensado de alta presión para obtener vapor de baja presión

8.3.1 IMPLEMENTACIÓN DE UN PROGRAMA EFECTIVO DE GESTIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS TRAMPAS DE VAPOR

Es muy importante que las plantas industriales tengan un programa efectivo de gestión y mantenimiento de las trampas de vapor. En las plantas grandes puede llegar a haber varios cientos de trampas de vapor que hay que controlar periódicamente para ver si están funcionando correctamente. Es necesario inspeccionar cada trampa de vapor de la instalación y determinar su desempeño, por lo menos una vez al año. Hay muchos tipos diferentes de trampas que funcionan en base a principios diferentes. A fin de examinar las trampas de vapor, es importante comprender cómo funciona cada uno de los tipos. Por lo tanto, las inspecciones deben estar a cargo de personal especialmente capacitado, que comprenda el funcionamiento de las trampas y del sistema de vapor en general. Es importante que la funcionalidad de las trampas de vapor se evalúe con los instrumentos adecuados, termómetros y sensores ultrasónicos.

Las fallas de las trampas de vapor se pueden dividir en dos grupos principales, ambos con un impacto económico y/u operacional significativo.

- fallas en la apertura
- fallas en el cierre

Las fallas en la apertura de las trampas de vapor dejan que el vapor “vivo” salga del sistema, provocando una fuga de vapor. Las fallas en el cierre no eliminan el condensado que se acumula en el equipo que está antes de la trampa. Si se trata de un intercambiador de calor de proceso, los procesos de producción se verán limitados por el régimen de vapor. Si la trampa pertenece a un cabezal de distribución de vapor, puede provocar golpes de ariete y daños en los componentes. Incluso los sistemas de vapor con buen mantenimiento tienen en general un 10 % anual de fallas a nivel de las trampas. Si no se las controla, puede traducirse en pérdidas económicas y en problemas operativos significativos a nivel del sistema.

Se recomienda compilar los resultados de la evaluación en una base de datos en la que se consigne, para cada trampa, si:

- está en buen estado y funciona correctamente
- falla en la apertura y pierde vapor (fuga)
- falla en la apertura y ventea al ambiente
- falla en el cierre

La evaluación debe brindar una estimación de las pérdidas de vapor para cada trampa que presenta fugas. Un método excelente para determinar las pérdidas de vapor máximas de una trampa deficiente es completar el cálculo de orificios (ver la ecuación de Napier). De allí se desprenden las pérdidas de vapor máximas de una trampa en particular. Existen un cierto grado de incertidumbre con respecto a este flujo, ya que no se sabe si el mismo tiene obstrucciones internas. Sin embargo, el orden de magnitud de la estimación de las pérdidas vapor alcanza para priorizar las reparaciones necesarias.

Hay varias metodologías y técnicas disponibles en la industria para investigar del desempeño de las trampas como, por ejemplo:

- método visual
- método acústico
- método térmico
- monitoreo en línea en tiempo real

La mayoría de las veces, no alcanza con utilizar uno solo de los métodos para tener una evaluación concluyente del funcionamiento de una trampa de vapor. Por lo tanto, se recomienda combinar los métodos anteriormente mencionados. Además, dado que se necesita una capacitación especializada y una buena comprensión del funcionamiento de las trampas para poder inspeccionarlas, conviene encomendar esta actividad periódica a un subcontratista. La mayoría de los fabricantes y vendedores de trampas ofrecen a las plantas industriales su servicio de auditoría de las trampas de vapor de manera gratuita o a bajo costo.

Para tener un programa efectivo de gestión de las trampas de vapor, es absolutamente esencial tener una base de datos del mantenimiento de las trampas de vapor. Esta base de datos debe tener, como mínimo, la siguiente información:

- número de la etiqueta de la trampa
- ubicación
- tipo de trampa
- número del modelo
- fabricante
- fecha del último control del desempeño de la trampa
- fecha de instalación de la trampa (o de reinstalación después de una falla)
- causa de la falla de la trampa
- nombre de la persona que instaló o cambió la trampa
- pérdidas económicas potenciales si la trampa no se abre
- problemas potenciales en la producción si la trampa no se abre
- problemas potenciales en la producción si la trampa no se cierra
- señales indicativas de que la trampa falla en el cierre
- señales indicativas de que la trampa falla en la apertura

La única forma de cuantificar los beneficios potenciales de un programa de gestión de las trampas de vapor es hacer una evaluación detallada de las trampas de vapor de la planta industrial. De todos modos, la historia y la estadística nos revelan que las trampas de vapor suelen fallar y que si no se las cambia o se las arregla, provocan pérdidas significativas de energía y causan problemas en la producción, afectando la confiabilidad del sistema.

La herramienta SSAT del Departamento de energía de los Estados Unidos permite estimar los ahorros energéticos y de costos potenciales de la implementación de un programa efectivo de gestión y mantenimiento de las trampas de vapor. La herramienta se basa en la tasa histórica de fallas de las trampas, en la cantidad de trampas de la planta y en la última vez que se las evaluó, con sus consiguientes reparaciones y/o cambios.

8.3.2 RECUPERACIÓN DE LA MAYOR CANTIDAD POSIBLE DE CONDENSADO

El condensado se produce después de que el vapor transfiere su energía térmica y se condensa en forma de agua. El condensado sigue teniendo una cantidad significativa de energía térmica. Cada unidad de condensado recuperado significa que se necesita una unidad menos de agua de reposición. Por lo tanto, el retorno adicional de condensado:

- reduce la energía que necesita el desgasificador
- reduce el agua de reposición
- reduce los productos químicos para tratamiento del agua

- reduce el agua que va a los desagües
- es posible que reduzca la purga

La optimización de la recuperación de condensado empieza evaluando cuánto condensado estamos recuperando actualmente. El retorno de condensado debería evaluarse en cada uno de los niveles de cabezales. En las plantas industriales grandes, con un sistema de distribución extenso y muchos usos finales de vapor, la recuperación de condensado depende de los siguientes factores:

- los niveles de contaminación
- el costo del equipo de recuperación
- el costo de las tuberías de condensado

Actualmente, existe tecnología comercial que vigila los niveles de contaminación del condensado en tiempo real. Estas tecnologías se implementaron con mucho éxito en plantas industriales que recuperan condensado de todas las fuentes posibles, incluso de las áreas que pueden tener condensado contaminado. La funcionalidad de esta tecnología se basa en la vigilancia del nivel de un contaminante determinado o de la conductividad del condensado. Cuando los niveles se superan, se abre una válvula de descarga, eliminando el condensado y cerrando simultáneamente el retorno a la planta de calderas. Es necesario evaluar cada situación en sí y para cada aplicación. A veces, es posible que, en función de los costos, no convenga recuperar una pequeña cantidad de condensado asumiendo el riesgo de contaminar el sistema de agua de alimentación de la caldera.

El costo del equipo y las tuberías de recuperación depende de la ubicación física del uso final con respecto a la planta de calderas y de la distancia que tiene que recorrer el condensado para llegar a la planta de calderas. Además, el diseño tiene que tener en cuenta si se va a bombear el condensado o si se usará presión de vapor y una estación de bombeo.

Los depósitos de condensado pueden usarse como puntos de recolección locales y así reducir los costos del proyecto de hacer llegar el condensado a cada uso final individual bombeándolo. Además, los depósitos de condensado y los tanques de evaporación súbita reducen la cantidad de vapor que entra a las tuberías de retorno de condensado, mitigando las restricciones de flujo en las tuberías de retorno. Además, ayudan a eliminar los golpes de ariete de los sistemas de retorno de condensado.

La cantidad de condensado que se puede recuperar se puede obtener de varias maneras, por ejemplo:

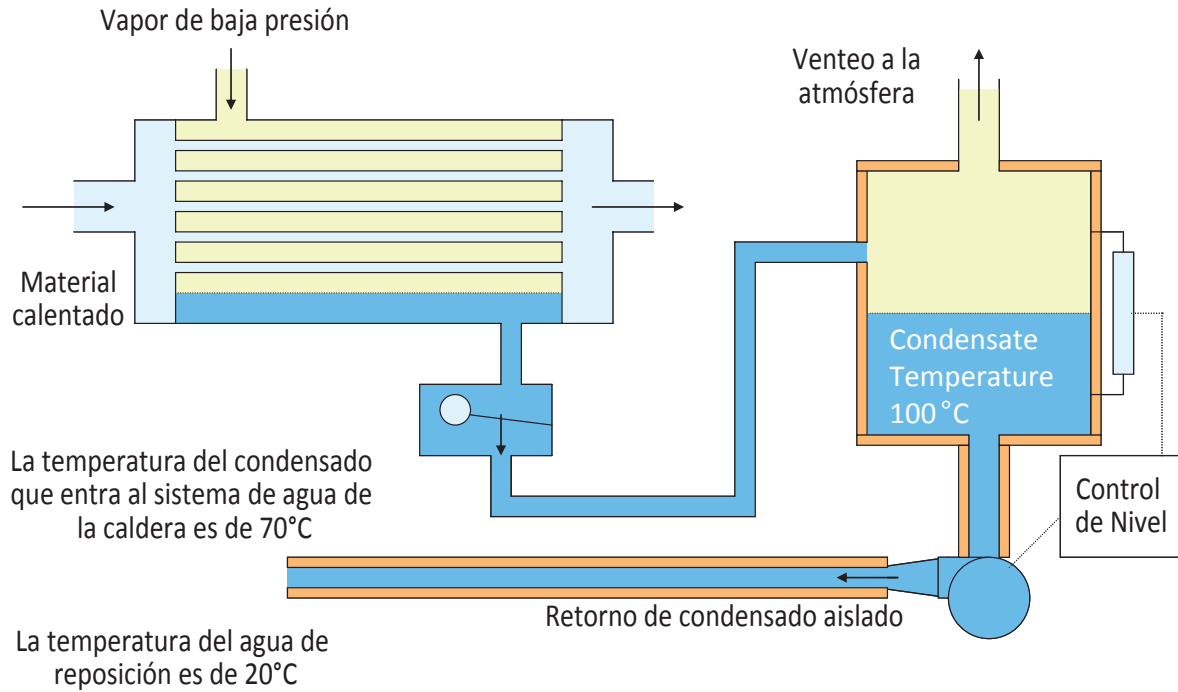
- tasa de flujo de vapor
- tamaño de las trampas de vapor
- balance de masa y energía de intercambiador de calor del uso final de proceso
- condiciones de diseño
- método de cubeta y cronómetro (para usar con muchísimo cuidado)

EJEMPLO

Un uso final de una planta de procesos usa vapor para calentar la línea de alimentación. Actualmente se desecha el condensado en el alcantarillado. El método de la cubeta y el cronómetro indican que la tasa de flujo del condensado es de 50 litros/minuto. Estime los ahorros de energía y de costos que podrían generarse si se recupera el condensado y se lo hace retornar a la planta de calderas de ese uso final. Actualmente, el condensado recuperado en otros lugares de la planta retorna a la caldera a 70 °C.

Si se agrega un sistema de recuperación de condensado, se necesitará un depósito de condensado con venteo al ambiente para colectar todo el condensado. Luego se lo bombeará a la planta de calderas como se muestra en la figura 29. Suponga que la temperatura del retorno de condensado a la caldera también es de 70 °C, al igual que el resto del condensado que se hace retornar.

Figura 29: Sistemas de retorno de condensado
(Cortesía de la US DOE BestPractices Steam EndUser Training)



El flujo de masa de condensado que se hace retornar se calcula de la siguiente manera:

$$m_{condensate} = V_{condensate} \times \rho_{condensate}$$

en donde $V_{condensate}$ es la tasa de flujo de volumen y $\rho_{condensate}$ es la densidad del condensado a la temperatura de saturación.

$$m_{condensate} = \frac{50}{60} \times \frac{977,8}{1.000} = 0,81 \text{ kg / s}$$

La cantidad de energía térmica del condensado en relación con su equivalente de agua de reposición se calcula de la siguiente manera:

$$Q_{condensate} = m_{condensate} \times (h_{condensate} - h_{makeup})$$

en donde $h_{condensate}$ es la entalpía del condensado (293,1 Btu/lb) a 70 °C y h_{makeup} es la entalpía del agua de reposición (83,9 Btu/lb) a 20 °C, que obtenemos de las tablas de vapor.

$$Q_{condensate} = m_{condensate} \times (h_{condensate} - h_{makeup})$$

$$Q_{condensate} = 0,81 \times (293,1 - 83,9) = 169,5 \text{ kW}$$

En los sistemas de vapor industrial, el vapor del desgasificador calienta el agua de reposición. Esto implica que al calcular el ahorro de combustible hay que tener en cuenta la ineficiencia de la caldera. Por lo tanto, los ahorros de combustible y de costos generados por el retorno de condensado desde el punto de vista del sistema se calculan de la siguiente manera:

$$Q_{system} = \frac{Q_{condensate}}{\eta_{boiler}} = \frac{169,5}{0,80} \approx 212 \text{ kW}$$

$$\sigma_{condensate} = \frac{Q_{system} \times k_{fuel} \times T}{HHV_{fuel}} = \frac{212 \times 1,0 \times 3.600 \times 8.760}{40.144} \approx \$166.500 / \text{año}$$

Estos cálculos del retorno de condensado nos dan una medida muy precisa de las oportunidades de optimización. Sin embargo, el retorno de condensado tiene un impacto sobre todo el sistema, por lo que en general se recomienda usar un modelo del sistema de vapor detallado a fin de evaluar las consecuencias reales del retorno de condensado. El costo del agua (incluyendo su tratamiento) puede representar un gran porcentaje de los ahorros de costos, por lo que no hay que olvidarlo.

8.3.3 RECUPERACIÓN DEL CONDENSADO CUANDO SU ENERGÍA TÉRMICA ES LO MAYOR POSIBLE

Del tema anterior se desprende que mientras más alta sea la temperatura del retorno de condensado, el desgasificador tendrá que calentarlo menos. Esto se traduce directamente en ahorros de costos de vapor y de energía. Se puede evaluar esta oportunidad de optimización de manera similar a la de la oportunidad anterior. Pero la recuperación y el retorno de condensado a altas temperaturas requieren un proceso de debida diligencia significativo. Si se lo omite, podrían surgir problemas operacionales. El problema más grande que podría aparecer es que podría haber evaporación súbita en las líneas de retorno de condensado. Este problema puede ser mayor todavía en los sistemas en cascada, en los que se mezcla condensado proveniente de distintos lugares y con distintas temperaturas.

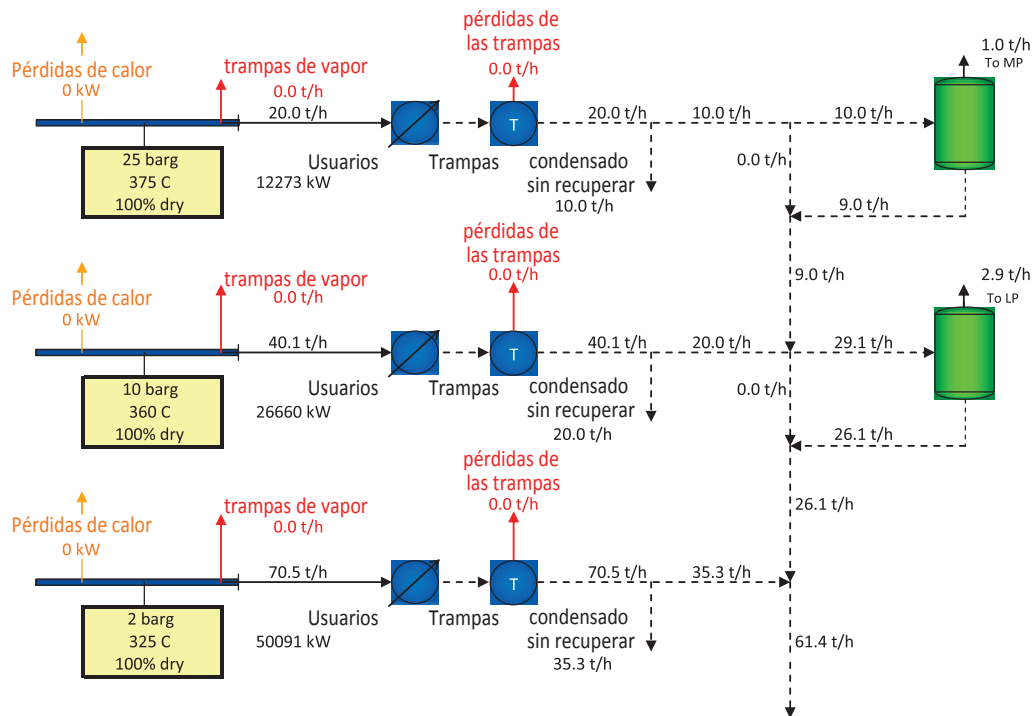
La estrategia de optimización de sistemas de vapor pondera el costo adicional del retorno de condensado a altas temperaturas en comparación con el uso de un depósito de condensado o de un tanque de evaporación súbita (con venteo al ambiente) para sacar el exceso de energía térmica. Dependiendo de la cantidad de condensado, esta energía térmica puede llegar a ser significativa, por lo que habría que hacer el esfuerzo de capturar ese condensado y hacerlo retornar a la planta de caldera sin que pierda su energía térmica.

8.3.4 EVAPORACIÓN SÚBITA DEL CONDENSADO DE ALTA PRESIÓN PARA OBTENER VAPOR DE BAJA PRESIÓN

En las plantas industriales que usan vapor a diferentes niveles de presión, esta oportunidad de optimización puede tener un impacto significativo sobre los costos y la energía necesarios para operar la planta. Como ya se mencionó anteriormente, el condensado contiene una gran cantidad de energía térmica. Si la presión del condensado es alta, se lo puede recuperar y hacerlo evaporar súbitamente, produciendo vapor a baja presión. Dependiendo de la ubicación y de la distancia a los cabezales o los usos finales, este vapor a baja presión sirve para compensar directamente el vapor “vivo” producido en la caldera para los cabezales de baja presión.

Esta oportunidad de optimización necesita sin duda que se use un modelo termodinámico del sistema de vapor para evaluar su impacto económico real como, por ejemplo, la herramienta SSAT del Departamento de energía de los Estados Unidos. La figura 30 nos muestra una pantalla del balance del sistema de vapor industrial de la herramienta SSAT, donde se aprecia el impacto de la evaporación súbita de condensado de vapor para producir vapor de baja presión.

Figura 30: Evaporación súbita del condensado de alta presión para obtener vapor de baja presión



9

OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN DE LA COGENERACIÓN DE ENERGÍA TÉRMICA Y ELÉCTRICA (CHP)

En las plantas industriales, el vapor se produce primero que nada para proporcionar calor a los procesos. Sin embargo, también se lo puede usar para generar electricidad o para impulsar equipos mecánicos rotatorios como bombas, compresores, ventiladores, etcétera. Normalmente, se usan turbinas de vapor para generar esta electricidad. Las turbinas de vapor no consumen vapor, por lo que no las consideramos con usos finales de vapor. En esta sección analizamos los distintos tipos de turbinas de vapor que encontramos en las plantas industriales y las oportunidades de optimización relacionadas con la cogeneración de energía térmica y eléctrica (CHP).

9.1 PRESENTACIÓN

Las plantas industriales necesitan simultáneamente energía eléctrica y térmica (en forma de calor) para funcionar. Por lo general, tienen un acuerdo de suministro eléctrico con una empresa de electricidad (y un generador) para que la planta reciba una determinada cantidad de electricidad. Hay diferentes tipos de acuerdos de suministro eléctrico, pero en general las plantas industriales pagan una cierta cantidad de dinero por la cantidad de electricidad que le compran a la red de suministro eléctrico. La energía eléctrica que las centrales eléctricas le dan a la red eléctrica se basan en el ciclo de Rankine y tienen una eficiencia térmica de ~ 35-42 %. Esto implica que hay una gran cantidad de energía térmica que se pierde en el ambiente en el lugar donde se genera la electricidad (en las torres de refrigeración, en el agua de los ríos, etcétera).

Para hacer funcionar las calderas y otros equipos de calentamiento de procesos que funcionan a combustible y así abastecer la demanda térmica de la planta, las plantas industriales también le compran combustible a las empresas de suministros. Otra alternativa consiste en operar un sistema de vapor con un ciclo superior (topping) que produce electricidad con una turbina de vapor y usa las emisiones de vapor para satisfacer la demanda térmica de los procesos. La eficiencia térmica de la cogeneración de energía térmica y eléctrica de una planta industrial puede llegar a ser del 70% o más. Esta es la razón principal por la que se implementa la oportunidad de optimización denominada cogeneración de energía térmica y eléctrica en los sistemas industriales. Las plantas industriales con cogeneración pueden obtener ahorros significativos de energía y costos, y un suministro de energía eléctrica altamente confiable. Sin embargo, el costo de capital podría ser muy grande. Lo mismo pasaría con algunos de los costos operativos potenciales relacionados con la oportunidad de optimización de la cogeneración.

Casi siempre, la cogeneración es más eficiente desde el punto de vista energético que la generación de electricidad en una planta de suministro eléctrico central. Pero puede ocurrir que la eficacia en función de los costos y las consideraciones económicas relacionadas con las operaciones de la cogeneración no sean siempre ventajosas para la planta. Cada planta industrial debe analizar la cogeneración para su

caso particular y sin dejarse influenciar por reglas generales. Las consideraciones económicas globales relacionadas con la operación de un sistema de cogeneración de energía térmica y eléctrica dependen de los siguientes factores:

- costo del suministro eléctrico de mayor impacto o del marginal
- costo del combustible de mayor efecto o del marginal
- la eficiencia de la caldera
- la eficiencia de la turbina de vapor
- la demanda térmica
- la variación de la demanda térmica y eléctrica en función del tiempo

Las preguntas principales que hay que contestar, en general, cuando se optimizan las operaciones de un sistema de cogeneración son:

- ¿Cuál es el impacto económico real de la cogeneración?
- ¿En qué casos es viable...
 - ...que el sistema funcione o que esté apagado?
 - ...instalar el sistema?
- ¿Qué cambios habría que hacer en el sistema de vapor?
- ¿Qué cambios habría que hacer en el sistema de suministro eléctrico y en las interconexiones de la red eléctrica?

9.2 TURBINAS DE VAPOR

Para optimizar los sistemas de cogeneración a turbinas de vapor y las calderas, se necesita entender fehacientemente el funcionamiento de las turbinas de vapor. Las turbinas de vapor son dispositivos que transforman la energía térmica del vapor en potencia del eje de rotación. Funcionan con vapor de alta presión que pasa por una tobera que aumenta la velocidad del vapor y concentra el trayecto del flujo en un chorro de vapor. Este chorro de vapor a alta velocidad choca contra una pala. La pala está dispuesta de tal manera que el chorro de vapor le transfiere su energía dándole fuerza. La pala está montada en un eje que gira libremente. Como resultado, la fuerza de la pala genera un par sobre el eje y lo hace rotar. Las turbinas de vapor están equipadas con una carcasa exterior fija y un eje interior giratorio. La carcasa exterior no deja escapar el vapor y sirve para fijar las toberas y todas las partes estacionarias. El eje de rotación, equipado con las palas de la turbina, recibe y transfiere la energía mecánica de la turbina.

Las turbinas de vapor pueden diseñarse con una única rueda o pala, o con varias ruedas en el mismo eje. Puede haber una tobera única dirigiendo el vapor hacia la rueda o varias toberas que dirigen el vapor a distintos segmentos de una única rueda. Si la turbina posee varias filas de palas, tendrá también varias filas de toberas. Las toberas reciben el vapor generado antes de las palas, aumentan la velocidad del mismo, lo canalizan formando un chorro concentrado y lo dirigen hacia las palas.

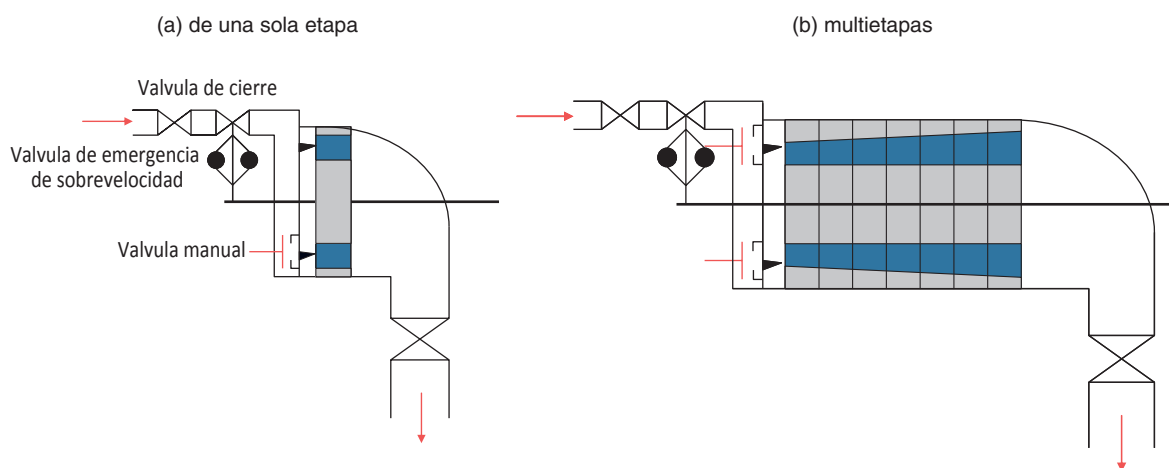
Todas las turbinas de vapor reciben vapor de alta presión y descargan vapor de baja presión. Según su funcionamiento y las configuraciones del flujo de vapor, las turbinas de vapor se clasifican de la siguiente manera:

- de contrapresión
- de extracción
- de condensación
- combinación de los tipos anteriores

9.2.1 TURBINAS DE CONTRAPRESIÓN

Las turbinas de contrapresión emiten vapor que llega a un cabezal de vapor con una presión por encima de la presión atmosférica. Las turbinas de contrapresión también son conocidas como turbinas sin condensación. Las turbinas de contrapresión son las más habituales en las plantas industriales. Las turbinas de contrapresión se utilizan en todos los casos en lugar de estaciones de reducción de presión. Siempre están ubicadas en paralelo con las estaciones de reducción de presión, entre dos cabezales de presión. Las turbinas de contrapresión pueden ser de una sola etapa (figura 31a) o multietapas (figura 31b). En general, las turbinas multietapas son más eficientes que las de una sola etapa.

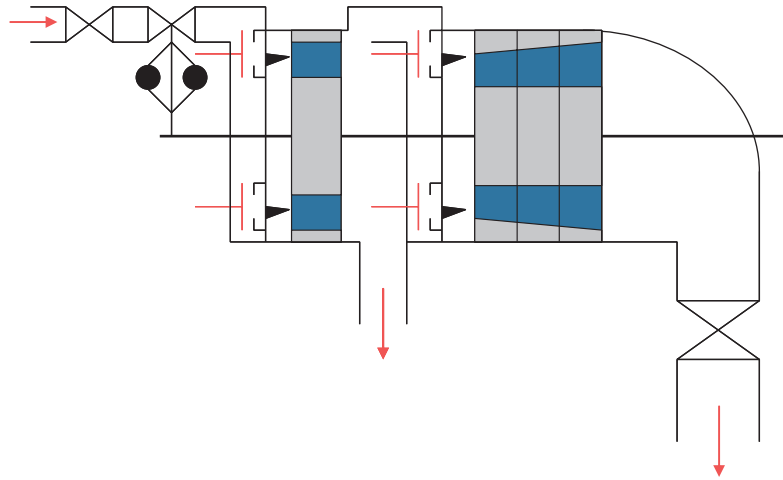
Figura 31: Turbinas de vapor de contrapresión
(Cortesía de la US DOE Steam BestPractices End User Training)



9.2.2 TURBINAS DE EXTRACCIÓN

Las turbinas de extracción de contrapresión son turbinas de contrapresión que tienen por lo menos una lumbrera adicional de extracción de vapor a presión intermedia entre la entrada y el escape de vapor. Las turbinas de extracción de contrapresión se pueden concebir como varias turbinas que operan sobre el mismo eje. Son muy comunes en las plantas industriales que tienen varios cabezales de presión de vapor. Son excelentes para balancear los cabezales de presión y eliminar el venteo de vapor en los cabezales intermedios. La figura 32 muestra un esquema de las turbinas de extracción de contrapresión.

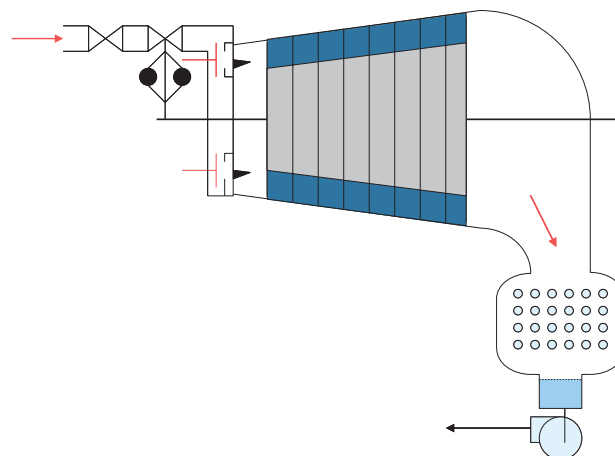
Figura 32: Turbinas de vapor de extracción de contrapresión
(Cortesía de la US DOE Steam BestPractices End User Training)



9.2.3 TURBINAS DE CONDENSACIÓN

Las turbinas de condensación no brindan vapor a los cabezales de vapor, sino que emiten vapor por debajo de la presión atmosférica hacia un condensador de superficie. La calidad termodinámica del vapor que sale de una turbina de vapor de condensación es normalmente superior al 90 %. Cuando ingresa en el condensador de superficie contiene una cantidad significativa de energía térmica. El condensador tiene en sus tuberías agua proveniente de una torre de enfriamiento (o agua del río) y la usa para condensar el vapor cercano a la carcasa. Luego se saca del condensador el agua saturada (condensada) y se la bombea nuevamente a la planta de calderas. Las turbinas de condensación son unidades grandes que se usan principalmente para generar energía mecánica o para impulsar equipos mecánicos grandes, como enfriadores centrífugos, compresores de aire, etc. La figura 33 muestra el esquema de una turbina de condensación.

Figura 33: Turbina de condensación
(Cortesía de la US DOE Steam BestPractices End User Training)



Las turbinas de extracción-condensación son la combinación de una turbina de extracción y una de condensación. Se usan normalmente para balancear las demandas de vapor y de electricidad simultáneamente.

9.3 EFICIENCIA DE LAS TURBINAS DE VAPOR

La eficiencia de las turbinas de vapor, contrariamente a la eficiencia de las calderas, no se relaciona con la primera ley de la termodinámica, sino con la segunda. Se mide comparando el funcionamiento de la turbina real con el de una turbina perfecta con las mismas condiciones de entrada y de salida de presión. Por lo tanto, también se la denomina eficiencia isentrópica de la turbina.

La eficiencia isentrópica de la turbina compara la potencia del eje de la turbina real con la de una turbina perfecta (ideal) con las mismas condiciones de entrada y salida de presión (¡no con la temperatura de salida!) Matemáticamente, se expresa de la siguiente manera:

$$\eta_{turbine} = \frac{\text{Potencia del eje de la turbina real}}{\text{Potencia del eje de la turbina ideal}}$$

$$\eta_{turbine} = \frac{m_{steam} (h_{inlet} - h_{exit})_{actual}}{m_{steam} (h_{inlet} - h_{exit})_{ideal}} = \frac{(h_{inlet} - h_{exit})_{actual}}{(h_{inlet} - h_{exit})_{ideal}}$$

EJEMPLO

Calcule la eficiencia isentrópica de la potencia del eje de una turbina de vapor de contrapresión con las siguientes condiciones de entrada de vapor: 25 bares y 375 °C. Las condiciones del vapor emitido son las siguientes: 2 bares y 271 °C. El flujo de vapor en la válvula reguladora de la turbina es de 21 Tph.

Las propiedades termodinámicas del vapor según las condiciones de temperatura y presión se obtienen en las tablas de vapor, y son las siguientes:

Turbina real:

$$H_{inlet} = 3180,9 \text{ kJ/kg (para 25 bares y 375 °C)}$$

$$H_{exit} = 3009,8 \text{ kJ/kg (para 2 bares y 271 °C)}$$

Turbina ideal:

$$H_{inlet} = 3180,9 \text{ kJ/kg (para 25 bares y 375 °C)}$$

$H_{exit} = 2,692 \text{ kJ/kg (para 2 bares y la entropía correspondiente a las condiciones de entrada del vapor)}$

Ponemos estos datos en la ecuación de eficiencia de la turbina de vapor y obtenemos que:

$$\eta_{turbine} = \frac{(h_{inlet} - h_{exit})_{actual}}{(h_{inlet} - h_{exit})_{ideal}}$$

$$\eta_{turbine} = \frac{(3.180,9 - 3.009,8)}{(3.180,9 - 2.692)} = 0,35$$

La eficiencia isentrópica de la turbina de vapor es de 35 %. La potencia del eje de la turbina real se calcula de la siguiente manera:

$$W_{actual} = m_{steam} (h_{inlet} - h_{exit})_{actual}$$

$$W_{actual} = \frac{21.000}{3.600} \times (3.180,9 - 3.009,8) = 1.000 \text{ kW}$$

La ecuación anterior sirve también para calcular la potencia del eje de la turbina ideal. La potencia del eje de la turbina ideal es el trabajo teórico máximo, dadas las condiciones de entrada de vapor y de la presión de salida.

$$W_{ideal} = m_{steam} (h_{inlet} - h_{exit})_{ideal}$$

$$W_{ideal} = \frac{21.000}{3.600} \times (3.180,9 - 2.692) = 2.850 \text{ kW}$$

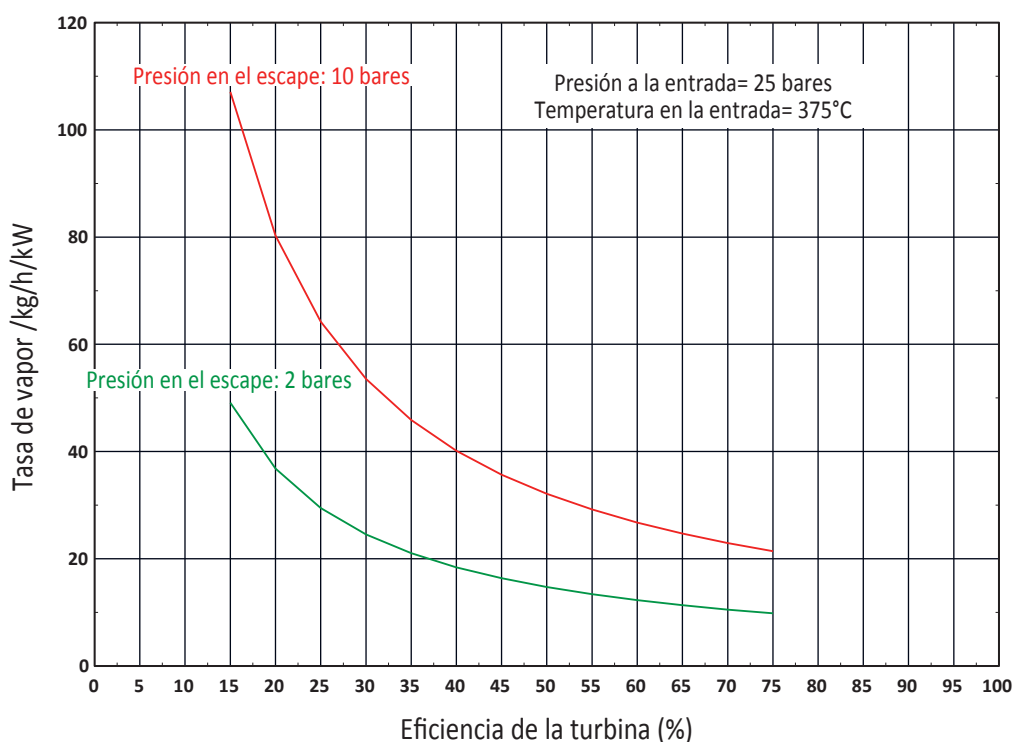
La eficiencia de las turbinas de vapor oscila entre el 15% y el 85 %. Si una turbina de vapor tiene una eficiencia isentrópica baja, significa que su capacidad para convertir energía térmica en potencia del eje no es buena. En consecuencia, preserva la mayor parte de la energía térmica del vapor emitido por la turbina de contrapresión que se usa para alimentar la demanda térmica de los procesos industriales. No hay pérdida de energía como hubiera sido el caso si la eficiencia dependiera de la primera ley, como ocurre con la eficiencia de las calderas.

Hay una excepción a esto: puede ocurrir que las turbinas de condensación pierdan su energía térmica, que se escapa al ambiente a través del agua de enfriamiento del condensador de superficie.

9.4 TASA DE VAPOR

La tasa de vapor es una expresión que sirve para describir la cantidad de vapor que se necesita para producir una cantidad determinada de potencia. Se la usa mucho en la industria para especificar el rendimiento real de una turbina. Muchas veces, indica la eficiencia de la turbina para determinadas condiciones de entrada y de presión de escape. No obstante, el flujo de vapor es extremadamente dependiente de las condiciones de entrada y la salida. Es posible que la eficiencia isentrópica de la turbina no cambie si se regula la entrada de la turbina, pero la tasa de vapor puede cambiar significativamente. Por lo tanto, habría que tener mucho cuidado cuando se trabaja con tasas de vapor y se compara el rendimiento de las turbinas a partir de las mismas. La figura 34 muestra un gráfico típico de correlación entre las tasas de vapor y la eficiencia de las turbinas.

Figura 34: Tasa de vapor y eficiencia de las turbinas de vapor



9.5 OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN DE LA COGENERACIÓN DE ENERGÍA TÉRMICA Y ELÉCTRICA Y MEJORES PRÁCTICAS

La oportunidad de optimización de la cogeneración de energía térmica y eléctrica de los sistemas de vapor industrial depende siempre de la comprensión de los beneficios económicos que pudiera haber si se modifica el funcionamiento de las turbinas de vapor. En las aplicaciones de la cogeneración industrial, encontramos dos tipos principales de configuración de turbinas:

- de contrapresión
- de condensación

9.5.1 OPORTUNIDAD DE OPTIMIZACIÓN DE LA GENERACIÓN CON TURBINAS DE CONTRAPRESIÓN

Esta oportunidad se da específicamente en plantas industriales que tienen más de un nivel de presión en los que la presión se usa para los procesos de los usos finales. Además, el hecho de tener un flujo de vapor continuo pasando por las válvulas de alivio de presión está indicando que la planta es una buena candidata para que se evalúe la oportunidad de optimización de la cogeneración con turbina de contrapresión. La evaluación de esta oportunidad de optimización requiere modelos termodinámicos detallados del sistema de vapor. La metodología de evaluación se entiende mejor usando un ejemplo aplicado a una planta industrial, como el siguiente.

EJEMPLO

Una caldera de gas metano con una eficiencia del 80 % produce vapor sobrecalentado a 25 bares y 375° C. La demanda térmica del uso final es de 14.300 kW y requiere vapor a 2 bares. Actualmente, el vapor fluye a través de una válvula de alivio de presión (PRV). El condensado saturado sale como la carga del proceso a 2 bares. Estime el beneficio económico de la oportunidad de optimización de cogeneración si se instalara una turbina de vapor de contrapresión para impulsar directamente una bomba que necesita 1.000 kW de energía eléctrica. Se supone que la eficiencia isentrópica de la turbina es del 35 %. El costo del combustible de mayor impacto es \$ 1/Nm³ y el costo del suministro eléctrico de mayor impacto es \$ 0,10/kWh.

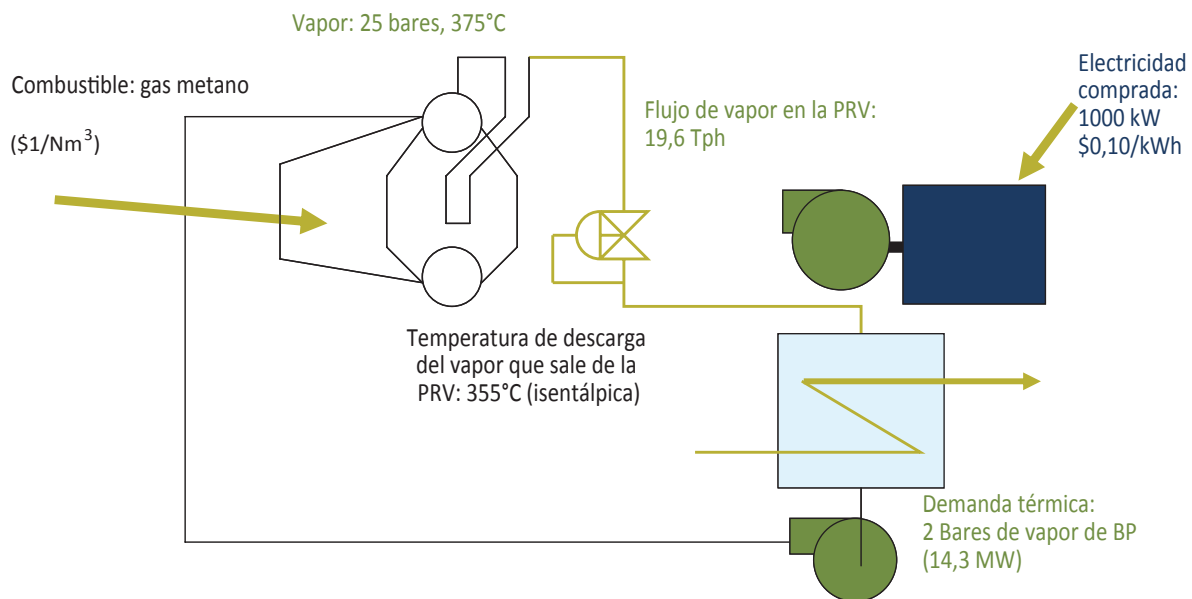
La figura 35 ilustra la operación actual de la planta industrial. Basándose en la demanda térmica del uso final, se puede calcular el flujo de vapor a través de la válvula de alivio de presión de la siguiente manera:

$$Q_{enduse} = m_{PRV} (h_{PRV} - h_{condensate})$$

$$m_{PRV} = \frac{Q_{enduse}}{(h_{PRV} - h_{condensate})} = \frac{14.300}{(3.180,9 - 562,2)} = 5,45 \text{ kg / s} = 19,63 \text{ Tph}$$

en donde Q_{enduse} es la demanda térmica; h_{PRV} es la entalpía del vapor que sale de la válvula de alivio e ingresa en el uso final; y $h_{condensate}$ es la entalpía del condensado que sale del uso final.

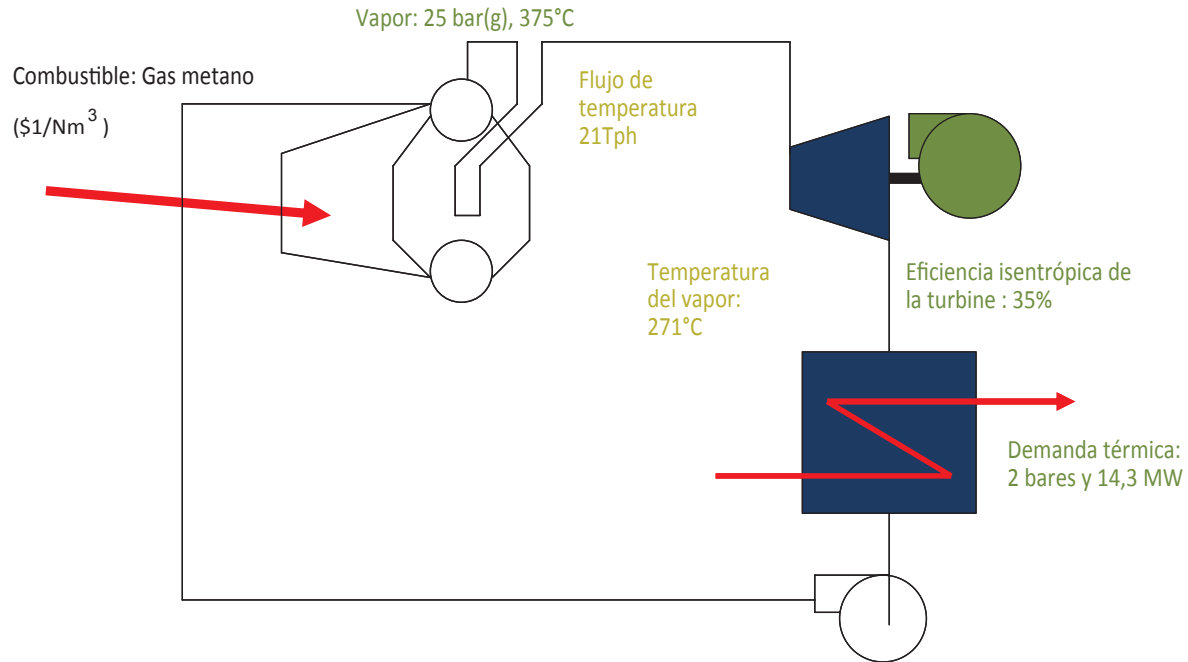
Figura 35: Funcionamiento real de una planta industrial que emplea válvulas de alivio de presión (PRV)



La oportunidad de optimización de cogeneración consiste en instalar una turbina de vapor de contrapresión que reduzca la presión de vapor de 25 bares a 2 bares. Al mismo tiempo, la turbina hará trabajar un eje que impulsará una bomba compensando los 1.000 kW de electricidad que se compran a la red eléctrica. La turbina de vapor extrae energía del vapor y la convierte en potencia del eje reduciendo

así la entalpía del vapor que sale de la turbina. Esto implica que el vapor que sale de la turbina tiene una temperatura menor que el que sale de la válvula de alivio de presión. Para satisfacer la misma demanda térmica de la operación actual, será necesario lograr un aumento neto de la tasa de flujo de masa del vapor. Este vapor tendrá que producirse en la caldera y el costo de la energía proveniente del combustible de la operación va a aumentar. La figura 36 representa la nueva configuración de la aplicación industrial con la turbina de vapor y la cogeneración.

Figura 36: Configuración de la cogeneración en una planta industrial con turbina de vapor



La comparación de las figuras 35 y 36 nos muestra que el vapor que entra al uso final bajó su temperatura de 355 °C a 271 °C. Basándonos en la demanda térmica del uso final, se puede calcular el flujo de vapor a través de la turbina de vapor de la siguiente manera:

$$Q_{turbine} = m_{turbine} (h_{inlet-turbine} - h_{outlet-turbine})$$

$$m_{turbine} = \frac{Q_{turbine}}{(h_{inlet-turbine} - h_{outlet-turbine})} = \frac{1000}{(3.180,9 - 3009,8)} = 5,84 = 21,04 \text{ Tph}$$

en donde Q_{enduse} es la demanda térmica; h_{PRV} es la entalpía del vapor que sale de la válvula de alivio e ingresa en el uso final; y $h_{condensate}$ es la entalpía del condensado que sale del uso final.

Los ahorros de costos de energía eléctrica derivados de la oportunidad de optimización de cogeneración se calculan de la siguiente manera:

$$\sigma_{electric} = kW \times T \times k_{electric}$$

$$\sigma_{electric} = 1.000 \times 8.760 \times 0,10 = \$876.000 / \text{año}$$

El incremento del costo de la energía proveniente del combustible derivado de la oportunidad de optimización de cogeneración se calcula de la siguiente manera:

$$\sigma_{fuel} = (m_{turbine} - m_{PRV}) \times \frac{(h_{steam} - h_{feedwater})}{\eta_{boiler} \times HHV_{fuel}} \times k_{fuel} \times T$$

$$\sigma_{fuel} = (21,0 - 19,63) \times 1.000 \times \frac{(3.180,9 - 463,5)}{0,80 \times 40.144} \times 1,0 \times 8.760$$

$$\sigma_{fuel} = \$1.038.000 / año$$

Por lo tanto, los beneficios económicos netos de esta oportunidad de optimización son los siguientes:

$$\sigma_{CHP} = \sigma_{electric} - \sigma_{fuel}$$

$$\sigma_{CHP} = 876.000 - 1.038.000 = -\$162.000 / año$$

Este ejemplo muestra claramente que esta oportunidad de optimización de cogeneración no es una estrategia de solución viable en esta aplicación de la planta industrial.

Usando los parámetros claves que influyen sobre los beneficios económicos de la oportunidad de optimización de cogeneración, se hizo un análisis paramétrico. Los resultados de ese análisis paramétrico se exhiben en la tabla 6 a continuación. De allí resulta una clara indicación de cuándo se justifica económicamente esta oportunidad de optimización de cogeneración en esta aplicación de la planta industrial.

Tabla 6: Análisis paramétrico de la oportunidad de optimización de cogeneración de energía térmica y eléctrica de una turbina de vapor de contrapresión

Costo de la energía eléctrica	Costo del combustible	Eficiencia de la turbina	Eficiencia de la caldera del SSAT	Energía eléctrica adicional	Vapor adicional	Ahorros de costos
(\$/kWh)	(\$/GJ)	(%)	(%)	(kW)	(Tph)	(\$K/yr)
0.100	25.0	35.0	81.7	998	1.5	(221)
0.125	25.0	35.0	81.7	998	1.5	(2)
0.100	12.5	35.0	81.7	998	1.5	325
0.100	5.4	35.0	86.7	998	1.5	650
0.100	25.0	65.0	81.7	1,853	2.8	(409)

La tabla 6 se elaboró usando el modelo del SSAT del Departamento de energía de los Estados Unidos para un proyecto de instalación de turbina de vapor. El costo del suministro eléctrico y del combustible de mayor impacto, la eficiencia de la turbina de vapor y la eficiencia de la caldera de mayor impacto se cambiaron individualmente para obtener los resultados de esta tabla. Ante cada oportunidad de optimización de cogeneración, hay que hacer un proceso de debida diligencia y un análisis paramétrico a fin de demostrar que la oportunidad de optimización es viable económicamente y para poder responder todas las preguntas que pudieran surgir.

9.5.2 OPORTUNIDAD DE OPTIMIZACIÓN DE LA GENERACIÓN CON TURBINAS DE CONDENSACIÓN

Desde el punto de vista de la definición de cogeneración de energía eléctrica y térmica en sentido estricto, la operación de una turbina de condensación no es necesariamente una oportunidad de optimización de cogeneración. No obstante, tratamos el tema aquí porque los principios de análisis son idénticos a los de los casos de las turbinas de vapor de contrapresión que ya examinamos en esta sección. La principal diferencia es que el vapor que pasa a través de la turbina de condensación no va al cabezal de vapor ni satisface su demanda térmica. En realidad, se condensa en el condensador de la superficie y sale de la turbina. Por lo tanto, pierde toda su energía térmica que pasa al agua de enfriamiento que fluye por los tubos del condensador de superficie. La turbina de condensación tiene como objetivo maximizar la producción de energía eléctrica a partir del vapor, minimizando la cantidad de energía térmica que pasa al ambiente.

Los factores principales que influyen sobre el funcionamiento de las turbinas de condensación son:

- el costo del suministro eléctrico de mayor impacto
- el costo del combustible de mayor impacto
- la eficiencia de la turbina
- la eficiencia de la caldera
- la presión de descarga de la turbina

La energía eléctrica generada por la turbina depende de la relación entre la presión de la entrada y la del escape. Por lo general, la presión de entrada es la presión de la generación de vapor o la de un cabezal de baja presión del sistema de vapor. Pero la presión de escape juega un papel muy importante en la cantidad de energía eléctrica producida. La presión de escape de la turbina se controla mediante el condensador de superficie. Esta presión debería mantenerse lo más cercana posible a las condiciones de diseño. Hay varios temas que hay que tener en cuenta si se quiere lograr que la presión del condensador se mantenga en las condiciones de diseño:

- extraer los gases no condensables del condensador
- limpiar el condensador periódicamente
- alimentar el condensador con agua a temperatura reducida
- alimentar el condensador con agua enfriada adicional

Para poder evaluar la oportunidad de optimización de cogeneración con una turbina de condensación, se necesita un modelo termodinámico detallado de sistema de vapor, como la herramienta SSAT del Departamento de energía de los Estados Unidos. En la tabla 7 se observa un análisis paramétrico de una aplicación industrial de una turbina de condensación con un vapor en la entrada de 15 bares y 375 °C, y una emisión de vapor en el escape a una presión (absoluta) de 0,1 bar. La eficiencia de la caldera se mantiene en el 80 % y los gastos de combustible y eficiencia de la turbina varían.

Tabla 7: Análisis paramétrico de las oportunidades de optimización de cogeneración con turbinas de condensación

Costo de mayor impacto de la energía eléctrica de la turbina de condensación			
Costo del combustible \$/GJ	Costo de mayor impacto de la energía de condensación [\$/MWh]		
	Eficiencia isentrópica de la turbina [%]		
	40	60	80
2.0	56	39	30
4.0	111	78	60
6.0	167	116	89
8.0	223	155	119
10.0	278	194	149
12.0	334	233	179
Entrada de vapor	25	bars	
Entrada de vapor	375	°C	
Salida de vapor	0.1	bar(a)	

La tabla 7 muestra los costos de generación de energía eléctrica con una turbina de condensación, en términos de la eficiencia isentrópica de la turbina y de los costos del combustible de mayor impacto. Como puede observarse, en el caso de plantas industriales que compran su suministro eléctrico a \$ 100 por MWh, la implementación de una turbina de condensación recién empieza a ser eficaz en función del costo cuando el costo del combustible de mayor impacto es de \$ 2,0 por GJ o menor, sin importar la eficiencia de la turbina que se analice. Pero si el precio de combustible de mayor impacto aumenta a \$ 4,0 por GJ, entonces la eficiencia de la turbina tiene que ser de por lo menos 60 % para que sea conveniente desde el punto de vista económico. Si el costo del combustible de mayor impacto aumenta hasta alcanzar los \$ 6,0 por GJ, entonces se necesitará que la eficiencia operativa de la caldera sea de por lo menos 80 %. Si los costos llegan hasta los \$ 8,0 por GJ o más, las operaciones de cogeneración con turbinas de condensación no convienen desde el punto de vista económico y será mejor comprar energía eléctrica de la red a \$ 100 por MWh.

Hay que tener en cuenta que cuando se implementan las oportunidades de optimización de cogeneración con turbinas de condensación, se producen grandes cambios en el flujo de vapor. Es posible que haga falta encender otra caldera para poder encender una turbina de condensación y es posible que haya que apagar una caldera cuando se apaga la turbina de condensación. Estos cambios pueden hacer que la caldera de mayor impacto y el costo del combustible de mayor impacto cambien. Hay que asegurarse de que todos estos grandes cambios en el flujo de vapor sean tenidos en cuenta cuando se hacen todos los análisis económicos.

10

PROTOCOLO DE EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE VAPOR

Es muy importante que las evaluaciones energéticas de un sistema específico sigan un protocolo que determine las expectativas de la industria y de las entregas a cargo de los auditores de energía. En los últimos años, la industria de la energía evolucionó en ese sentido y al mismo tiempo introdujo varias definiciones, expectativas, requisitos y entregas de distinto tipo. Hasta el año 2009, no hubo una norma de evaluación energética de un sistema ni un protocolo específicos que rigieran las evaluaciones energéticas de los sistemas. Finalmente, en 2009, los esfuerzos y el trabajo conjunto del Departamento de energía de los Estados Unidos, de varios expertos en la materia y de la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME) llevaron a la elaboración de cuatro nuevas normas de evaluación energética de los sistemas. Las mismas son:

- Energy Assessment for Process Heating Systems (ASME EA-1-2009)
- Energy Assessment for Pumping Systems (ASME EA-2-2009)
- Energy Assessment for Steam Systems (ASME EA-3-2009)
- Energy Assessment for Compressed Air Systems (ASME EA-4-2010)

El Instituto Nacional de Normalización de los Estados Unidos (ANSI) aprobó estas normas como normas nacionales y ahora son de acceso público.

Esta sección del Manual de capacitación expertos se basa en gran medida en la norma Energy Assessment for Steam Systems (ASME EA-3-2009). Los expertos y consultores de energía deben tener un ejemplar de esta norma. El presente capítulo del Manual de capacitación de expertos brinda un panorama general del protocolo de evaluación y destaca algunas de sus características más sobresalientes.

10.1 EVALUACIONES ENERGÉTICAS INDUSTRIALES

Como se mencionó antes, hay varios tipos diferentes de evaluación energética industrial. Sus definiciones, títulos, propósitos y alcances varían considerablemente. Además, estas evaluaciones varían en función del asesor o auditor a cargo de la evaluación. Sin embargo, la diferencia principal reside en el propósito y el alcance de estas evaluaciones.

Una manera de distinguir las evaluaciones energéticas industriales es observar el foco de atención o el alcance de la evaluación. Por lo general, las evaluaciones energéticas industriales se distinguen entre sí según este criterio. Según el alcance, los tres tipos principales de evaluación industrial son:

- de toda la planta
- de un sistema específico
- centrada en un proceso

Las evaluaciones energéticas generales de toda la planta se hacen en forma transversal y, en general, se trata de evaluaciones de alto nivel que brindan un estimado aproximado del potencial de ahorros energéticos totales de la planta. Estas evaluaciones generales de la toda la planta se usan para generar ideas que lleven a evaluaciones energéticas más detalladas y para lograr que la dirección de la empresa acepte la idea de evaluar sus plantas. Son frecuentes en las plantas industriales pequeñas y medianas, porque en esos casos los sistemas que consumen energía no suelen ser demasiado grandes, por lo que la realización de una evaluación energética general en toda la planta es relativamente sencilla. Este tipo de evaluación puede estar a cargo de un equipo de expertos o de una sola persona. Por lo general, se realiza a partir de visitas a la planta, reuniones y entrevistas con el personal clave, información de las facturas de servicios y suministros, y del puntaje que obtuvo la planta cuando se analizaron sus mejores prácticas a nivel del mantenimiento y de la operación.

Las evaluaciones de un sistema específico son las que se dedican específicamente a un sistema consumidor de energía como, por ejemplo, los sistemas de vapor, aire comprimido, bombas, calentamiento de procesos, etc. Este Manual de capacitación de expertos se focaliza en el área de vapor. En general, este tipo de evaluación dura varios días y requiere una cantidad considerable de planificación, recopilación de datos en el sitio, modelado de sistemas, comprensión de los impactos sobre la producción y la estacionalidad, etc. Las evaluaciones tienen que ser lo suficientemente detalladas como para poder identificar qué proyectos de ahorro de energía se podrían implementar y para cuantificar los beneficios económicos se si los implementaran.

Por lo general, las evaluaciones centradas en un proceso se realizan a partir de un proyecto de optimización de energía de un proceso o suministro de los identificados durante una evaluación de un sistema específico. De todos modos, es posible que sea un proyecto que necesite mucho capital y que por eso requiera un proceso adicional de debida diligencia o que implique una integración de procesos compleja. Dentro de las evaluaciones centradas en un proceso, es común encontrar proyectos que se basan en el uso de recuperación de calor residual de un proceso para producir energía eléctrica, refrigeración, etc. Estas evaluaciones centradas en un proceso también pueden hacerse en operaciones unitarias específicas con varios sistemas que interactúan en un equipo o máquina principal. Como ejemplo de esta configuración podemos citar una máquina papelera o una columna de destilación aisladas.

El propósito general de todos estos tipos de evaluaciones energéticas en la industria es identificar y cuantificar las oportunidades de ahorros de energía que lleven a optimizar el sistema, mejorar la intensidad energética (reducción del consumo específico de energía), bajar los costos operativos y las emisiones de gases de efecto invernadero.

10.2 NORMA DE EVALUACIÓN ENERGÉTICA DE LOS SISTEMAS DE VAPOR INDUSTRIAL

La norma ASME (ASME EA-3-2009) - Energy Assessment for Steam Systems es una norma no prescriptiva que identifica claramente los procesos, protocolos y entregas de las evaluaciones de vapor. El objetivo de la presente sección es subrayar algunas de los aspectos clave de la norma, para que los expertos en sistemas de energía se familiaricen con ella y puedan usarla para planificar la evaluación del sistema, y para que sean capaces de realizar la evaluación y de preparar los informes correspondientes. Las diferentes secciones de norma ASME son:

- Ámbito e introducción

- Definiciones
- Referencias
- Organización de la evaluación
- Realización de la evaluación
- Análisis de los datos de la evaluación
- Informes y documentación
- Apéndice A - Referencias clave

Además de la norma ASME, hay un documento orientativo (ASME EA-3G-2010 Guidance for ASME EA-3, Energy Assessment for Steam Systems) que ayuda a los expertos en energía en la correcta aplicación de la norma durante la evaluación energética. Las diferentes secciones del documento orientativo de la ASME son:

- Alcance
- Definiciones
- Visión general de la norma - Cómo utilizar la ASME EA-3
- Guía para organizar la evaluación
- Guía para realizar la evaluación
- Guía para analizar los datos de la evaluación
- Guía para la elaboración de informes y para la documentación
- Apéndice A - Referencias clave (opcional)

Se espera que el uso de la norma y del documento orientativo que la acompaña incremente la cantidad y la calidad de las evaluaciones energéticas que se realizan, obteniéndose así ahorros potenciales significativos de costos energéticos mediante la implementación de la optimización de los sistemas de vapor. La norma y el documento orientativo están destinados a los gerentes de energía, gerentes de las instalaciones, ingenieros de las plantas, consultores de energía, gerentes de mantenimiento, gerentes de plantas, y gerentes de medio ambiente, salud pública y seguridad de todo tipo de industrias

10.3 ÁREAS TÍPICAS DE LOS PROYECTOS DE EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE VAPOR

Cada planta industrial es diferente y única. Además, cada sistema de vapor de una planta industrial es diferente y puede haber variaciones incluso en plantas de la misma empresa que fabrican el mismo producto. Por lo tanto, es muy difícil hacer una lista de las oportunidades específicas de los sistemas de vapor que seguramente existen en cada planta. Es necesario evaluar cada instalación o planta industriales de manera individual, y cuantificar las oportunidades específicas de optimización del sistema de vapor de cada planta. No obstante, en toda evaluación de sistemas de vapor industrial hay que evaluar cada una de las siguientes oportunidades de optimización:

- mejora de la eficiencia de las calderas
- cambio de combustibles
- investigación de la recuperación de la energía térmica de la purga
- cambios de la demanda de vapor
- operaciones de las turbinas de vapor
- integración térmica
- integración de procesos y suministros

- operaciones de las turbinas y de las válvulas de alivio de presión
- operaciones de las turbinas de condensación
- aislamiento térmico
- recuperación de condensado
- recuperación del vapor evaporado súbitamente
- gestión de las fugas de vapor
- gestión de las trampas de vapor
- recuperación del calor residual

10.4 OPORTUNIDADES DE AHORROS ENERGÉTICOS

Uno de los principales propósitos de las evaluaciones de los sistemas de vapor es ayudar a la industria a identificar y cuantificar proyectos de optimización de los sistemas y a implementarlos después de la evaluación. En todo caso, siempre se plantea la pregunta de cuál es el rendimiento de las inversiones (amortización) de implementación de las oportunidades del sistema de vapor industrial.

Una de las entregas de la evaluación del sistema de vapor debe ser una lista de las oportunidades de ahorros energéticos, clasificados en tres grupos divididos según el rendimiento de la inversión y el gasto de capital. Las tres categorías son:

- corto plazo
- mediano plazo
- largo plazo

No existe un protocolo específico que defina qué proyectos pertenecen a cada categoría. En todo caso, depende en gran medida de varios factores a nivel de la planta industrial. Sin embargo, en la tabla 8 encontrará una guía con la que los expertos en energía de los sistemas de vapor podrán clasificar las oportunidades de ahorros energéticos en alguno de los tres grupos.

Tabla 8: Categorías de las oportunidades de ahorros energéticos

	corto plazo	mediano plazo	largo plazo
Definición	Mejoras en prácticas operativas y de mantenimiento	Requieren la compra de equipo adicional y/o cambios en el sistema	Nueva tecnología o confirmación de desempeño
Gastos de capital	Acciones de bajo costo o compras de equipo	Se pueden hacer estimaciones generales	Se necesita un proceso adicional de debida diligencia
Amortización	menos de un año	de uno a dos años	de dos a cinco años
Ejemplos de proyectos	combustión de la caldera puesta a punto aislamiento fugas de vapor gestión de las trampas de vapor	control automático de la combustión recuperación de la energía de la purga economizador de agua de alimentación	cogeneración de energía térmica y eléctrica turbina de vapor para impulsar los componentes de los procesos cambio de combustible de la caldera

11

INSTRUMENTOS PORTÁTILES PARA LAS EVALUACIONES DE LOS SISTEMAS DE VAPOR INDUSTRIAL

11.1 RECOPIACIÓN DE DATOS PARA LAS EVALUACIONES DE LOS SISTEMAS DE VAPOR INDUSTRIAL

Las evaluaciones de los sistemas de vapor industrial requieren que se recopile una cantidad considerable de datos. Los datos pueden estar en varios formatos distintos y dependerán de las características específicas de la planta industrial, del sistema que se está evaluando, del alcance de la evaluación y de los proyectos de optimización de sistemas de vapor que se evalúan en concreto para el sistema en cuestión. En general, la estrategia de recopilación de datos se centra en dos áreas de recopilación de datos:

- información sobre el diseño
- datos operativos

11.1.1 INFORMACIÓN SOBRE EL DISEÑO

Por lo general, la información sobre el diseño se usa para comprender las habilidades del sistema de vapor, las restricciones y los límites operativos mínimos y máximos, los parámetros de eficiencia energética, etc. La mayor parte de estos datos se puede encontrar en:

- documentación de ingeniería de la planta (si está disponible)
- información de las placas de características de los equipos o sistemas
- información publicada por el fabricante
- una combinación de las metodologías anteriores

La información sobre el diseño también se utiliza para comparar las condiciones operativas y la eficiencia actuales con las de diseño. Pero, la mayoría de las veces, los sistemas de vapor operan sin respetar las condiciones de diseño, por lo que a veces resulta como comparar dos cosas que no tienen nada que ver una con la otra. Sin embargo, es una fuente de datos excelente que no debería faltar en ninguna evaluación de sistemas de vapor industrial.

11.1.2 DATOS OPERATIVOS

Los datos operativos actuales del sistema de vapor industrial son extremadamente importantes. Es necesario recopilarlos con instrumentos de medición calibrados con el mayor grado de fidelidad posible. Existen diferentes fuentes de información, entre ellas:

- información de los medidores de los suministros
- indicadores locales en la planta
- instrumentos de medición en la planta con sistema de adquisición de datos
- información histórica de la planta
- instrumentos de medición portátiles (para obtener una visión instantánea)

Otra variable que hay que elegir adecuadamente cuando se recopilan datos para una evaluación de los sistemas de vapor es la frecuencia de los datos operativos. Las cargas de la producción y del sistema de vapor no son constantes (fijas en el tiempo), sino que varían dependiendo de los procesos, estacionalidad, programación, etc. Por lo tanto, es importante tener en claro el perfil de la carga de los procesos industriales que usan vapor antes de definir el período y la frecuencia (pasos de tiempo) de recopilación de datos. Por ejemplo, un flujo de vapor de proceso que alimenta un proceso por lotes puede tener muchas variaciones, de manera que los pasos de tiempo de recopilación de datos tendrán que ser mucho menores que los periodos de tiempo del proceso por lotes.

Por lo general, es muy difícil recopilar datos de la planta de los indicadores *in situ* o de los instrumentos de medición portátiles durante periodos prolongados de tiempo, a menos que se usen también registradores de datos y otro tipo de dispositivos de grabación de datos. No obstante, los instrumentos *in situ* con transmisores y registros de datos históricos son excelentes para obtener datos operativos en el formato que más convenga. Además, los sistemas de adquisición de datos y los registros de datos históricos permiten acceder a datos del pasado y averiguar promedios, valores instantáneos de las variables del proceso en cualquier frecuencia o paso de tiempo que se desee (por segundo, minuto, hora, día) y durante el periodo que se necesite (hora, día, mes, año).

A nivel de los sistemas de vapor industrial, es habitual que se midan los siguientes datos operativos de los procesos y de los suministros:

- temperatura
- presión
- flujo
- análisis de la combustión
- uso de la energía
- química del agua
- producción de energía eléctrica

En el documento orientativo EA-3G de la norma de la ASME sobre evaluaciones energéticas podrá encontrar información adicional sobre estas mediciones. No la incluimos aquí y se espera que los expertos en sistemas de vapor busquen la información pertinente en dicho documento. Esta sección se centra en los instrumentos portátiles que necesitan los expertos en sistemas de vapor para realizar una evaluación energética detallada del sistema, de acuerdo con la norma ASME EA-3-2009: Energy Assessment Standard for Steam Systems.

11.2 INSTRUMENTOS PORTÁTILES

El objetivo principal de los instrumentos portátiles en la evaluación de los sistemas de vapor industrial es recopilar datos operativos instantáneamente, para usarlos a fin de detectar las oportunidades de optimización del sistema de vapor. La mayoría de los sistemas de suministro de las plantas industriales, tales como los sistemas de vapor, no cuentan con los instrumentos suficientes para calcular de

manera detallada el balance de masa y de energía del sistema. Esto hace que sea muy difícil analizar los sistemas de vapor industrial y comprender sus condiciones operativas para poder identificar las oportunidades de optimización del sistema. Este es el motivo por el que muchas evaluaciones terminan calculando los ahorros energéticos a través de estimaciones generales. Cuando se llevan a cabo los proyectos y ocurre que no cumplen con las expectativas de ahorros de energía y de costos del informe de evaluación del sistema, las evaluaciones de los sistemas de vapor pierden credibilidad.

A veces, los instrumentos portátiles son un excelente medio para verificar el funcionamiento de los instrumentos *in situ*. Si bien no es lo mismo que un sistema de calibración de diez puntos, podemos decir que, si los instrumentos portátiles coinciden con los instrumentos *in situ*, los datos operativos obtenidos de los instrumentos de la planta industrial son buenos. Cabe señalar que, en principio, no alcanza con un solo punto de congruencia para determinar la validez de los instrumentos *in situ* y de sus datos. Por lo general, para poder confiar en la validez los instrumentos *in situ* y en sus mediciones, habría que obtener varios puntos en diferentes condiciones operativas.

La información acerca de los instrumentos portátiles se divide en categorías basadas en lo que utilizan para la medición. Puede ser que se necesiten varios instrumentos para medir un proceso o una variable de suministro determinados. Se supone que el experto en energía del sistema de vapor que está haciendo una evaluación energética del sistema de una planta tiene acceso a este equipo (instrumentos portátiles). También hay que señalar que el objetivo de esta sección no es promover determinado fabricante de equipos. Lo más importante es la funcionalidad de los instrumentos y las especificaciones técnicas de los mismos, con vistas a obtener los datos operativos de campo que se necesitan.

11.2.1 MEDICIÓN DE LA TEMPERATURA

La medición de la temperatura es una de las mediciones más comunes de los análisis de los sistemas de vapor. Se puede medir la temperatura de distintas maneras. El equipo de medición de la temperatura dependerá de la aplicación y del lugar donde hay que medir. En una evaluación de sistemas de vapor industrial, se necesitan los siguientes instrumentos portátiles de medición de la temperatura:

- cámara termográfica
- pistola de temperatura infrarroja (o termómetro)
- termómetro digital manual
- sonda de temperatura de inmersión

11.2.1.1 CÁMARA TERMOGRÁFICA

Durante las evaluaciones energéticas de los sistemas de vapor, es importante contar con una cámara termográfica, ya que es una herramienta muy poderosa que cumple distintas funciones importantes durante el proceso de medición. Su objetivo principal es obtener una imagen térmica del área que se está analizando. Nos da la temperatura de la superficie del objeto de análisis -tubería, vasija, intercambiador de calor, trampa de vapor, etc.- Tienen distintos rangos de temperatura. Su precio depende de las opciones y de las funciones de la cámara. Desde el punto de vista de las necesidades de las evaluaciones energéticas de los sistemas de vapor, se necesita que las cámaras termográficas tengan por lo menos las siguientes características:

- rango de temperatura de hasta 500 °C
- posibilidad de cambiar la emisividad
- resolución de detector de infrarrojos (píxeles) 160 x 120 (19.200)
- resolución de luz visible (píxeles) 3 MP

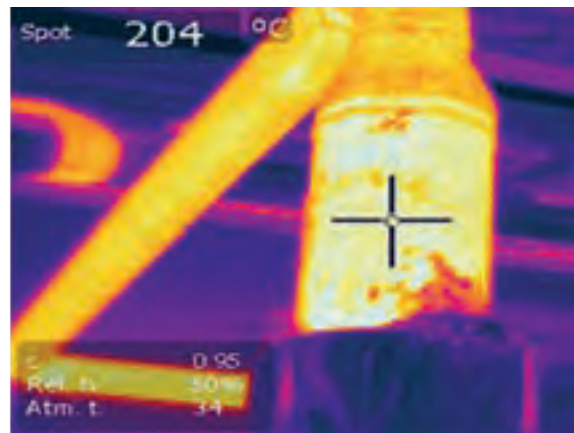
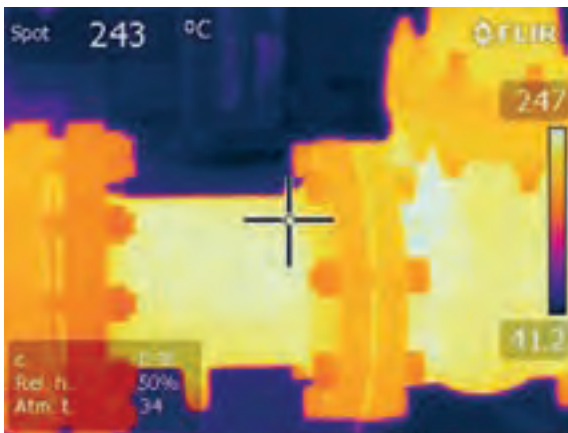
- visor: 3,5 pulgadas (320 x 240)
- pantalla táctil LCD
- precisión de la temperatura: +/- 2 %
- puntero láser
- tarjeta de memoria extraíble
- formatos de archivo - jpeg
- imagen sobre imagen entre las configuraciones IR y digital
- luz para tomar mejores imágenes en áreas oscuras

La figura 37 muestra algunas imágenes del uso de una cámara termográfica en una evaluación de un sistema de vapor industrial. La figura 38 muestra algunas imágenes térmicas de componentes sin aislamiento fotografiados por la cámara termográfica.

Figura 37: Uso de una cámara termográfica en una evaluación de un sistema de vapor



Figura 38: Imágenes tomadas por una cámara termográfica durante una evaluación de un sistema de vapor



11.2.1.2 PISTOLA DE TEMPERATURA INFRARROJA

Las pistolas de temperatura infrarroja (o termómetros) son una alternativa mucho más económica que la cámara termográfica industrial. No por eso dejan de ser una herramienta muy útil para recopilar información sobre la temperatura de la superficie del objeto de análisis -tubería, vasija, intercambiador de calor, trampa de vapor, etc.- Tienen distintos rangos de temperatura. Su precio depende de sus opciones y funciones. Desde el punto de vista de las necesidades de las evaluaciones energéticas de los sistemas de vapor, se necesita que las pistolas de temperatura infrarrojas tengan por lo menos las siguientes características:

- rango de temperatura de hasta 500 °C
- posibilidad de cambiar la emisividad
- precisión de la temperatura: +/- 1 %
- Puntero láser - un punto, anillo

11.2.1.3 TERMÓMETRO DIGITAL MANUAL

Hay varias circunstancias durante la evaluación en las que es imposible contar con una buena superficie o no se puede medir la temperatura de un proceso a causa del aislamiento, por ejemplo. En estos casos conviene usar un termómetro portátil con una termocupla para introducir por debajo del aislamiento. Además, si se trata de una corriente de flujo (aire, agua, etc.) o de medir la temperatura ambiente, el termómetro manual se puede usar con una termocupla o con una sonda. En el caso de que haya termocuplas *in situ*, el termómetro manual puede usarse para obtener mediciones locales mientras se recorre la planta. Hay diferentes tipos de termómetros digitales portátiles. Algunas de las características más convenientes son:

- posibilidad de ver la temperatura mínima (MIN), máxima (MAX) y promedio (AVG) además de la instantánea durante el tiempo de duración de la lectura.
- termocupla preparada y lista para usar
- termocuplas J, K, T, y E

11.2.1.4 SONDA DE TEMPERATURA DE INMERSIÓN

Es una sonda de temperatura de inmersión revestida en acero inoxidable que puede usarse con un termómetro digital manual. Puede usarse para medir temperaturas en sistemas abiertos y con termopozos *in situ*. Normalmente, las termocuplas K son una buena elección para las sondas de temperaturas de inmersión, debido al amplio rango de temperatura que ofrecen. La longitud de la sonda debería ser por lo menos de 12 pulgadas. Lo ideal serían 18 pulgadas o más. Hay otros opcionales adicionales, como, por ejemplo, una buena manija para que la persona que tome las mediciones pueda manipularla fácilmente y sin quemarse.

11.2.2 MEDICIÓN DE LA PRESIÓN

En los sistemas de vapor, las mediciones de presión por medio de instrumentos portátiles resultan mucho más difíciles que las mediciones de temperatura, dado que el vapor o el fluido del proceso que hay que medir tienen que estar en contacto con el dispositivo de detección de la presión. Normalmente se complica por cuestiones de seguridad relacionadas con las altas temperaturas y presiones. Además, es posible que no valga la pena hacer este esfuerzo con instrumentos portátiles, a menos que se planee

que el equipo se siga usando para registrar datos a largo plazo. No obstante, hay lugares en los que es necesario medir la presión para la evaluación energética del sistema de vapor usando instrumentos portátiles, como en las chimeneas (escape de gases de la combustión).

En la mayoría de los casos, las mediciones de la presión diferencial (entre la presión total y la estática) se hacen con instrumentos portátiles. Esta carga de velocidad se puede usar muy bien en algunas áreas, tales como gases de la combustión, aire, agua, venteo de vapor, etc., para estimar la velocidad del flujo y a partir de eso, para calcular el flujo aproximado. Los instrumentos portátiles son muy simples:

- tubo de Pitot
- manómetro digital
- tubo (de vinilo) flexible transparente

11.2.2.1 TUBO DE PITOT

Un tubo de Pitot es un dispositivo sencillo que permite que los usuarios midan la diferencia entre la presión total y la estática. En la figura 39 se pueden apreciar algunos ejemplos de tubos de Pitot. Es un modelo de acero inoxidable de tubo en tubo con una longitud fija (también hay telescópicos - expandibles). Según su geometría, los tubos de Pitot tienen distintos estilos (L, S, etc.) Desde el punto de vista de las necesidades de las evaluaciones energéticas de los sistemas de vapor, se necesita que los tubos de Pitot tengan por lo menos las siguientes características:

- rango de temperatura de hasta 500 °C
- longitud de inserción: 18 pulgadas
- diámetro del tubo: 5/16 pulgadas

Figura 39: Tubos de Pitot (y manómetro digital) usados en las evaluaciones de los sistemas de vapor



11.2.2.2 MANÓMETRO DIGITAL

El manómetro digital sirve para medir la diferencia de presión (presión de la carga de velocidad), al igual que el tubo de Pitot. También se puede usar un manómetro de tubo en U a agua, en lugar de un manómetro digital. De todos modos, los manómetros digitales son más precisos y fáciles de transportar que el manómetro de tubo en U. Estos manómetros digitales se pueden usar también para medir la presión de la corriente de aire, si la misma está dentro del rango del manómetro. Por lo general, los

manómetros tienen distintos rangos de presión -de 10 pulgadas de columna de agua a 500 psi (35 bar)- y es muy importante seleccionar este rango de acuerdo con la aplicación en la que hay que usarlos. Desde el punto de vista de las necesidades de las evaluaciones energéticas de los sistemas de vapor, se necesita que los manómetros digitales tengan por lo menos las siguientes características:

- rango de presión: de 0 a 10 pulgadas de columna de agua
- resolución: 0,01 pulgadas de columna de agua
- precisión de la presión: +/- 0,5 % a escala real

11.2.2.3 TUBO FLEXIBLE TRANSPARENTE

Los tubos flexibles se usan para unir las conexiones de los tubos de Pitot con las terminales respectivas del manómetro digital. Normalmente, lo más económico son tubos de vinilo transparentes. El tamaño del tubo y de las conexiones entre el manómetro digital y los tubos de Pitot deben corresponder, para que no haya problemas operacionales.

11.2.3 ANÁLISIS DE LA CHIMENEA (GASES DE LA COMBUSTIÓN)

El análisis de la chimenea o de los gases de la combustión es muy importante en el marco del análisis de los sistemas de vapor industrial. Este tipo de medición se puede generalizar y los instrumentos portátiles pueden usarse en equipos que funcionan con cualquier tipo de combustible, de modo que no se limitan a las calderas, como sería en el caso de las evaluaciones energéticas de los sistemas de vapor. El principal objetivo de los análisis de los gases de la chimenea es determinar la eficiencia de la combustión operativa (o las pérdidas de la chimenea) en la caldera. Una parte importante de la eficiencia de la caldera depende de la eficiencia de la combustión y para estimar la eficiencia de la caldera (usando el método indirecto) hay que calcular las pérdidas de la chimenea. Estas dependen de la temperatura neta de los gases de la combustión y del porcentaje de oxígeno en la corriente de los gases de la combustión. El análisis de los gases de la chimenea permite que los expertos en energía del vapor calculen las pérdidas de la chimenea.

Los analizadores portátiles de gases de la combustión tienen una sonda de metal con una termocupla y un tubo para tomar muestras de los gases de la combustión. Los analizadores manuales tienen una pequeña bomba de vacío que extrae constantemente muestras de gas de las células electroquímicas para analizar la cantidad de oxígeno en los gases de la combustión de la chimenea. Hay varios fabricantes de analizadores de gases de la chimenea (o de gases de la combustión) portátiles, que ofrecen distintas funciones y opciones. En la figura 40 se pueden ver imágenes de analizadores de gases de la chimenea y de cómo se usan en el marco de las evaluaciones de los sistemas de vapor.

Figura 40: Uso de los analizadores de gases en las evaluaciones de los sistemas de vapor



Desde el punto de vista de las necesidades de las evaluaciones energéticas de los sistemas de vapor, se necesita que los analizadores de los gases de la combustión tengan por lo menos las siguientes características:

- modelo electrónico digital
- capacidad para medir concentración de oxígeno: 0-25 %
- capacidad para medir concentraciones de monóxido de carbono: 0-4.000 ppm
- rango de temperatura de hasta 750 °C
- bomba de muestreo, conjunto de manguera con filtro y trampa de agua
- presión de corriente de aire: + /- 72 pulgadas de columna de agua
- opciones para varios combustibles, incluido metano, fuel oil pesado, etc.
- posibilidad de almacenamiento de memoria de 10 lugares

11.2.4 MEDICIÓN DE LA ENERGÍA

Es casi imposible medir la tasa de flujo del combustible por medio de instrumentos portátiles, a menos que se hagan cálculos en función del tiempo para un volumen fijo de combustibles líquidos o sólidos en un tanque o área de almacenamiento. Por lo tanto, no hay dispositivos portátiles de medición de flujo de combustible específicos para las evaluaciones de sistemas de vapor. Además, el combustible se compra, de modo que, por lo general, las plantas cuentan con buenos sistemas de medición, o bien

cuentan con los datos de la empresa proveedora del suministro o del combustible. Estos datos promedios tienen una precisión razonable para las evaluaciones de sistemas de vapor.

Tal vez sea necesario hacer mediciones de la energía eléctrica, en caso de que la evaluación del sistema de vapor necesite mediciones específicas de algunos equipos eléctricos, como ventiladores o bombas impulsados por motores y que son auxiliares de las calderas o del sistema de vapor. En la mayoría de los casos, el personal de las plantas industriales cuenta con equipo de medición eléctrica, pero puede ser que hagan falta algunos instrumentos portátiles, tales como amperímetros o potenciómetros, para medir el uso y la demanda de energía eléctrica (véase la figura 41). Es necesario que este tipo de equipo tenga por los menos las siguientes características:

- capacidad para medir potencia real monofásica y trifásica (kW), potencia aparente (kVA) y potencia reactiva (kVAR), factor de potencia
- registro de máximos y mínimos con indicación del tiempo transcurrido
- auto detección de tensión CA/CC
- capacidad de medir hasta 660 V

Figura 41: Potenciómetro portátil para usar en las evaluaciones de sistemas de vapor



11.2.5 OTRAS MEDIDAS Y AUXILIARES

Hay otras mediciones que se pueden hacer en las evaluaciones de sistemas de vapor. Para poder medir, es posible que se necesiten instrumentos portátiles y auxiliares. El personal y los contratistas de mantenimiento también usan estos instrumentos portátiles para sus tareas de mantenimiento de rutina y para el mantenimiento de los sistemas de suministro. Esta sección ofrece un resumen de estos instrumentos portátiles y auxiliares.

11.2.5.1 DETECTOR ULTRASÓNICO DE FUGAS

El detector ultrasónico de fugas se utiliza principalmente como una técnica acústica para comprobar el desempeño de las trampas de vapor y para inspeccionarlas periódicamente. Desde el punto de vista de las evaluaciones energéticas de los sistemas de vapor, se espera que los expertos en energía sepan cómo se usan y que tengan en claro que se trata de un instrumento portátil que conviene tener. No obstante, cabe señalar que la optimización del sistema de vapor no es lo mismo que la realización de una inspección detallada de las trampas de vapor de la planta. Es un instrumento caro, y para poder usarlo de manera efectiva en la planta para detectar fallas a nivel de las trampas, hay que capacitarse. Como ya lo mencionamos, tiene un uso doble: se puede usar para detectar fugas de aire comprimido. Por lo tanto, se trata de un instrumento portátil muy útil que no debería faltar si el experto en energía quiere hacer hincapié en la detección de las fugas y de las fallas de las trampas de vapor. Los detectores tienen distintos tipos de sondas o módulos de exploración: módulo de estetoscopio y módulos de largo alcance. Además, hay que usar auriculares de reducción de ruidos.

11.2.5.2 CRONÓMETRO DIGITAL

Los cronómetros digitales son imprescindibles en las evaluaciones energéticas de los sistemas de vapor. Con ellos se puede medir muy fácilmente el paso del tiempo cuando se trabaja con totalizadores para comprender las tasas de flujo. Se pueden usar para determinar los ciclos de encendido y de apagado de los procesos, lo que sirve para entender los ciclos de trabajo sobre el terreno. Hay muchos otros ejemplos que se pueden citar para ilustrar el uso de los cronómetros digitales en las evaluaciones energéticas del vapor industrial.

11.2.5.3 CÁMARA DIGITAL

Las cámaras digitales son muy útiles. Permiten que el experto en energía identifique las áreas que tienen oportunidades durante las discusiones con el personal de la planta y durante los informes de evaluación. Además, permiten que el experto en energía aprecie la capacidad virtual de la oportunidad y de las áreas de la planta cuando trabaje en la evaluación y en cualquier proyecto futuro. Sin embargo, es posible que haya plantas que restrinjan el uso de cámaras en sus instalaciones y que sea necesario obtener la autorización previa de la dirección para poder sacar fotos dentro la planta. Por lo tanto, es importante que el experto en energía aclare esta cuestión con el personal de la planta antes de iniciar la evaluación de la energía. Las cámaras digitales vienen en varios modelos con distintas funciones. Cada usuario debe elegir las especificaciones y los requisitos de las cámaras digitales que más les convengan. Con los cambios de tecnologías, las preferencias de los usuarios también van a cambiar.

11.2.5.4 GUANTES

Los guantes forman parte del equipo de seguridad. La planta debe proveerlos dentro del equipo de protección personal. Los mencionamos aquí para asegurarnos específicamente de que el experto de energía tenga el equipo de seguridad necesario para trabajar con superficies calientes y con equipo eléctrico. Los guantes deben ser aptos para usarse con 1.000 voltios.

11.2.5.4 LINTERNA

Los expertos de energía deben llevar una linterna industrial compacta. En las plantas industriales, hay muchos lugares que carecen de iluminación apropiada. Es muy importante poder ver con precisión

los indicadores de niveles, por ejemplo, o a través de los visores, así como poder leer los indicadores *in situ*. Las linternas son una herramienta importante que hay que tener a mano todo el tiempo.

11.2.5.5 PILAS Y BATERÍAS

Casi todos los instrumentos portátiles electrónicos necesitan algún tipo de pilas o baterías. Es muy difícil que se pueda tener pilas y baterías que correspondan a todos los instrumentos. Pero es muy importante tener pilas y baterías de repuesto para poder cambiarlas cuando se hace la evaluación energética de la planta. La mayoría de los instrumentos vienen con sus propias baterías y sistemas de carga y a veces no es posible tener una batería de repuesto. No obstante, los expertos en energía deben disponer de pilas y baterías de repuesto para todos sus instrumentos portátiles. También es importante que carguen las baterías recargables como corresponde.

11.2.5.6 CINTA AISLANTE

La cinta aislante clásica es muy útil en el caso de que haya que abrir una conexión eléctrica para medir la electricidad. Por otra parte, nos permite crear un lugar para tomar una medida precisa de la temperatura de una superficie con una emisividad muy distinta. También se puede usar como un indicador para marcar una oportunidad en un área que nos preocupa cuando sacamos una fotografía.

12

INFORME DE LA EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE VAPOR

Después de terminar la evaluación del sistema de vapor industrial, el experto debe presentar un informe al personal de la planta. La forma de este informe puede variar, pero se supone que, como mínimo, tiene que haber una reunión de cierre después de la evaluación de la planta. Posteriormente, se debe elaborar un “Informe de síntesis de la evaluación del sistema de vapor” con todos los detalles correspondientes. Esta sección del Manual de capacitación expertos abarca las distintas modalidades de informes en el marco de la evaluación del sistema de vapor.

12.1 REUNIÓN DE CIERRE DE LA EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE VAPOR

Hay varias razones para realizar una reunión de cierre de la evaluación del sistema de vapor, como, por ejemplo:

- Dar una visión general de los objetivos y de la misión de la evaluación del sistema de vapor.
- Confirmar todas las suposiciones, los precios de los suministros, la información de los productos, etc. que se van a usar para cuantificar los beneficios energéticos y económicos de las oportunidades potenciales de optimización.
- Asegurarse de que todo el personal de la planta está de acuerdo con los hallazgos preliminares de la evaluación del sistema de vapor.
- Completar la lista de oportunidades potenciales de optimización del sistema de vapor que van a integrar el informe final, para que el personal de la planta esté debidamente informado.
- Obtener la autorización de la dirección de la planta para realizar los procesos de debida diligencia (modelado, estimación de costos de los proyectos, etc.) relacionados con los hallazgos preliminares.
- Obtener la aprobación para elaborar el informe final y determinar los plazos y el protocolo para la revisión del informe por parte del personal de la planta.

El experto en energía debe hacer todo lo que sea posible para que esta reunión de cierre de la evaluación energética de los sistemas de vapor se haga con la presencia del personal de la planta y que asistan a la misma los directivos de la planta, los responsables de las decisiones referentes a la implementación de los proyectos y todo el personal de la planta que participó en las tareas relacionadas con la evaluación energética realizadas en la instalación. Como se dijo anteriormente, la reunión de cierre debería servir para que todos los presentes acepten la lista de las oportunidades de mejora que se hayan identificado durante la evaluación.

La mejor manera de organizar la reunión de cierre consiste en programarla antes de que empiece la evaluación e invitar a todas las personas que deberían estar presentes. Además, el día de la reunión, se necesita una sala de conferencias con un proyector y una pizarra o un rotafolio. El experto en energía del

sistema de vapor tiene que preparar una presentación en “PowerPoint” o en alguna aplicación similar, para facilitar la reunión de cierre. La reunión de cierre tiene que incluir, como mínimo, los siguientes puntos:

- Propósitos generales de la evaluación energética del sistema de vapor.
- Participantes (miembros del equipo) de la evaluación.
- Resultados de la Steam System Scoping Tool (nivel de mejores prácticas vigentes en la planta).
- Lista de las oportunidades potenciales de optimización del sistema de vapor.
- Breve descripción de las oportunidades, distinguiendo las que están más a mano (sin costos o con costos mínimos), las de mediano plazo (amortización de uno a tres años) y las de largo plazo (que necesitan gastos de capital o con amortizaciones que superan los tres años).
- Indicación de los pasos a seguir y línea de tiempo.

12.2 INFORME FINAL DE LA EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE VAPOR

El informe final de la evaluación del sistema de vapor es el documento que abarca toda la información referente a la evaluación y los resultados de la misma. No tiene un formato o una plantilla particular, pero se supone que debe ser lo suficientemente completo como para que el personal de la planta entienda todos los datos que integran la evaluación, los análisis que se realizaron y la cuantificación de las oportunidades potenciales de optimización identificadas durante la evaluación. Además, es posible que el informe contenga recomendaciones cualitativas u oportunidades cuyos beneficios no puedan ser cuantificados hasta que no se realice un proceso de debida diligencia adicional. A continuación, presentamos las secciones generales del informe (como se los suele preparar en las evaluaciones de sistemas de vapor realizadas por el Departamento de energía de los Estados Unidos), con una breve descripción y ejemplo (en los casos en los que es posible).

12.2.1 PÁGINA DE TÍTULO E INTRODUCCIÓN

La página de título identifica la versión del informe (borrador o final), la fecha de presentación, el nombre y la ubicación de la planta. Como regla general, el informe debería estar identificado con el sello “Confidencial”, ya que puede ser que contenga información confidencial y reservada sobre el sistema de vapor o sobre la planta.

La página de introducción proporciona información general acerca de la planta, su ubicación, la información de contacto y el equipo que intervino en la evaluación. También puede contener detalles adicionales como, por ejemplo, la superficie de la instalación, las horas de operación, etc. En la tabla 9 a continuación, encontrará un breve ejemplo.

Tabla 9: Información de la introducción del Informe de la evaluación del sistema de vapor

Información general de la evaluación	
Empresa: Refinería ABC	Tipo de evaluación: Vapor
Planta: Refinería ABC	Fecha de evaluación: del 23 al 26 de agosto de 2010
Información de la planta	
Código industrial: 324110	Cantidad de personal: 1 800
Productos principales: Refinerías de petróleo	Superficie de la planta (o de la instalación): 125 acres
Dirección: Houston, TX, EE.UU.	Horas anuales de operación: 8 760
Información de contacto de los participantes	
<u>Contacto en la planta</u>	<u>Datos de contacto del experto en energía</u>
Nombre: John Smith	Nombre: Riyaz Papar, PE, CEM
Título: Ingeniero de energía	Empresa: Hudson Technologies Company
Teléfono:	Teléfono: 1 (281) 298 0975
Correo electrónico: jsmith@ABCrefinery.com	Correo electrónico: rpapar@hudsontech.com
<u>Contacto en la empresa</u>	<u>Datos de contacto del gerente de energía</u>
Nombre:	Nombre: John Doe
Teléfono:	Teléfono:
Correo electrónico:	Correo electrónico: jperez@ABCRefinery.com
Otros empleados de la planta participantes	

12.2.2 SÍNTESIS EJECUTIVA

La síntesis ejecutiva consiste en una breve visión general y en un panorama de los hallazgos de la evaluación, sin entrar en detalles. Sirve para capturar el interés y se suele usar para atraer la atención de los directivos de la planta y de los responsables de las decisiones. No debería superar más de una página. Tal vez alcance con tres o cuatro párrafos con información referente a:

- Propósito principal de la evaluación.
- Cuando se llevó a cabo y quién fue el investigador principal (persona o empresa).
- Información acerca de las mejores prácticas vigentes en la planta y, en la medida de lo posible, una comparación de la situación de la planta con respecto a la industria.
- Una estimación del total de ahorros de energía y de costos que se podrían generar a partir de la implementación de todas las oportunidades de optimización cuantificables.
- Un cálculo aproximado del costo de la implementación (o período de amortización) de las oportunidades identificadas.
- Una breve descripción de las recomendaciones cualitativas.
- Pasos a seguir.

12.2.3 TABLA RESUMEN DE LAS OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN DE LA ENERGÍA

La tabla resumen de las oportunidades de ahorros energéticos para optimizar el sistema es una sencilla forma de identificar las actividades correspondientes a cada una de las oportunidades identificadas, con sus impactos a nivel de la energía y de los costos. La tabla 10 muestra un ejemplo de tabla resumen. Una de las columnas corresponde al impacto sobre las emisiones de CO₂. Depende mucho del combustible. Los factores de la electricidad varían mucho según la región. Si presenta las emisiones, deberá incluir una nota al pie de la tabla explicando la metodología de cálculo usada.

Tabla 10: Ejemplo - tabla resumen de las oportunidades de optimización de la energía

Evaluación Oportunidades		Ahorro anual estimado					Amortización simple (años)
ESO#	Oportunidades recomendadas	MWh	kW	GJ	CO ₂ (toneladas métricas)	Ahorro de costos (\$)	
1	Reducir la cantidad de calderas en funcionamiento	0	0	40.200	2.134	165.500	0,0 - 0,2
2	Instalar variadores de frecuencia en los ventiladores de tipo forzado e inducido de las calderas	12.500	1.400	0	7.749	712.500	0,9 - 1,4
3	Implementar recuperación del calor en la purga	0	0	53.600	2.846	220.500	0,5 - 0,7
4	Instalar una turbina de contrapresión en la bomba de la turbina de condensación	8.750	1.000	(43.000)	3.141	328.000	1,2 - 2,3
Total		21.250	2.400	50.800	15.870	1.426.500	0,8 - 1,4

12.2.4 LISTA DE RECOMENDACIONES CUALITATIVAS

Dependiendo del nivel de la diligencia debida y del alcance de la evaluación energética del sistema de vapor, es posible que el experto en energía no pueda cuantificar los ahorros de energía y costos de todas las oportunidades posibles. A veces es necesario lograr un nivel de comprensión de los procesos mucho más profundo del que el experto ha conseguido obtener. Algunas de estas oportunidades pueden llegar a ser muy buenas oportunidades para el día en que se incorporen grandes cambios estructurales en la planta. Por lo tanto, esta lista es una fuente de información muy valiosa, ya que recopila todas esas oportunidades. Además, se pueden agregar mejores prácticas relacionadas con el mantenimiento y con la gestión correcta de la energía, ya que es difícil calcular los beneficios reales de energía y de costos de este tipo de actividades. La tabla 11 presenta un ejemplo de recomendaciones cualitativas de un informe de evaluación de un sistema de vapor.

Tabla 11: Ejemplo - Lista de recomendaciones cualitativas

1.	Usar la caldera de alta presión para producir vapor antes de usar la caldera de baja presión.
2.	Usar un cabezal de vapor de baja presión (20 psig) para calentar el agua del proceso.
3.	Instalar en la planta una sección de generación con una turbina de condensación.
4.	Mejorar el retorno de condensado de la planta.
5.	Implementar el control automático de la purga de la caldera.
6.	Implementar controles inteligentes del soplado de hollín en la caldera de recuperación.
7.	Desarrollar un modelo de balance de vapor y de generación de energía de la planta.
8.	Calibrar los instrumentos del sitio.
9.	Usar instrumentos portátiles para las investigaciones diarias de la planta.
10.	Hacer el seguimiento continuo y establecer la tendencia de la eficiencia del equipo.

12.2.5 OBSERVACIONES GENERALES, SUPOSICIONES Y RECOPIACIÓN DE DATOS

El capítulo de observaciones generales, las suposiciones y la recopilación de datos es la primera sección de la parte principal del informe. No debería superar las dos páginas. El objetivo principal es brindar un panorama de la planta en su conjunto. Esta sección debe abarcar la información sobre las operaciones generales de la planta, sobre los suministros y sus costos, horas de operación, cronogramas, etc. También debe contener los resultados de la Steam System Scoping Tool (SSST).

También debe contener las suposiciones que el experto en energía tomó en cuenta durante la evaluación. Puede incluir información sobre cómo se concibió el perfil operativo de la planta y sobre qué suposiciones referentes a la estacionalidad y a la producción se tuvieron en cuenta cuando se elaboraron los modelos, etcétera.

La recopilación de datos se refiere a qué datos se recopilaron y a cómo se hizo la recopilación. Algunos de los datos pueden provenir de verificaciones hechas en la planta con instrumentos portátiles. Por otro lado, se pueden obtener datos de los procesos y de los suministros a partir de los registros de datos históricos. Los datos pueden ser promedios de periodos de cinco minutos, una hora, seis horas, un día, etc. Es importante que el experto en energía indique de dónde obtuvo los datos para que el personal de la planta o un tercero puedan repetir los resultados y los análisis de la evaluación.

12.2.6 VISIÓN GENERAL DEL SISTEMA DE VAPOR

Como su nombre lo indica, esta sección nos permite comprender el sistema de vapor de la planta. Debe proporcionar información detallada acerca del sistema de vapor, incluyendo los siguientes puntos (lista no exhaustiva):

- Calderas - condiciones de diseño, capacidades nominales, combustibles, etc.
- Sistema de distribución - presión de los cabezales, flujos de diseño, estaciones de alivio de presión, etc.
- Turbinas y generadores de vapor - condiciones de diseño, capacidades nominales, etc.
- Sistema de condensado
- Desgasificadores - condiciones de diseño
- Características del tratamiento del agua
- Usos finales de vapor específicos - usuarios de los procesos principales, vapor de inyección directa, etc.

Esta sección también puede incluir histogramas que muestren los flujos de las distintas calderas en determinados periodos (por ejemplo, anualmente), la energía generada por la turbina de vapor durante un periodo determinado, etc. La información de esta sección proviene en su mayor parte de los datos recopilados. También puede contener diagramas de bloques o lineales del sistema de vapor de la planta. También puede haber un diagrama de flujo de procesos (PFD) o un diagrama de tuberías e instrumentación (P&ID) que representen el sistema de vapor en su conjunto. Si prefiere, puede ponerlos en un apéndice del informe.

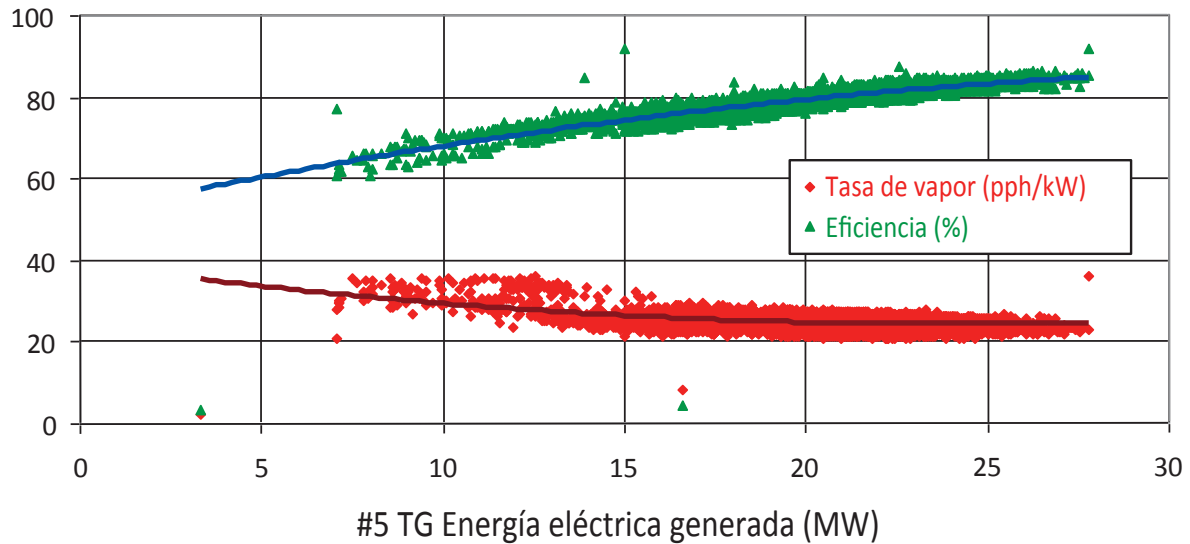
12.2.7 DESEMPEÑO Y EFICIENCIA DE LAS OPERACIONES DEL SISTEMA DE VAPOR

Esta sección contiene todos los resultados de las actividades de procesamiento de datos numéricos de la evaluación que se hicieron para calcular el desempeño y la eficiencia de las operaciones de todos los equipos más importantes del sistema de vapor. Estos equipos incluyen la totalidad de las

calderas, las turbinas de vapor y los intercambiadores de calor. La mayor parte de la información en esta sección se presenta en forma de gráficos o de tablas. La esencia de la misma consiste en brindar un panorama de las operaciones del sistema de vapor de la planta y de las áreas en las que es posible mejorar y optimizar la eficiencia.

Toda la información de esta sección se deriva de análisis termodinámicos y de modelos que utilizan las propiedades del vapor, el balance de masa y de energía, etc. Por ejemplo, la eficiencia de la caldera se calcula usando principios básicos (tasa de flujo de combustible, poder calorífico superior del combustible, tasa de flujo de vapor, entalpía de vapor y del agua de alimentación). Por otro lado, la eficiencia de las calderas también se calcula indirectamente, calculando las distintas pérdidas de las mismas: de la chimenea, de la carcasa, de la purga, etc. Además, en esta sección hay que presentar también los cálculos referentes a la turbina de vapor, como la eficiencia de la turbina y la tasa de vapor (kg/hr/kW). La figura 42 presenta un ejemplo de los cálculos de la eficiencia de la turbina con respecto a la energía generada. También podemos encontrar en esta sección información relacionada con los principales usuarios de vapor y con sus parámetros, como, por ejemplo, el vapor usado por tonelada de producto producido.

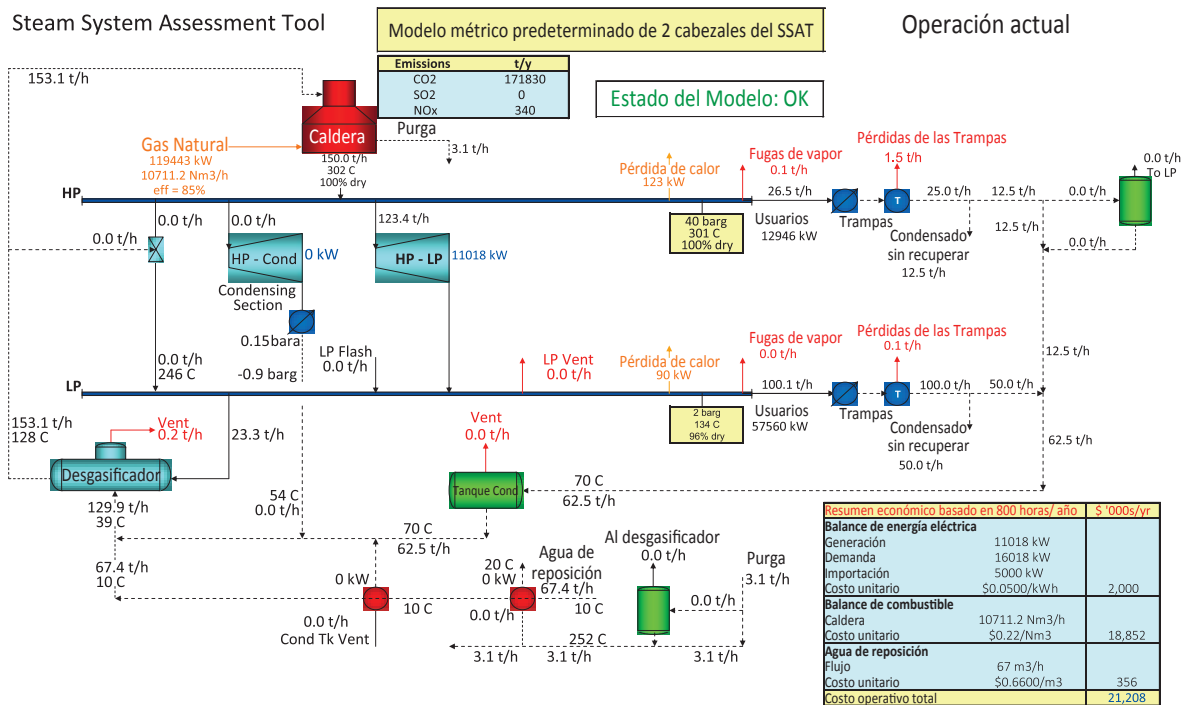
Figura 42: Ejemplo - Curva de la eficiencia operativa de la turbina de vapor



12.2.8 MODELO DEL SISTEMA DE VAPOR

Esta sección debe contener el modelo de balance de vapor (Steam System Assessment Tool) que se elaboró y se usó para analizar las operaciones del sistema de vapor, como se puede apreciar en la figura 43.

Figura 43: Ejemplo - Modelo del sistema de vapor



12.2.9 MEJORES PRÁCTICAS VIGENTES EN LA PLANTA

Esta sección detalla todas las mejores prácticas que están vigentes en la planta, en lo que se refiere a las operaciones del sistema de vapor. Es muy importante identificar todas las mejores prácticas que están vigentes en la instalación industrial, para asegurarnos de que no se las deje de aplicar en el futuro. Por otra parte, hay que dar al personal de la planta el reconocimiento que se merece por estas mejores prácticas. Esta sección tiene como objetivo valorar esos esfuerzos. Por último, también sirve para informar al personal que estas mejores prácticas deben seguir aplicándose en caso de que en el futuro la planta se expanda y que también deberían implementarse en las otras plantas pertenecientes a la empresa.

Cada una de las mejores prácticas identificadas debe contener una breve descripción y una síntesis de su aplicación. A continuación, encontrará algunos ejemplos de mejores prácticas con sus descripciones básicas que podrían incluirse en los informes de evaluación:

INTEGRACIÓN GENERAL A NIVEL DEL SITIO

El vapor se genera centralmente en las áreas de la usina y de recuperación, y se lo distribuye a través de una red de cabezales de vapor integrados a todo el sitio.

CANTIDAD SIGNIFICATIVA DE INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN PARA ANALIZAR EL BALANCE DE ENERGÍA

Hay una cantidad significativa de instrumentos de medición que monitorean los parámetros operativos críticos y un sistema de registros históricos que permiten que el personal calcule el balance de vapor, de condensado y de energía.

EVALUACIÓN DE LOS ÍNDICES DE DESEMPEÑO CLAVE

El personal de la planta monitorea y evalúa constantemente los índices de desempeño clave de los equipos críticos, como caldera de recuperación, generadores de las turbinas, etc.

ECONOMIZADORES DE AGUA / PRECALENTADORES DE AIRE EN TODAS LAS CALDERAS

Las calderas de alta presión de la planta tienen precalentadores de aire. Las demás calderas tienen economizadores de agua de alimentación. El equipo de recuperación del calor de todas las calderas captura el calor de los gases de la combustión y mejora la eficiencia de las calderas.

RECUPERACIÓN DE LA EVAPORACIÓN SÚBITA DE LA PURGA

Todas las calderas de la planta recuperan la evaporación súbita de la purga. El vapor evaporado súbitamente de la purga está a 1,5 bares. La recuperación del calor mejora la recuperación la eficiencia de las calderas y del sistema.

12.2.10 OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN DE LOS AHORROS DE ENERGÍA Y DE COSTOS DE LA PLANTA

Esta sección del informe de evaluación es la parte más importante desde el punto de vista del valor de la evaluación de la energía. Se refiere a todos los proyectos de optimización que generarían oportunidades de ahorros de energía o de costos y que llevarían pues a una optimización del sistema de vapor de la planta. Todas las actividades de optimización tienen un propósito determinado. La mayoría de las veces, no es posible alcanzar a cumplir todos esos propósitos. La regla de Pareto ofrece un enfoque para identificar qué oportunidades y proyectos conviene implementar. Es muy importante que esta sección del informe de evaluación incluya todos estos propósitos, porque así se podrá comprender qué objetivos y metas se usaron para identificar esas oportunidades de optimización. Algunos de los propósitos más habituales que se persiguen cuando se identifican las oportunidades de optimización de los sistemas de vapor son:

- minimizar el costo operativo total de los suministros de la planta
- maximizar la eficiencia energética operativa térmica del sistema de vapor
- proyectos sin costo inicial o con costo inicial mínimo (al alcance de la mano) y con período de amortización corto
- maximizar la fiabilidad de las operaciones y aumentar la estabilidad de las operaciones del sistema de vapor
- minimizar la dependencia de la red de suministro eléctrico para cubrir la demanda de energía de la planta en su conjunto
- proyectos que se adecuan a las mejores prácticas de mantenimiento
- minimizar las emisiones de gases de efecto invernadero de la planta y a nivel mundial

Conviene usar una página nueva para cada una de las oportunidades. Además, se debe respetar el orden de la tabla resumen de las oportunidades de optimización de la energía. Las secciones principales correspondientes a las oportunidades de optimización de la energía (OOE) son:

TÍTULO Y NÚMERO

Cada OOE debe tener un número y un título breve que describa la oportunidad. Puede ser un título genérico, o bien específico para la planta y el equipo.

TABLA DE OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN

La tabla de oportunidades de optimización contiene información cuantificada de los ahorros individuales de energía y de costos para la energía eléctrica, el combustible, etc., así como el total (neto) de los ahorros cuantificados. A menos que se indique lo contrario, conviene presentar estos datos sobre una base anual. La tabla de oportunidades también debe contener el costo de los proyectos potenciales, con una estimación inferior y superior. Esta estimación tiene que ser de primer nivel, basándose en experiencias previas con proyectos similares, en consultas preliminares a los vendedores, etc. El periodo de amortización debe calcularse a partir de estas estimaciones de costos y de los ahorros netos posibles. Por último, la tabla puede contener reducciones de gases de efecto invernadero en términos de ahorros de CO₂.

INFORMACIÓN BÁSICA

La información básica contiene una descripción de la operación actual o de la situación de la planta con respecto al área de la oportunidad de optimización. Esta sección puede ser descriptiva (sólo palabras), pero puede incluir fotografías de la planta, gráficos, diagramas lineales, etc.

RECOMENDACIÓN

La subsección Recomendación explica en términos simple cómo se puede aplicar la oportunidad de optimización en la planta y qué cosas serán necesarias para que la planta genere los ahorros de energía y costos correspondientes.

METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DE LOS AHORROS

Esta subsección describe la metodología utilizada para estimar los ahorros de energía y de costos generados por la implementación de la OOE en la planta. La mayoría de las veces habrá que hacer referencia a los modelos termodinámicos del sistema de vapor que se elaboraron usando el SSAT o con cualquier otra herramienta informática de modelado. La metodología de estimación de ahorros también puede hacer referencia a información publicada en fuentes confiables, como libros de textos, documentos técnicos, etc. En última instancia, se pueden estimar los ahorros usando las recomendaciones de los fabricantes, pero en este caso habrá que justificar la exactitud de la información. Se supone que los expertos de energía de los sistemas de vapor van a cerciorarse de que las recomendaciones de los fabricantes tienen un mínimo de precisión antes de usarlas para estimar ahorros.

COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN Y AMORTIZACIÓN SIMPLE

Los costos de amortización requieren un proceso significativo de debida diligencia, por lo que son difíciles de calcular a nivel de la evaluación energética del sistema de vapor. Sin embargo, vale la pena que la planta cuente con una serie de OOE que vayan del bajo costo al alto costo. Esta subsección contiene una guía de cómo se estimaron esos costos de implementación. Una de las principales

fuentes para estimarlos es la información de los fabricantes (catálogos, folletos, sitios web). Otra buena información, es la experiencia adquirida por los expertos en energía implementando proyectos anteriores. Además, el personal de la planta y los contratistas son otra valiosa fuente de información en lo que respecta a los costos de implementación de los proyectos. Hay que señalar que los costos de implementación de un proyecto determinado pueden variar de acuerdo con la industria correspondiente, con las reglamentaciones locales, etc.

Con estos datos se puede estimar el periodo de amortización. La idea es que los proyectos sin costo o con costos bajos con periodos de amortización casi inmediatos deberían ser considerados prioritarios. Estos son los proyectos de corto plazo. Los proyectos con una amortización de entre uno y tres años son los de mediano plazo, y los proyectos cuya amortización supera los tres años son de largo plazo.

PRÓXIMOS PASOS HACIA LA IMPLEMENTACIÓN

En la mayoría de los casos, el personal de la planta tiene varias responsabilidades y puede ser que no sean capaces de dedicarse a implementar las OOE de la planta. Por lo tanto, es necesario que la sección de las OOE considere los pasos a seguir y brinde al personal de la planta la orientación correspondiente a la implementación de los proyectos. Esta sección puede contener muchos detalles, incluidas las acciones a realizar, presupuestos de los vendedores, etc. Por otra parte, también puede ser una subsección muy simple que le dé al personal de la planta algunas instrucciones, por ejemplo, para el proceso adicional de debida diligencia, etc.

En las tablas 12, 13 y 14, encontrará algunos ejemplos de reseñas de las OOE que no se relacionan con ninguna evaluación particular y que los expertos de energía pueden usar como modelos para sus informes de evaluación energética del sistema de vapor.

12.2.11 RECOMENDACIONES CUALITATIVAS Y MEJORES PRÁCTICAS DE LA PLANTA

Las recomendaciones cualitativas (RC) brindan información acerca de las oportunidades de optimización de la energía identificadas durante la evaluación que habría que tener en cuenta para seguir investigándolas y para su eventual implementación. Estas recomendaciones abarcan oportunidades cuyos ahorros de energía y de costos no pudieron ser cuantificados durante la evaluación debido a falta de mediciones, de información o de recursos. Las recomendaciones cualitativas también incluyen oportunidades de optimización "listas para usar" que habría que volver a considerar en caso de que se haga algún cambio mayor (suministros o procesos) en la infraestructura de la planta. También pueden incluir mejores prácticas de la industria que podrían incorporarse a la planta. En efecto, el área de las recomendaciones cualitativas es el lugar donde se pueden recopilar todas las ideas que se le hayan ocurrido al experto en energía o al personal de la planta durante la evaluación energética. Es de vital importancia conservar esas ideas y que no se pierdan.

Cada recomendación cualitativa debe tener un número único, un título y una breve descripción. En la tabla 15 encontrará algunos ejemplos de recomendaciones cualitativas.

Tabla 12: Ejemplo - Reseña de las oportunidades de optimización de la energía

EEO # 4: Instalar economizadores de agua de alimentación en las calderas de baja presión - C1 y C2						
	Ahorro anual estimado			Costo estimado del proyecto		Amortización simple (años)
	Recurso	CO ₂ (toneladas métricas)	Dólares	Bajo	Alto	
Gas natural	61.500 GJ	3.266	\$ 253.500			
Total		3.266	\$ 253.500	\$ 600.000	\$ 750.000	2,4 - 3,0

Información básica

Las calderas de baja presión (BP) C1 y C2 no tienen economizadores de agua. Estas calderas operan habitualmente con condiciones de carga mínima y las temperaturas de las chimeneas de las calderas son, respectivamente, de 270 °C y 267 °C. Estas temperaturas son muy altas en comparación con las de la otra caldera de BP de la planta, que opera con la misma temperatura, pero con una temperatura de la chimenea de ~ 165 °C.

Recomendación

Se recomienda instalar economizadores de agua en las calderas de BP C1 y C2 para mejorar la eficiencia general de las calderas y de la generación de vapor de la usina.

Ahorros estimados

Los ahorros de energía se estiman basándose en las condiciones operativas actuales de las calderas de BP C1 y C2. Los ahorros energéticos provienen del aumento de la eficiencia de las calderas C1 y C2 gracias a la reducción de las temperaturas de las chimeneas de 270 °C y 267 °C respectivamente a ~ 175 °C. Esto hace que la eficiencia de la caldera C1 cambie de ~ 79,2 % a ~ 82,7 % y la de la caldera C2 de ~ 79,7 % a ~ 82,7 %. Todos estos números se calcularon con un 6 % de oxígeno en los gases de la combustión. Los ahorros de energía totales son de ~ 61.500 GJ, lo que equivale a ahorros de costos anuales de ~ \$ 253.500.

Costos de implementación y amortización simple

En la actualidad, varios fabricantes ofrecen paquetes de economizadores, pero, de todos modos, esta OOE requiere un minucioso proceso de ingeniería y cálculos de la caída de la presión en la chimenea. Se prevé que el costo de instalación de un economizador será de ~ \$ 350.000 por caldera. Se estima que la amortización simple será de entre 2,4 y 3 años.

Próximas acciones tendientes a la implementación

El personal de la planta debe trabajar en conjunto con los fabricantes de la caldera e incluso con los fabricantes del economizador para determinar los requisitos de la superficie del intercambiador de calor, de las caídas de presión y para estimar el tamaño y el costo de los economizadores de agua para las calderas de BP C1 y C2.

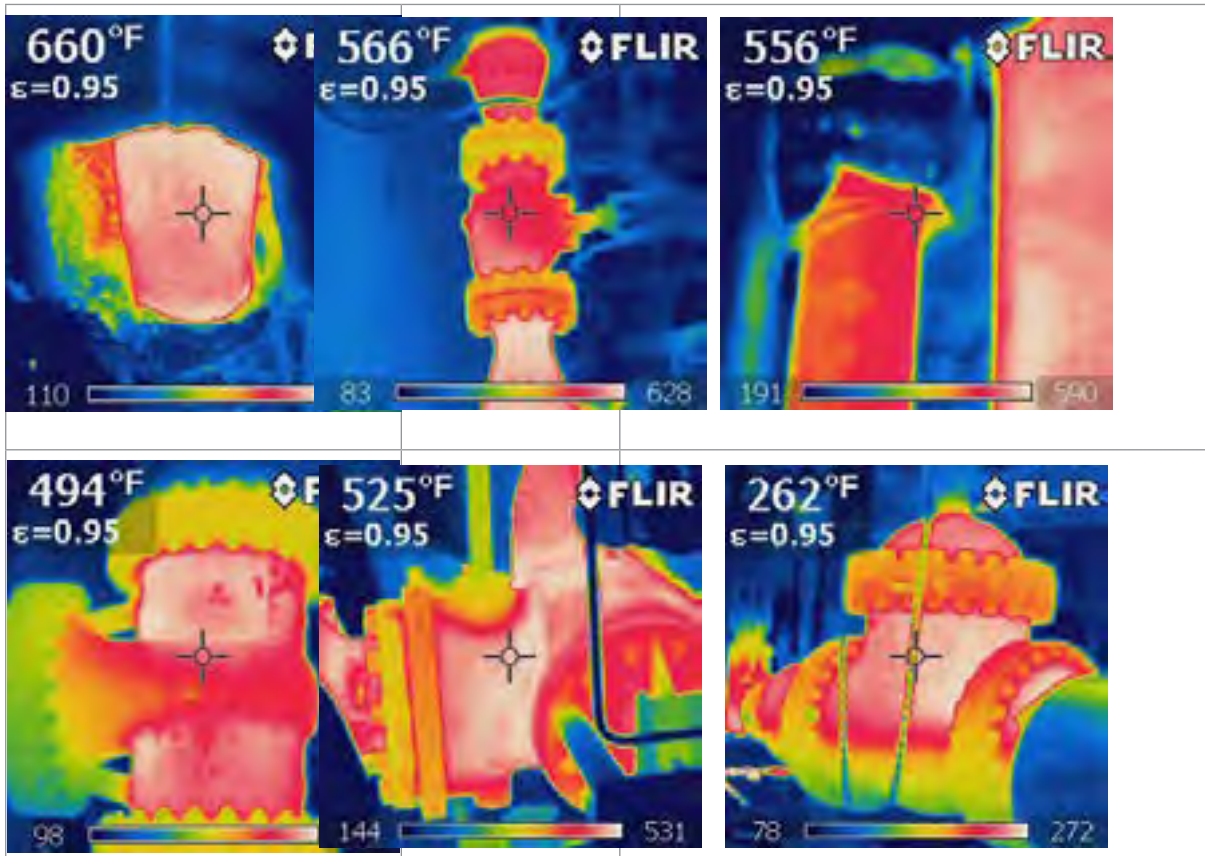
Tabla 13: Ejemplo - Reseña de las oportunidades de optimización de la energía

EEO # 9: Instalar turbinas de contrapresión en las bombas de agua de la torre de enfriamiento						
	Ahorro anual estimado			Costo estimado del proyecto		Amortización simple (años)
	Recurso	CO ₂ (toneladas métricas)	Dólares	Bajo	Alto	
Energía eléctrica	8.750.000 Kwh	5.424	\$ 505.000			
Demanda eléctrica	1.000 kW	-	-			
Gas natural	(43.000) GJ	(2.283)	(\$ 177.000)			
Total		3.141	\$ 328.000	\$ 400.000	\$ 750.000	1,2 - 2,3

<p>Información básica</p> <p>Por lo general, la estación de descarga de presión de 18 / 4 bares de la refinería tiene un flujo de vapor de alrededor de 70 Tph. Estas estaciones de descarga de presión están en las áreas de los procesos.</p> <p style="text-align: center;">Recomendación</p> <p>Se recomienda convertir uno o dos motores eléctricos de las bombas de agua de la torre de enfriamiento de las áreas de los procesos en bombas impulsadas por una turbina de contrapresión.</p> <p style="text-align: center;">Ahorros estimados</p> <p>Aunque el flujo de vapor sea de ~ 70 Tph, y sea capaz de generar ~ 2.300 kW de potencia del eje, se estiman ahorros de ~ 1.000 kW en la generación de potencia del eje. Esto sería el equivalente de remplazar una o dos de las bombas de agua de la torre de enfriamiento. Se estiman ahorros energéticos de electricidad anuales de ~ 8.750.000 kWh, ahorros de la demanda de ~ 1.000 kW y un incremento del combustible de ~ 43.000 GJ. Los ahorros netos de costos anuales serían de ~ \$ 328.000.</p> <p style="text-align: center;">Costos de implementación y amortización simple</p> <p style="text-align: center;">Se estima el costo de implementación entre ~ \$ 400.000 y \$ 750.000.</p> <p style="text-align: center;">Próximas acciones tendientes a la implementación</p> <p>El personal de la planta debe asegurarse de que el flujo de vapor que pasa por las estaciones de reducción de presión es continuo durante todo el año. Además, debe investigar si hay otros equipos a motor eléctrico que pudieran convertirse en equipos impulsados por una turbina de vapor de contrapresión.</p>
--

Tabla 14: Ejemplo - Reseña de las oportunidades de optimización de la energía

EOO # 12: Mejorar el aislamiento del sistema de vapor de toda la planta						
	Ahorro anual estimado			Costo estimado del proyecto		Amortización simple (años)
	Recurso	CO₂ (toneladas métricas)	Dólares	Bajo	Alto	
	Gas natural	75.000 GJ	3.980	\$ 300.000		
	Total		3.980	\$ 300.000	\$ 50.000	\$ 300.000
						0,2 - 1,0
<p>Información básica</p> <p>La temperatura del vapor puede llegar a 450 °C (en la usina) o a 350 °C (en la planta). Durante la recorrida de la planta se identificaron varias áreas que se beneficiarían en gran medida si se las aislara. Además, el aislamiento también es importante para garantizar seguridad del personal de la planta. A continuación, podrá observar algunas imágenes infrarrojas tomadas durante la evaluación.</p>						



Recomendación

Realizar una evaluación o auditoría del aislamiento energéticos de toda la planta. Esta auditoría debería incluir termografías infrarrojas de las calderas, de la distribución de vapor y de las tuberías, de los equipos de los procesos, etc. Las prioridades de aislamiento deben identificarse según el costo y el uso de la energía, y de las consideraciones económicas ligadas al espesor del aislamiento calculado con el programa informático de aislamiento 3EPlus.

Ahorros estimados

La pérdida de calor relacionada con el aislamiento se calculó con el programa 3EPlus y se usó el modelo de tres cabezales del SSAT del Departamento de energía de los Estados Unidos para cuantificar los ahorros energéticos. Por ejemplo, una tubería de 12 pulgadas sin aislamiento genera costos de ~ \$ 2.500/mes/año; una tubería de 4 pulgadas sin aislamiento genera costos de ~ \$ 1.000/mes/año y una superficie vertical plana sin aislamiento genera costos de ~ \$ 2.500/m²/año. Estas cantidades se basan en las temperaturas de una planta de vapor típica. A continuación, le ofrecemos UNA ESTIMACIÓN APROXIMADA de los ahorros energéticos según el aislamiento inspeccionado durante la evaluación. Si se agrega aislamiento o se lo repara, a nivel de toda la planta, es posible producir ahorros energéticos anuales de ~ 62.000 GJ, equivalentes a un ahorro de ~ \$ 255.000.

Costos de implementación y amortización simple

Los proyectos de aislamiento suelen amortizarse inmediatamente o de manera muy rápida. En la mayoría de los casos, se amortizan en menos de un año. Sin embargo, los costos de la implementación pueden variar mucho, según el tipo de aislamiento, de la ubicación, la complejidad, etc.

Próximas acciones tendientes a la implementación

La planta tiene que hacer una evaluación detallada (auditoría) del aislamiento y agregar el aislamiento necesario o repararlo en toda la planta.

Tabla 15: Ejemplos de reseñas de las recomendaciones cualitativas

<p>RC 1: Usar un cabezal de vapor de baja presión (1,5 bares) para calentar el agua del proceso</p>
<p>Se ha observado que para calentar el agua del proceso de la planta se usa el cabezal de vapor de 3,5 bares, aunque se podría hacer muy bien con vapor a una presión mucho menor (1,5 bares). La planta no tiene un cabezal de 1,5 bares y tendría que instalar uno nuevo o convertir algunas de las secciones del cabezal de 3,5 bares en un cabezal de 1,5 bares.</p> <p>Esta recomendación también se puede hacer junto con otros varios cambios estructurales, como por ejemplo:</p> <p style="padding-left: 40px;">Reducir la presión operativa del desgasificador.</p> <p>Reconfigurar el turbogenerador #1 para que tenga un escape a una presión mucho menor o instalar una nueva turbina con un escape hacia un cabezal de menor presión.</p> <p>Aislar las cargas del proceso para asegurarse de que se está usando vapor a la menor presión posible en todos los usos finales.</p> <p style="padding-left: 40px;">Los beneficios de esta recomendación son los siguientes:</p> <p style="padding-left: 40px;">Reducción de la caída de presión del cabezal de 3,5 bares.</p> <p style="padding-left: 40px;">Aumento de la producción de energía en la planta.</p> <p style="padding-left: 40px;">Optimización del sistema y nuevas alternativas de balance y de redundancia del sistema de vapor.</p>
<p>RC 2: Mejorar el retorno de condensado de la planta</p>
<p>Hay varias áreas en las que se debería tratar de recuperar el condensado, para hacerlo retornar a las áreas de la usina y de recuperación. En la actualidad, el retorno de condensado alcanza un 60 %. El modelo del SSAT del Departamento de energía de los Estados Unidos sirve para hacer una buena estimación preliminar de la planta. Sobre la base del modelo desarrollado para la planta, se estima que una mejora del retorno de condensado de 0,63 litros/seg en el cabezal de 3,5 bares produciría ahorros de costos anuales de ~ \$ 15.000. Por lo tanto, se recomienda que se realice un estudio detallado del condensado de la planta.</p>
<p>RC 3: Calibración de los instrumentos del sitio</p>
<p>Los instrumentos de medición son la clave para el éxito de las evaluaciones y para mejorar la solución de problemas y el desempeño. Por lo tanto, conviene que el personal de la planta elabore un protocolo de inspección y calibración de rutina de los caudalímetros, y de los sensores de temperatura y presión. Durante la evaluación de la planta, se recopilieron datos de la misma y el personal detectó algunos puntos de obtención de datos que arrojaban lecturas incorrectas o que estaban en conflicto con la configuración del sistema.</p>
<p>RC 4: Uso de instrumentos portátiles para las investigaciones diarias de la planta</p>
<p>Se recomienda que la planta utilice los siguientes instrumentos portátiles en el marco del programa de optimización del sistema de vapor:</p> <p style="padding-left: 40px;">Cámara de termografía infrarroja</p> <p style="padding-left: 40px;">Tubo de Pitot y sensor de dP para fugas y venteo de vapor, etc.</p>
<p>RC 5: Hacer el seguimiento continuo y establecer la tendencia del desempeño del equipo</p>
<p>En la planta hay varias operaciones de producción y operaciones de unidades que usan vapor. A medida que la planta va mejorando sus niveles de eficiencia energética, sería prudente que se establecieran índices de referencia de los equipos del sistema de vapor (como turbinas, calderas, etc.) basándose en el uso de vapor con respecto a la producción. Así se podrá garantizar el menor costo de las operaciones en el largo plazo. Hay otros parámetros críticos que hay que vigilar o calcular, y a los que hay que seguirles la tendencia: calderas -temperatura de la chimenea, oxígeno en exceso, flujo de vapor, etc.-, efectividad de los economizadores de agua de alimentación y eficiencia de la turbina de vapor.</p>

13

ESTUDIOS DE CASOS

Las evaluaciones energéticas de optimización de sistemas de vapor suelen generar proyectos que se podrían implementar. Es muy importante que las historias exitosas no se pierdan y lograr contar lo que se aprendió de ellas de manera informativa, para poder difundirlas en la industria. Suele ocurrir que la industria siga la filosofía de “queremos ser los primeros en ser segundos”. En otros términos, quiere decir que la industria implementa tecnologías probadas y con una trayectoria. No suele arriesgarse a probar tecnologías nuevas que, por más que prometan buenos ahorros de energía y de costos, podrían interrumpir la producción o llevar a escenarios de perturbaciones o de paradas en la planta si las cosas no resultan como se planeó.

Los estudios de casos ayudan a difundir conocimientos sobre tecnologías, procesos, mejores prácticas, costos de implementación y experiencias de otros que implementaron exitosamente la optimización del sistema de vapor en sus plantas e instalaciones. Se pueden usar para probar a la dirección que es posible lograr los ahorros de energía y de costos del informe de optimización del sistema de vapor y que ya se consiguieron en otros sectores industriales similares (o diferentes).

Esta sección contiene algunos ejemplos de estudios de casos provenientes de evaluaciones de optimización de sistemas de vapor realizadas por los autores. El primer conjunto de estudios de casos fue publicado por el Departamento de energía de los Estados Unidos en el marco del programa Save Energy Now, durante el período entre 2005 y 2010. Se presentan también algunos casos adicionales para aumentar la diversidad de las aplicaciones y la comprensión de la complejidad, especialmente cuando se combinan corrientes de los procesos y de los suministros. Existen numerosos estudios de casos publicados en revistas especializadas, en actas de conferencias, en la documentación de los fabricantes, etc. Se espera que los expertos en energía de los sistemas de vapor estén al tanto de las aplicaciones y tecnologías de última generación, y se supone que leen habitualmente la bibliografía especializada y que comprenden las aplicaciones y las enseñanzas de las experiencias previas.

13.1 ESTUDIO DE CASO N° 1 - DOW CHEMICAL COMPANY

Este estudio de caso es un extracto de los documentos del Departamento de energía de los Estados Unidos. El documento completo está disponible en el sitio web del Departamento de energía de los Estados Unidos.

13.1.1 RESUMEN

A fines de 2005, se realizó una evaluación energética de la planta petroquímica Dow Chemical's St. Charles Operations en Hahnville, Louisiana, en el marco del programa Save Energy Now del Departamento de energía de los Estados Unidos. El principal objetivo era identificar las oportunidades de ahorro de gas natural en el sistema de vapor de la planta. La evaluación, realizada por el experto en energía del Departamento de energía de los Estados Unidos Riyaz Papar de Hudson Technologies, cuantificó

varias oportunidades de aumento de la eficiencia del sistema de vapor. Aprovechando algunas de las oportunidades a corto plazo, la planta St. Charles logró una cantidad impresionante de ahorros de gas natural. El personal del sitio St. Charles mejoró el programa de trampas de vapor y su campaña de reparación de fugas. Aunque Dow Chemical era consciente de que esos sistemas podían mejorarse, la evaluación cuantificó los ahorros de energía potenciales de manera tal que se hizo más urgente y evidente que había que implementar esas mejoras. Los ahorros anuales combinados de energía y de costos resultantes de estas dos medidas se elevaron a 272.000 GJ y \$ 1,9 millones, respectivamente. Dado que el costo de los proyectos fue de aproximadamente \$ 225.000, la amortización simple fue de alrededor de seis semanas.

13.1.2 INFORMACIÓN BÁSICA DE LA EMPRESA Y DE LA PLANTA

Dow Chemical Company es una empresa diversificada que ofrece una amplia gama de químicos, plásticos, y productos y servicios agrícolas en muchos mercados de consumo esenciales. Tiene clientes en más de 175 países y 42.000 empleados en todo el mundo. Sus ventas anuales alcanzan los 46 mil millones de dólares. En los últimos treinta años, Dow ha tenido una actitud proactiva con respecto a la eficiencia energética. En 2005, la empresa se fijó el propósito de mejorar su intensidad energética en un 25 % para el 2015. La planta St. Charles, con una superficie de 2.000 acres, pertenecía anteriormente a la Union Carbide Corporation. Está en funcionamiento desde 1966 y produce éteres de glicol y aminas. Con cerca de 3.000 empleados, el sitio de St. Charles produce cerca de cinco millones de toneladas anuales de estos productos químicos intermedios. El vapor es crítico para la producción del sitio, porque se lo necesita para muchos procesos, incluyendo generación de electricidad, destilación, evaporación y concentración, calentamiento de procesos, y craqueo catalítico.

Una vez que se terminó la recolección de datos, el equipo de evaluación analizó el sistema usando el SSAT y se identificaron varias oportunidades de eficiencia energética. A continuación, el equipo calculó los ahorros y los períodos de amortización esperables para cada oportunidad y clasificó las oportunidades en corto y largo plazo de acuerdo con los períodos de amortización.

13.1.3 OPORTUNIDADES DE OSV EN EL CORTO PLAZO

13.1.3.1 IMPLEMENTAR UN PROYECTO DE REPARACIÓN DE LAS TRAMPAS DE VAPOR

Una auditoría de las trampas de vapor recientemente realizada antes de la evaluación identificó todas las trampas de vapor deficientes. Se usó el SSAT para generar una estimación precisa de las fugas de vapor causadas por las trampas deficientes y se modeló el impacto de un proyecto de reparación de las trampas. Se estimaron ahorros anuales de gas natural y de costos de 112.128 GJ y \$ 881.000, respectivamente.

13.1.3.2 MEJORAR EL PROGRAMA DE GESTIÓN DE LAS FUGAS DE VAPOR

La cantidad de vapor perdido a causa de las fugas del sistema se estimó con el SSAT restando la cantidad de vapor de la aplicación de la cantidad total de vapor generado. La evaluación inicial del programa Save Energy Now mostró que en caso de reparar todas las fugas de vapor de la planta se podían obtener ahorros de energía y de costos de hasta 451.100 GJ y \$ 3,3 millones. Sin embargo, datos recopilados posteriormente revelaron que algunos medidores de vapor no estaban funcionando de

manera óptima y que la demanda parasitaria de otros activos de la planta era responsable de una parte de la carga de fugas estimada, por lo que los ahorros de energía potenciales se redujeron.

13.1.3.3 MEJORAR EL AISLAMIENTO

Durante una inspección de la planta, se encontró que varias áreas de la red de distribución de vapor carecían del aislamiento suficiente. Utilizando 3EPlus, el programa de cálculo del aislamiento del Departamento de energía de los Estados Unidos, el equipo estimó que las pérdidas de aislamiento totales eran de aproximadamente 1,0 %. La evaluación mostró que se podría lograr ahorros anuales de gas natural y de costos de 3.030 GJ y \$ 25.000, reduciendo las pérdidas de aislamiento al 0,1 %.

13.1.3.4 INCREMENTAR LA RECUPERACIÓN DE CONDENSADO

En el momento de la evaluación, se recuperaba aproximadamente la mitad del condensado de baja presión. A partir del análisis realizado mediante el SSAT, se constató que era posible llegar a una tasa de recuperación de condensado del 75 %. Se estimó que los ahorros de gas natural y de costos resultantes de la mayor recuperación de condensado llegaría a 87.600 GJ y \$ 649.000.

13.1.4 OPORTUNIDADES DE OSV DE MEDIANO PLAZO

13.1.4.1 INSTALAR UN INTERCAMBIADOR PARA RECUPERAR EL CALOR DE LA PURGA

A pesar de que la purga se estaba enviando a un tanque de evaporación súbita para recuperar el vapor de baja presión, la evaluación energética mostró que se estaban perdiendo grandes cantidades de energía térmica por no tener intercambiadores de calor en los sistemas de purga. Mediante la instalación de un intercambiador de calor antes del tanque de la purga, sería posible capturar una cantidad significativa de calor del agua de la purga y usarlo para precalentar el agua de reposición de la caldera. La evaluación estimó que los ahorros anuales de gas natural y de costos provenientes del uso de un intercambiador de calor de la purga en aproximadamente 31.000 GJ y \$ 200.000.

13.1.4.2 PRECALENTAR LA ALIMENTACIÓN DEL REACTOR CON VAPOR DE 5 BARES

La evaluación determinó que una parte del calor necesario para precalentar la alimentación del reactor de la temperatura ambiente a la temperatura de reacción podría conseguirse con vapor de 5 bares, en lugar de depender únicamente del vapor de 40 bares generado en el sitio. Aunque esta oportunidad no genere ahorros de gas natural, podría posibilitar la generación de electricidad adicional a partir del vapor de 40 bares que ya no se use para precalentar la alimentación del reactor. Esto podría reducir la compra de electricidad, generando un ahorro anual de electricidad y de costos de 1.277 MWh y \$ 79.000.

13.1.4.3 INSTALAR UNA TURBINA DE CONTRAPRESIÓN PARA IMPULSAR EQUIPOS

Aunque el sitio genera vapor a 40 bares, la mayoría de las aplicaciones requieren vapor a 13,5 bares. La evaluación determinó que, si se instalara una turbina de contrapresión, la planta química estaría en condiciones de generar una cantidad de electricidad suficiente como para impulsar parte de sus equipos eléctricos críticos específicos. Los ahorros de electricidad y costos se estimaron en 1.946 MWh y \$ 121.000.

13.1.5 RESULTADOS

La implementación de las recomendaciones de la evaluación Save Energy Now con amortizaciones rápidas ya está generando ahorros de energía importantes. La planta St. Charles redujo sus costos de energía y mejoró la eficiencia de sus procesos mediante la reparación de las fugas de vapor y el remplazo de las trampas de vapor deficientes. La readaptación de las trampas generó ahorros anuales de energía por 109.000 GJ y ahorros de costos energéticos por aproximadamente \$ 792.000. Las reparaciones de las fugas de vapor produjeron ahorros de energía anuales por 163.000 GJ, con un valor un poco por arriba de \$ 1,1 millones. Los ahorros anuales totales de energía y de costos energéticos fueron de 272.000 GJ y de \$ 1,9 millones, respectivamente. Con un costo total de implementación de \$ 225.000, la amortización simple se logró en un poco más de seis semanas. En el futuro, Dow podrá aplicar algunas otras de las oportunidades que se identificaron durante la evaluación Save Energy Now. Aunque las medidas implementadas y los ahorros energéticos resultantes son significativos, otro resultado importante de la evaluación Save Energy Now es que ambas medidas perduran en el tiempo. El mantenimiento de las trampas de vapor y la gestión de fugas son programas permanentes. Como consecuencia, las fugas de vapor provenientes de trampas deficientes o de fisuras en los cabezales de presión se identifican y reparan en tiempo real. Además, Dow comparte los resultados de sus análisis hechos con el SSAT en el marco de la evaluación Save Energy Now en la planta de St. Charles con otras instalaciones que usan vapor.

13.2 ESTUDIO DE CASO #2 – CHRYSLER CORPORATION

Este estudio de caso es un extracto de los documentos del Departamento de energía de los Estados Unidos. El documento completo está disponible en el sitio web del Departamento de energía de los Estados Unidos.

13.2.1 RESUMEN

En julio de 2006, se realizó una evaluación energética Save Energy Now en el complejo de montaje de camiones y furgonetas de la empresa Chrysler, ubicado en St. Louis, Missouri, Estados Unidos. La finalidad principal de la evaluación era analizar el sistema de vapor del complejo e identificar las oportunidades de ahorro de gas natural. Además, la evaluación se llevó a cabo para familiarizar al personal del complejo con las herramientas de evaluación del sistema de vapor del Departamento de energía de los Estados Unidos y para alentarlos a usar esas herramientas de manera consistente para evaluar sus sistemas de vapor. El experto en energía del Departamento de energía Riyaz Papar, de Hudson Technologies, estuvo a cargo de la evaluación. Se logró identificar algunas oportunidades que permitieron que el personal mejorara la eficiencia del sistema de vapor y que redujeran significativamente el consumo de gas natural del complejo.

El personal del complejo St. Louis empezó a trabajar en la implementación de varias de las recomendaciones surgidas de la evaluación apenas se la terminó. El primer proyecto consistió en optimizar las operaciones de la caldera y en implementar una estrategia de gestión de las cargas. A continuación, redujeron el contenido de oxígeno en los gases de la combustión de una caldera, redujeron la purga de las calderas e implementaron un programa permanente de inspección y reparación de las trampas de vapor. Después de aplicar estas medidas, el complejo logró ahorros anuales totales de energía por más de 70.000 GJ y ahorros de costos de la energía de cerca de \$ 627.000. Con un total de los gastos de implementación de \$ 125.000, la amortización simple fue de un poco más de dos meses. Todavía se están considerando otras oportunidades identificadas en la evaluación. Se compartió la metodología de evaluación con varias otras plantas Chrysler de los Estados Unidos.

13.2.2 INFORMACIÓN BÁSICA DE LA EMPRESA Y DE LA PLANTA

Chrysler LLC produce muchos tipos de vehículos, incluyendo automóviles de pasajeros, camiones, furgonetas y vehículos utilitarios deportivos y comerciales. Con una superficie de más de 500.000 m², las operaciones de St. Louis se dividen en la planta norte y la sur. La planta norte ocupa 2.300 trabajadores y produce mayormente autos y camiones ligeros. Con 3.200 empleados, la planta sur produce furgonetas Chrysler y Dodge. Ambas reciben los suministros (vapor, agua enfriada y aire comprimido) de la usina, en la que las calderas de tubo de agua a gas natural producen vapor saturado a 10 bares. La generación de vapor varía mucho según la estación. En verano (de mayo a septiembre) se suelen generar 75 Tph de vapor. La generación de vapor promedio en primavera, otoño e invierno es de 25 Tph. Cuando el frío es extremo, la generación de vapor puede alcanzar las 90 Tph. La usina tiene además tres enfriadores alimentados por turbinas de vapor de condensación y doce enfriadores que funcionan con motores eléctricos.

El vapor es muy importante para la producción en el complejo de St. Louis: alimenta las turbinas de vapor, calefacciona los ambientes y provee calor a los procesos. Debido a que el complejo St. Louis usa 2,4 PJ anuales de gas natural y de gases de vertedero, los costos de energía constituyen una cantidad significativa de los gastos totales del complejo. La empresa tiene la meta de reducir su uso de energía por unidad de producción en un 2 % anual. Un empleado elegido como el “campeón de la energía” define los objetivos de reducción de la energía de la empresa y ayuda a que todos los departamentos de la planta puedan alcanzarlos.

13.2.3 OPORTUNIDADES DE OSV DE CORTO PLAZO

13.2.3.1 OPTIMIZAR LAS OPERACIONES DE LAS CALDERAS Y LAS ESTRATEGIAS DE GESTIÓN DE LAS CARGAS

El perfil de las cargas mostró que tres de las calderas del complejo se suelen operar a menos del 40 % de su capacidad a carga plena, mientras que la cuarta caldera opera a cargas que oscilan entre el 50 y el 60 % de la carga plena durante los meses de verano. Esta situación causa pérdidas por carga parcial significativas y un consumo de energía excesivo. La evaluación demostró que la demanda de vapor del complejo se puede satisfacer con menos calderas funcionando a una capacidad cercana a la de la plena carga. Se estimaron ahorros anuales de energía y de costos de 22.000 GJ y \$ 161.000.

13.2.3.2 AUMENTAR LA PRESIÓN OPERATIVA DE LAS CALDERAS

Durante el verano, la carga de enfriamiento que el complejo requiere se asegura mediante los tres enfriadores alimentados por las turbinas de vapor condensación. El equipo de evaluación determinó que se podía mejorar la eficiencia térmica de las turbinas de vapor si durante los meses de verano se aumentaba la presión operativa normal de los cabezales de presión del complejo de 9 bares a 10 bares. Se estimaron ahorros energéticos anuales de 5.400 GJ.

13.2.3.3 REDUCIR EL NIVEL DE OXÍGENO EN LOS GASES DE LA COMBUSTIÓN DE LA CALDERA #1

El equipo de evaluación constató que la caldera #1 operaba con un nivel de oxígeno en exceso en los gases de la combustión de aproximadamente un 7 %. Dado que el nivel de oxígeno en exceso

óptimo debería acercarse al 3,5 %, este nivel de exceso es la causa de que se pierda calor y de que haya que usar más combustible. El personal de la usina examinó el sensor de oxígeno y el controlador del ajuste del oxígeno, y encontraron que el sensor no estaba funcionando correctamente. El equipo de evaluación estimó que la reducción del nivel de oxígeno en exceso a 3,5 % puede generar ahorros anuales de energía y de costos de 9.000 GJ y \$ 68.000.

13.2.3.4 REDUCIR LA PURGA DE LA CALDERA

El equipo de evaluación determinó que, durante el invierno, las calderas se purgaban demasiado seguido. Durante el verano, cuando el retorno de condensado es muy alto, el personal de la usina gestionaba la purga correctamente. Sin embargo, a medida que el clima se iba enfriando y que las cargas de las calderas iban bajando, no se mantenía un ciclo de purga adecuado, especialmente en las calderas que operaban con carga parcial, produciendo una tasa de purga excesiva. La evaluación mostró que la instalación de nuevos controladores de la purga de la caldera y la mejora de los protocolos podrían reducir esa tasa. Se estimaron ahorros energéticos anuales de aproximadamente 3.000 GJ y \$ 26.000.

13.2.3.5 IMPLEMENTAR LA RECUPERACIÓN DEL CALOR DE LA PURGA

El equipo de evaluación determinó que se estaba usando un intercambiador de calor para recuperar el calor de la corriente de la purga. Sin embargo, su configuración estaba provocando pérdidas de vapor de la evaporación súbita de la purga al aire ambiente. El equipo recomendó que se reconfigurara el sistema instalando un tanque de evaporación súbita de la purga antes del intercambiador de calor para capturar el vapor y enviarlo al desgasificador. El agua caliente saturada del tanque de evaporación súbita podría así intercambiar el calor con el agua de reposición en el intercambiador de calor. Los ahorros estimados eran un poco inferiores a 3.000 GJ.

13.2.3.6 IMPLEMENTAR UN PROGRAMA DE REPARACIÓN DE LAS TRAMPAS DE VAPOR

La última vez que se auditaron las trampas de vapor de la planta norte fue hace casi diez años. Usando el SSAT, los analistas modelaron el impacto de un programa proactivo de gestión de las trampas de vapor que incluyera un ensayo anual de las trampas de vapor, la actualización regular de la base de datos de las trampas de vapor, y el remplazo o la reparación de las trampas deficientes. El modelo estimó que los ahorros anuales de energía y de costos que podrían generarse si se implementara un programa de ese tipo llegarían a 6.000 GJ y \$ 50.000.

13.2.4 OPORTUNIDADES DE OSV DE MEDIANO PLAZO

13.2.4.1 MEJORAR EL ECONOMIZADOR DE AGUA DE ALIMENTACIÓN DE LA CALDERA #1

Al analizar los datos operativos, el equipo de evaluación observó que la temperatura de la salida de los gases de combustión de la caldera #1 era cerca de 50 °C más que la de la caldera #4, para cargas y temperaturas del agua de alimentación similares, indicando pues que la caldera #1 estaba usando más combustible. El equipo se dio cuenta de que esto podía deberse a que la caldera #4 tenía un economizador mejorado de tubos de aleta, mientras que la caldera #1 tenía una unidad de tubos lisos, o tal vez, a que el economizador de la caldera #1 tuviera incrustaciones. El complejo podría llegar a ahorrar 11.520 GJ anuales si se limpiara el economizador de la caldera #1 o si se lo remplazara por uno mejorado con tubos de aleta.

13.2.4.2 REMPLAZAR LAS TURBINAS DE VAPOR DE CONDENSACIÓN POR MOTORES ELÉCTRICOS

El equipo de evaluación determinó que las tres turbinas de condensación que alimentan a los enfriadores estaban produciendo una capacidad de enfriamiento excesiva. Las turbinas operaban a carga parcial durante el verano cuando la demanda era alta, mientras que varios de los enfriadores eléctricos tampoco operaban a plena carga. El equipo recomendó que se reemplazaran las turbinas de vapor de condensación por motores eléctricos, o que se apagara una de ellas, dividiendo la carga de enfriamiento entre los otros enfriadores eléctricos y las otras dos turbinas. Esta capacidad instalada sería suficiente para satisfacer la carga de enfriamiento del complejo. Si bien se necesitaría más electricidad para satisfacer esa carga, los ahorros anuales de gas natural podrían llegar a 135.000 GJ.

13.2.5 RESULTADOS

El personal del complejo St. Louis se dio cuenta de que podría implementar algunas de las recomendaciones de la evaluación directamente, sin afectar la producción. Empezaron optimizando la operación de las calderas y poniendo en marcha el programa de gestión de las trampas de vapor. Se empleó a un contratista para que capacitara a los operadores de la usina para usar una nueva estrategia de operación de las calderas que les permitiera apagar una de ellas y operar las otras en condiciones cercanas a la plena carga y de acuerdo con el diseño. Esto arrojó ahorros anuales de energía y de costos por más de 48.000 GJ y \$ 430.000. Después contrataron a otro experto externo para que realizara la auditoría de las trampas de vapor de la planta norte. Se descubrió que 30 de las 48 trampas de vapor de la planta fallaban. En el otoño de 2007 se repararon las trampas, generando ahorros de energía y de costos por un poco menos de 10.000 GJ y \$ 89.000 por año. Desde entonces, además se inspeccionan las trampas de vapor y se las mantiene con más regularidad.

Luego, el personal del complejo reemplazó el sensor de oxígeno y la sonda de la caldera #1. Actualmente, el nivel de oxígeno se encuentra en el rango correcto y se obtuvieron ahorros anuales de aproximadamente 9.400 GJ y \$ 84.000. Para reducir la purga de la caldera durante el invierno, el personal de la usina modificó los protocolos de purga e instaló controladores automáticos de purga. Esta medida generó ahorros de energía y de costos de 3.000 GJ y \$ 24.000.

El ahorro anual total de energía desde que se implementaron estas recomendaciones supera los 70.000 MMBtu. Con un total de costos implementación de \$ 125.000 dólares y con ahorros anuales de costos energéticos de \$ 627.000, estos logros exhibieron una amortización simple apenas superior a los dos meses.

Algunas otras de las recomendaciones tenían períodos de amortización demasiado largos o eran demasiado difíciles de implementar, p. ej., el remplazo de las tres turbinas de vapor de condensación hubiera requerido una nueva línea eléctrica principal en la usina y una nueva subestación, y además hubiera generado problemas relacionados con el uso de la tierra. La experiencia adquirida con la metodología de la evaluación y con el uso del SSAT se comparte con otras instalaciones de Chrysler, como las de Newark, New Jersey y Sterling Heights en Michigan.

13.3 ESTUDIO DE CASO #3 – TERRA NITROGEN COMPANY, L.P.

Este estudio de caso es un extracto de los documentos del Departamento de energía de los Estados Unidos. El documento completo está disponible en el sitio web del Departamento de energía de los Estados Unidos.

13.3.1 RESUMEN

A principios de 2006, Terra Nitrogen Company, L. P., acogió una evaluación en el marco del programa Save Energy Now del Departamento de energía de los Estados Unidos, dirigida a su planta de amoníaco y fertilizantes en Verdigris, Oklahoma, EE.UU. La finalidad principal de esta evaluación energética era analizar el uso de gas natural del sistema de vapor de la planta e identificar las oportunidades de ahorros energéticos. La evaluación estuvo a cargo del experto en energía del Departamento de energía Veerasamy Venkatesan, de VGAEC, quien logró identificar algunas oportunidades importantes para mejorar la eficiencia del sistema de vapor. Gracias a la implementación de algunas de estas oportunidades, el personal de la planta consiguió reducir significativamente el consumo de gas natural de la planta.

El personal de la planta Verdigris no dudó en instalar inmediatamente varias de las recomendaciones de la evaluación para mejorar la eficiencia de la planta de vapor del sistema. Actualizaron dos turbinas, instalaron un bucle de deshidratación en la planta de amoníaco y repararon las trampas de vapor deficientes y las fugas de vapor. El total acumulado de ahorros anuales de energía y costos generados por la implementación de estas medidas alcanzó aproximadamente 497.000 GJ y más de \$ 3,5 millones. El costo de los proyectos fue de alrededor de \$ 3,1 millones, con lo que la amortización simple fue de menos de once meses. Todavía se están implementando otras oportunidades adicionales identificadas durante la evaluación energética. Compartieron los resultados de la evaluación con otras tres plantas en Estados Unidos dependientes de la misma empresa.

13.3.2 INFORMACIÓN BÁSICA DE LA EMPRESA Y DE LA PLANTA

Terra Nitrogen Company, L.P., una filial indirecta de Terra Industries Inc., es uno de los principales productores de fertilizantes nitrogenados de los Estados Unidos. Sus ingresos anuales superan los \$ 400 millones. La planta de la empresa en Verdigris, Oklahoma, es un sitio altamente integrado que produce 2,2 millones de toneladas de soluciones de nitrato de amonio de urea y 1,1 millones de toneladas de amoníaco por año. Terra Nitrogen opera asimismo terminales de envíos en Blair, Nebraska y en Pekin, Illinois.

Debido a que el gas natural es la materia prima principal para obtener hidrógeno (que se combina con el nitrógeno para producir amoníaco), la planta requiere cantidades significativas de gas natural. Además, el gas natural es el combustible principal de los sistemas de vapor de la planta, que son una parte fundamental de los procesos de producción de amoníaco. En consecuencia, el costo del gas natural constituye la mayor parte de los gastos totales de Terra Nitrogen y la dirección de la planta Verdigris está decidida a mejorar su producción y la eficiencia del sistema de vapor. Los costos de gas natural de la planta Verdigris durante el período de implementación eran de aproximadamente \$ 7/GJ.

13.3.3 OPORTUNIDADES DE OSV DE CORTO PLAZO

13.3.3.1 RECUPERAR EL VAPOR EVAPORADO SÚBITAMENTE DEL AGUA DE LA PURGA

La evaluación reveló que una parte considerable del agua de la purga primero se evaporaba súbitamente para producir vapor de baja presión y luego se enviaba a una torre de enfriamiento a 2,5 bares y 150 °C. El análisis indicó que si se enviaba el agua de la purga directamente a un desgasificador se podrían generar más de 0,5 Tph de vapor evaporado súbitamente. Se estimó que los ahorros llegarían a 14.982 GJ y \$ 105.000 anuales.

13.3.3.2 IMPLEMENTAR UN PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DE TRAMPAS DE VAPOR

A pesar de que durante la evaluación no se realizó una auditoría de trampas de vapor, el equipo pudo detectar que algunas de las trampas estaban mal posicionadas y que otras ni siquiera funcionaban. La adopción de mejores técnicas de instalación y de mantenimiento de las trampas de vapor existentes podría generar ahorros anuales estimados de energía y de costos de 12.264 GJ y \$ 86.000.

13.3.3.3 IMPLEMENTAR UN PROGRAMA DE REPARACIÓN DE FUGAS

A pesar de que se encontraron pocas fugas, la evaluación recomendó la realización de una auditoría de fugas y la reparación de todas las fugas de vapor visibles. Los ahorros de costos estimados anuales de energía y de costos podrían llegar a ser de 876 GJ y \$ 6.000. El costo estimado del proyecto oscila entre \$ 2.500 y \$ 4.000.

13.3.4 OPORTUNIDADES DE OSV DE MEDIANO PLAZO

13.3.4.1 MODIFICAR EL BUCLE DE SÍNTESIS

La evaluación determinó que el bucle de síntesis de la planta de amoníaco #2 operaba de manera ineficiente, ya que requería grandes cantidades de vapor de alta presión. La inversión de la circulación del bucle de condensación de amoníaco podría mejorar la eficiencia de la planta de amoníaco y reducir la demanda de vapor de alta presión. La estimación de la evaluación determinó que esta medida aumentaría la eficiencia de la planta en un 0,4 %, lo que reduciría la demanda de vapor de alta presión en aproximadamente 10 Tph. Los ahorros de energía se estimaron en 0,4 GJ por tonelada de producto, arrojando ahorros anuales de gas natural (estimados) por 274.000 GJ. Los ahorros de costos estimados de anuales de energía serían de alrededor de \$ 1,9 millones.

13.3.4.2 ACTUALIZACIÓN DE LA TURBINA

La planta de amoníaco #2 utiliza dos turbinas de contrapresión con las que se obtiene vapor a 3,5 bares a partir de vapor a 38 bares. El vapor de baja presión se usa en algunas de las aplicaciones de la planta. Las turbinas de contrapresión impulsan las bombas de metildietanolamina, con el suplemento de turbinas hidráulicas. La evaluación determinó que el vapor de 3,5 bares sobrante se venteara y recomendó la actualización de las turbinas existentes con turbinas de condensación más eficientes. Con las turbinas de condensación recomendadas se podría reducir la demanda de vapor de alta presión y el venteo de vapor de baja presión, produciendo ahorros anuales estimados de energía y de costos de 178.000 GJ y cerca de \$ 1,2 millones.

13.3.4.3 MEJORAR LA OPERACIÓN DE LAS TURBINAS DE CONDENSACIÓN

El vacío en los condensadores de superficie de las turbinas de condensación de la planta de amoníaco #1 se mantiene entre 610 mm y 660 mm de Hg, según la estación. La instalación de un enfriador por absorción alimentado con agua residual de bajo nivel para enfriar el agua del suministro de la torre podría aumentar el vacío en 13 mm de Hg adicionales. La evaluación estimó que esto reduciría el consumo de energía en aproximadamente 170.000 GJ y generaría ahorros por aproximadamente \$ 1,2 millones anuales.

13.3.5 OPORTUNIDADES DE OSV DE LARGO PLAZO

13.3.5.1 CONSTRUIR UN GASODUCTO DE GAS NATURAL A ALTA PRESIÓN

La evaluación energética detectó que la empresa de suministros local entrega el gas natural a la planta Verdigris a 13 bares. Debido a que los procesos de la planta requieren gas natural a alta presión (38 bares), la planta usa actualmente compresores de gas a vapor para lograr el nivel de presión requerido. La evaluación examinó la posibilidad de construir un gasoducto de alta presión que salga de la planta y que se conecte con el gasoducto de alta presión propiedad de la empresa de suministro de gas natural. Si fuera posible construir un gasoducto así, y si la empresa de suministro accediera a vender a la planta directamente gas natural a alta presión, se estima que se podrían obtener ahorros de 851.000 GJ y de casi \$ 6 millones anuales.

13.3.5.2 MEJORAR LA EFICIENCIA DE LAS CALDERAS AUXILIARES

La evaluación determinó que la eficiencia de la caldera auxiliar de la planta de amoníaco #1 podría mejorarse reduciendo la temperatura de la chimenea de 204 °C a 160 °C. Para esto habría que instalar un precalentador de aire en la chimenea de la caldera para recuperar parte de este calor. Se estimaron ahorros anuales de energía y de costos de 135.000 GJ y \$ 945.000.

13.3.6 RESULTADOS

El personal de la planta Verdigris implementó dos de las recomendaciones más importantes de la evaluación Save Energy Now poco después de que se la terminó y empezó a trabajar en varias otras. Se reequiparon las turbinas de contrapresión con turbinas de condensación y se instaló un deshidratador de bucle en la planta de amoníaco #2. Cada una de las dos medidas generó ahorros de energía anuales de 228.000 GJ, alcanzando ahorros combinados de 456.000 GJ al año. Los ahorros anuales de costos de energía generados por la implementación de las dos medidas están un poco por debajo de los \$ 3,2 millones. Además, la planta contrató los servicios de un consultor para que auditara y reparara las trampas de vapor rotas o defectuosas y compró un detector infrarrojo de fugas para detectar y reparar las fugas de vapor. Los ahorros de energía y de costos totales generados por la implementación de las medidas ascienden en la actualidad a aproximadamente 497.000 GJ y \$ 3,5 millones. Los costos totales de implementación fueron un poco superiores a \$ 3,1 millones. La amortización simple fue un poco inferior a once meses. La planta Verdigris comparte los resultados de la evaluación y las medidas recomendadas que implementó con muchas otras instalaciones de Terra Industries.

El personal de la planta revisó cuidadosamente otras oportunidades detectadas en la evaluación y tomó algunas otras medidas para mejorar la eficiencia del sistema de vapor. Examinaron la caldera de la planta de amoníaco #1 y descubrieron que todas las bobinas de la caldera estaban sucias y que una tenía una fuga. Estimaron que la limpieza y la reparación de las bobinas podrían mejorar la eficiencia del proceso en 0,3 GJ/ton. También evaluaron las turbinas de condensación de la planta de amoníaco #1. En lugar de instalar un enfriador por absorción, decidieron revisar las turbinas de condensación y cambiarles los rotores, limpiar las unidades de enfriamiento y remplazar las toberas de eyección de vapor de baja presión, aprovechando la parada de mantenimiento de la planta en 2007. Las otras medidas recomendadas tienen periodos de amortización muy largos o son demasiado difíciles de implementar. Por ejemplo, la construcción del gasoducto de alta presión generaba muchos problemas relacionados con los permisos y los derechos de paso, y hubiera exigido que se renegociara el contrato de la planta con la empresa de gas natural.

13.4 ESTUDIO DE CASO #4 – DEL MONTE FOODS COMPANY

Este estudio de caso es un extracto de los documentos de la California Energy Commission (CEC). El documento completo se puede consultar en el sitio web CEC Public Interest Energy Research.

13.4.1 OBJETIVO DEL PROYECTO

Colaborar con uno de los productores líderes de alimentos procesados de California, EE.UU, como Del Monte Foods, con el fin de demostrar el uso del ciclo superior (topping) para:

- usar el vapor de alta presión para producir energía mecánica
- usar el escape de vapor de baja presión para calentar procesos

13.4.2 METODOLOGÍA

El procesamiento térmico de frutas y verduras consiste en calentar las latas en un tanque de cocción y luego enfriarlas en un enfriador. El vapor para calentar las latas proviene de calderas de gas. El agua enfriada usada para enfriar las latas proviene, en general, de sistemas de refrigeración eléctricos. La operación de enfriamiento es el cuello de botella del proceso de enlatado a causa de las limitaciones de la evacuación de calor en los meses de verano en los que la demanda de electricidad está en su punto máximo.

Un consultor energético realizó una evaluación completa de las oportunidades de las operaciones de procesamiento térmico en la planta Del Monte en Modesto, California, EE.UU. Se determinó que la estrategia óptima era la integración de las operaciones de calentamiento y enfriamiento usando el concepto de ciclo superior. Esto requiere que el enfriamiento se haga con una turbina de vapor de alta presión y que el calentamiento se haga con el vapor de baja presión del escape.

13.4.3 RESULTADOS

La instalación de la planta Del Monte tiene una turbina de vapor Elliot model 2BYRT conectada directamente con una turbina de vapor acoplada directamente a un enfriador de tornillo Bitzer. La caldera de la planta suministra vapor al enfriador a 10 bares. El escape de vapor de 4 bares de la turbina se usa para para calentar las retortas. El enfriador suministra agua fría a 7,2 °C para enfriar las retortas. La figura 44 es una fotografía del enfriador de tornillo impulsado por la turbina de vapor.

Figura 44: Enfriador de tornillo impulsado por la turbina de vapor



La potencia nominal de la turbina de vapor Elliot es de 65 kW a 4.000 rpm y se estima que el flujo de vapor a través de la misma es de 5 Tph. El costo de la turbina de vapor y los controles fue de aproximadamente \$ 30.000. El enfriador Bitzer tiene una capacidad de refrigeración nominal 86 toneladas (302 kW) y un costo de \$ 56.000 con controles incluidos.

Se estimó que el proyecto lograría reducir el consumo de energía eléctrica en 104 kW durante la temporada alta y en 46 kW durante la temporada baja. Se estimaron ahorros totales de energía eléctrica de 540.000 kW anuales. Se suponía que el consumo de gas natural iba a aumentar en 2.000 GJ a causa de la generación de vapor adicional necesario para contrarrestar el cambio de entalpía en la turbina de vapor. Los ahorros anuales netos del proyecto se estimaron en \$ 45.000.

13.5 ESTUDIO DE CASO #5 – RECUPERACIÓN DEL CONDENSADO DE LOS ESTERILIZADORES DE PASTA DE LOS EVAPORADORES

13.5.1 SISTEMA ORIGINAL

Los esterilizadores de pasta del evaporador se calientan con agua caliente inyectada con vapor directo a 95 °C. El agua caliente sobrante se vierte en el drenaje y la evaporación súbita se ventea a la atmósfera. La figura 45 es una imagen de las operaciones originales de los esterilizadores. Observe el óvalo rojo que muestra el agua caliente que se vierte en el drenaje y en el ambiente. Para que se comprenda el proceso desde el punto de vista del sistema, la figura 46 presenta un esquema del diagrama de flujo del proceso.

13.5.2 CONFIGURACIÓN MEJORADA DEL SISTEMA

El sistema de las figuras 45 y 46 tenía un calentador de inyección directa de vapor que se reemplazó por un intercambiador de calor de tubo y carcasa. El bucle de calentamiento contiene ahora la cantidad exacta de agua que se necesita para operar en un bucle cerrado. El flujo de vapor se regula de acuerdo con las exigencias de la temperatura del agua caliente suministrada por el intercambiador de vapor/

agua caliente. Todo el condensado del nuevo intercambiador de calor retorna por medio de un depósito de condensado y una trampa-bomba. La figura 47 presenta un esquema del nuevo diagrama de flujo del proceso.

Figura 45: Esterilizador de pasta del evaporador



Figura 46: Esquema de flujo del proceso del sistema original de esterilización de pasta del evaporador

Actuales esterilizadores de contacto directo APV

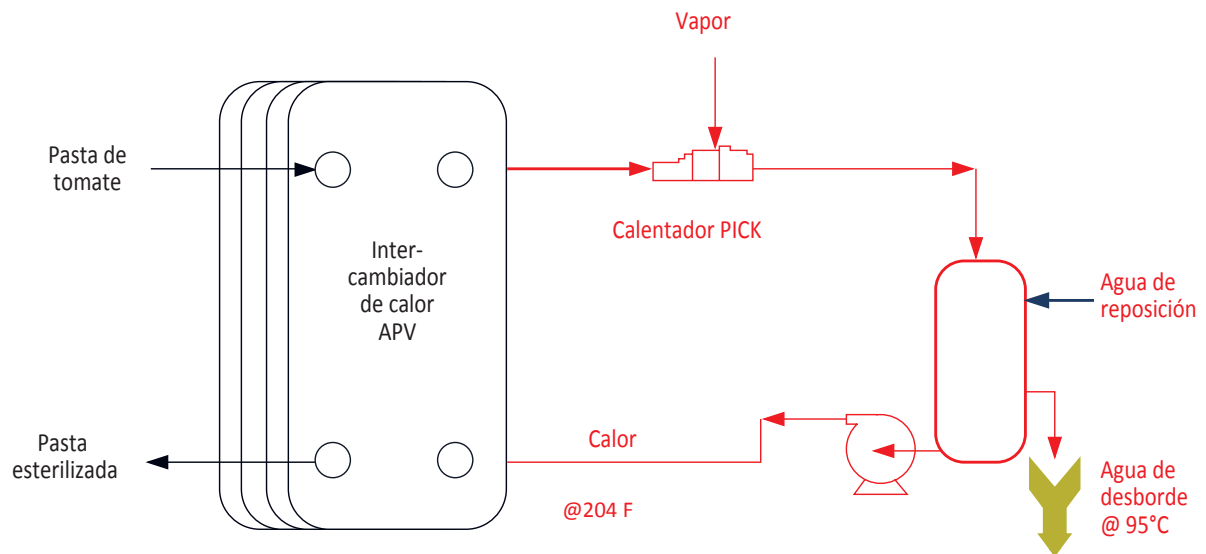
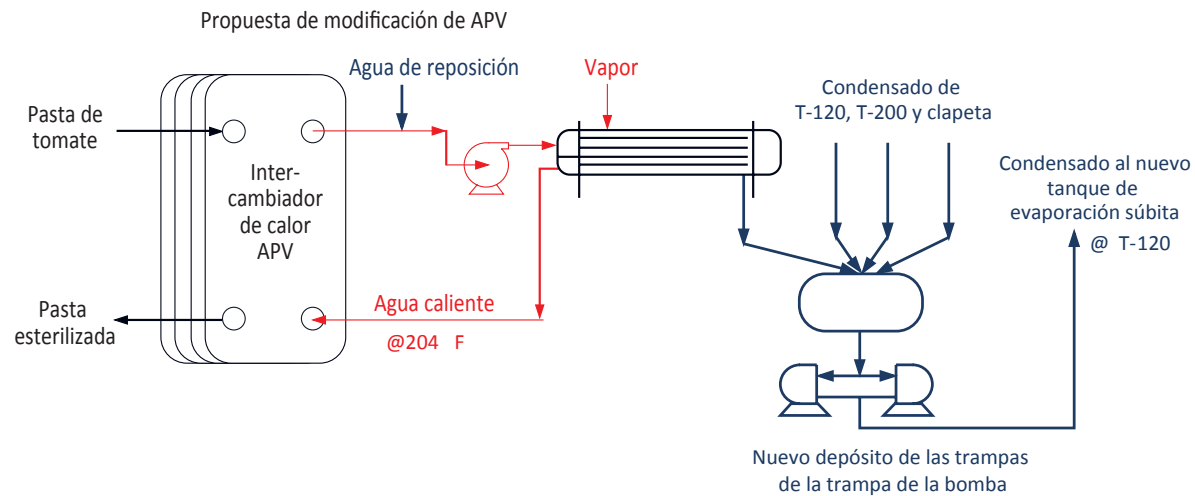


Figura 47: Esquema de flujo del proceso del sistema original de esterilización de pasta del evaporador



13.5.3 RESULTADOS

La reconfiguración de los procesos y de la recuperación del condensado de los esterilizadores de pasta del evaporador generó ahorros energéticos anuales de ~ 30.200 GJ. Esto se tradujo directamente en ahorros de costos anuales por ~ \$ 151.000. La operación de la planta de procesamiento de tomates es estacional (no opera todo el año), el sistema tiene por año solamente 2.400 horas de plena carga y 1.200 horas de 50 % de carga. Sin embargo, la amortización del proyecto fue de ~ 8 meses.

13.6 ESTUDIO DE CASO#6 – OPTIMIZACIÓN DE LAS OPERACIONES A VAPOR O ELECTRICIDAD EN UNA REFINERÍA

13.6.1 SISTEMA ORIGINAL

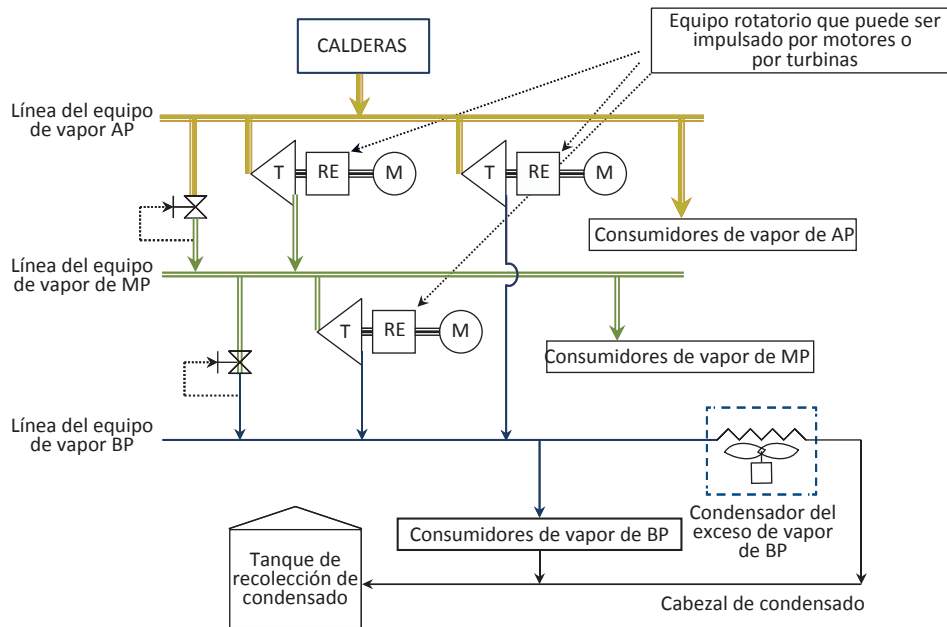
En 1996, se realizó una evaluación energética del sistema de vapor de una refinería de petróleo en el Reino Unido. La refinería posee uno de los sistemas de generación y de distribución más complejos que existen, debido al uso de muchos niveles de cabezales. La optimización de los sistemas de vapor es un desafío dinámico. Durante la auditoría energética de la refinería se detectó lo siguiente:

- La descarga de vapor a través de una estación de reducción de presión de alta presión a media presión fue de ~ 18.850 toneladas/año
- La descarga de vapor a través de una estación de reducción de presión de media presión a baja presión fue de ~ 110.368 toneladas/año
- El venteo de vapor de baja presión fue de ~11.108 toneladas/año

Este (des)balance de vapor y las operaciones de la refinería indican claramente que el personal de la planta no sabía gestionar las operaciones impulsadas por la turbina de vapor o por los motores eléctricos con una configuración optimizada. Lo más importante era que las operaciones eran muy difíciles de optimizar debido a los cambios en los volúmenes de actividad y a la combinación de productos según las estaciones. Por lo tanto, se decidió desarrollar una estrategia de optimización de las operaciones de la turbina de vapor y de los motores eléctricos acorde con las distintas cargas y con las condiciones operativas de la refinería.

Durante la evaluación de la energía se detectó que había muchos equipos rotatorios accionados tanto por turbinas de vapor como por motores eléctricos. Algunos de los equipos rotatorios tenían ambos accionadores en el mismo eje mientras que otros tenían varias unidades con distintas configuraciones de accionamiento. La figura 48 contiene un esquema del sistema general de vapor de la refinería para ilustrar la configuración en su conjunto.

Figura 48: Diagrama del balance del sistema de vapor de la refinería



13.6.2 EVALUACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA

La tabla 16 presenta una lista exhaustiva de todos los accionadores de la refinería. Además, los clasifica según las condiciones de entrada de vapor y contiene información sobre los requerimientos de salida de vapor (Tph) de la operación normal de la turbina. Todas estas turbinas impulsan equipos rotatorios y, por lo tanto, debería considerarse que son dispositivos de flujo de vapor fijo, ya que la potencia del eje requerida está determinada por el proceso y no por la demanda de vapor del cabezal.

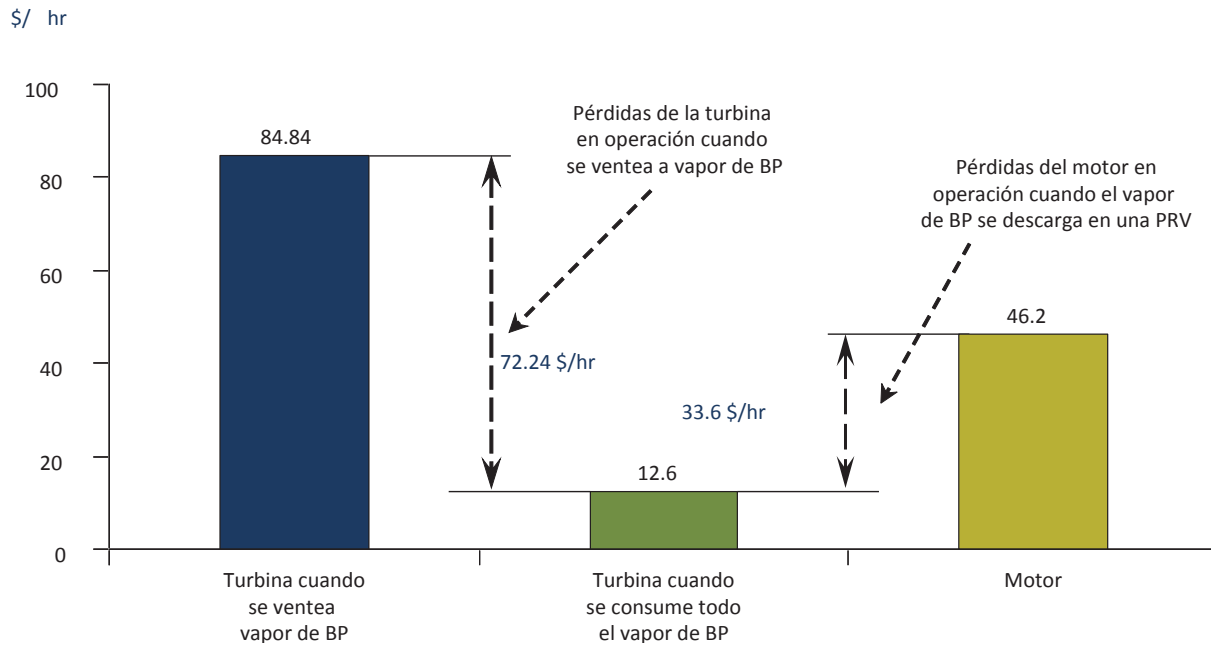
Los análisis de optimización del sistema de vapor permiten calcular los costos de operación de mayor impacto verdaderos de cada turbina, ya sea que el vapor de baja presión de la turbina se use para calentar un proceso en el cabezal de baja presión o que se lo ventee al ambiente. Se comparó cada uno de estos costos operativos con el costo eléctrico de mayor impacto para poder tomar una decisión óptima acerca de la conveniencia de operar con turbinas de vapor o con motores eléctricos. Para ilustrar este ejemplo y la metodología usada con más detalle podemos considerar el compresor de refrigeración de etano (ERC). El costo operativo del compresor de refrigeración de etano usando una turbina de baja presión y venteando el vapor del escape se calcula ~ \$ 84,84/h. Si en cambio se usa el escape de vapor de baja presión para dar calor a un proceso, el costo operativo del compresor de refrigeración sería de sería ~ \$ 12,6/h. La otra posibilidad sería dejar de operar con la turbina de vapor y que el compresor de refrigeración sea accionado por un motor eléctrico. En este caso el costo sería de \$ 46,2/h. Resulta evidente que la estrategia óptima y más efectiva desde el punto de vista de los costos consiste en que el vapor se use después en otros procesos y que cuando haya que ventear vapor de baja presión, se

reemplace alguno de los motores eléctricos y que se opere en cambio con la turbina de vapor correspondiente. La figura 49 muestra el impacto cuantificado.

Tabla 16: Equipo rotatorio impulsado por una turbina de vapor de la refinería del Reino Unido

	Total de turbinas disponibles	Total de turbinas en servicio normalmente	Consumo de vapor normal	
			en lb/hr	T/hr por turbina
turbinas de vapor de AP				
turbinas del compresor de refrigeración de C2	3	2	23830	11,91
turbinas del compresor de aire	2	1	7207	7,21
turbinas de la bomba de alimentación de la caldera	3	3	16847	5,62
turbinas del recalentador del estabilizador	14	12	64924	5,41
bombas #1-4 del intercalentador del estabilizador	4	4	15480	3,87
turbina de la bomba de agua de enfriamiento (MP)	2	2	16757	8,38
bombas #5-7 del intercalentador del estabilizador (MP)	3	2	18257	9,13
turbina del compresor O.H. del estabilizador	2	2	31932	15,97
turbinas de vapor de MP				
bombas del condensado al desgasificador	2	2	3243	1,62
bomba de glicol vaporizante de C3	1	1	1340	1,34
turbina de aceite del sello del compresor de estab. de C2	3	2	2532	1,27
bombas del aceite de lubricación del compresor de OH del estabilizador	2	2	2216	1,11
bombas de las aguas tratadas	2	1	1025	1,02
bombas de aceite del sello del compresor de OH del estabilizador	3	2	1847	0,92
turbina auxiliar del compresor de refrigeración de C3	3	2	1712	0,86

Figura 49: Impacto sobre los costos operativos y optimización del compresor de refrigeración de etano de la refinería



13.6.3 RESULTADOS

La evaluación de la optimización de la operación con turbinas de vapor o con motores eléctricos y la estrategia de gestión de la carga determinaron que las turbinas del compresor de refrigeración de etano, las turbinas del compresor de aire, las turbinas del recalentador del estabilizador, la turbina de aceite del sello del compresor de etano y las turbinas de la bomba de agua tratada podrían pasar de una turbina de vapor a una operación impulsada a motor eléctrico debido a la caída de la demanda de vapor en los cabezales de media y de baja presión provocada por la reducción de las tasas de volúmenes de actividad en la refinería. Esta estrategia de optimización y de gestión de la carga generó ahorros anuales de ~ \$ 30.000 sin ningún costo de implementación.

CONCLUSIONES Y ETAPAS SIGUIENTES

Esperamos que el Manual de capacitación para expertos sobre optimización de sistemas de vapor dé a los lectores una idea de la metodología de investigación para optimizar los sistemas de vapor en su conjunto en relación con los sistemas de vapor industrial. Además, esperamos que los distintos estudios de casos presentados hayan servido para mostrar el trabajo de campo con instrumentos portátiles, la preparación del informe de optimización del sistema de vapor y la implementación de los proyectos. Es posible implementar varias oportunidades de optimización y mejores prácticas que nos ayuden a minimizar los costos operativos, a mejorar el funcionamiento del sistema en su conjunto y a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. En este Manual de capacitación se examinó detalladamente cada una de estas áreas. En la próxima sección les ofrecemos un resumen de lo anterior.

14.1 OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN Y MEJORES PRÁCTICAS DE LOS SISTEMAS DE VAPOR

Esta sección resume todas las oportunidades y las mejores prácticas de los sistemas de vapor de las plantas industriales. También puede servir como una lista de control para los consultores de energía y los usuarios de los sistemas de vapor, para que se aseguren de que sus sistemas de vapor funcionan en su configuración optimizada. Aunque la optimización de los sistemas de vapor puede perseguir varios objetivos, el principal para este Manual de capacitación de expertos es minimizar los costos operativos.

14.1.1 OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN Y MEJORES PRÁCTICAS DEL ÁREA DE GENERACIÓN DE VAPOR

El área de generación de vapor ofrece varias oportunidades de optimización y mejores prácticas, como por ejemplo:

- minimizar el aire en exceso
- instalar equipo de recuperación del calor
- limpiar las superficies de transferencia de calor de la caldera
- mejorar el tratamiento del agua
- instalar un controlador automático de la purga de la caldera
- recuperar energía de la purga de la caldera
- agregar un refractario a la caldera (o repararlo)
- minimizar la cantidad de calderas en funcionamiento
- investigar el cambio de combustible
- optimizar el funcionamiento del desgasificador

14.1.2 OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN Y MEJORES PRÁCTICAS DEL ÁREA DE DISTRIBUCIÓN DE VAPOR

El área de distribución de vapor ofrece varias oportunidades de optimización y mejores prácticas, como por ejemplo:

- reparar las fugas de vapor
- minimizar el venteo de vapor
- asegurarse de que las tuberías de vapor, válvulas, empalmes y vasijas estén bien aislados
- aislar el vapor de las líneas fuera de uso
- minimizar los flujos que pasan por las estaciones de alivio de presión
- reducir la caída de presión en los cabezales
- drenar el condensado de los cabezales de presión

14.1.3 OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN Y MEJORES PRÁCTICAS DEL ÁREA DE LOS USOS FINALES

Es muy difícil abarcar todos los usos finales específicos para cada proceso y planta industrial. La integración de los procesos y de los suministros lleva a una optimización del sistema de energía de la planta en su conjunto y tiene beneficios muy amplios. En la configuración clásica, las estrategias principales para optimizar el área de los usos finales de vapor son:

- eliminar o reducir la cantidad de vapor que el proceso usa
- mejorar la eficiencia del proceso y eliminar el uso inapropiado de vapor
- usar vapor con la menor presión posible, lo que podría permitir generar energía eléctrica
- abastecer toda o parte de la demanda de vapor con una fuente de calor residual
- mejorar el vapor de baja presión (o residual) para que pueda satisfacer las demandas de los procesos que están trabajando con vapor a una presión mucho mayor

14.1.4 OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN Y MEJORES PRÁCTICAS DEL ÁREA DE RECUPERACIÓN DE CONDENSADO

El área de recuperación de condensado ofrece varias oportunidades de optimización y mejores prácticas, como, por ejemplo:

- implementar un programa efectivo de gestión y mantenimiento de las trampas de vapor
- recuperación de la mayor cantidad posible de condensado disponible
- recuperación del condensado cuando su energía térmica es lo mayor posible
- evaporar el condensado de alta presión súbitamente para obtener vapor de baja presión

14.1.5 OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN Y MEJORES PRÁCTICAS DEL ÁREA DE COGENERACIÓN DE ENERGÍA TÉRMICA Y ELÉCTRICA

La oportunidad de optimización de la cogeneración de energía térmica y eléctrica de los sistemas de vapor industrial depende siempre de la comprensión de los beneficios económicos que pudiera haber si se modificara el funcionamiento de las turbinas de vapor. En las aplicaciones de la cogeneración industrial, encontramos dos tipos principales de configuración de turbinas:

- de contrapresión
- de condensación

14.2 NORMA DE EVALUACIÓN DE LOS SISTEMAS DE VAPOR

Es muy importante que las evaluaciones energéticas de un sistema específico sigan un protocolo que determine las expectativas de la industria y de las entregas a cargo de los expertos en energía (consultores). El Manual de capacitación de expertos se basa en gran medida en la norma Energy Assessment for Steam Systems (ASME EA-3-2009). Los expertos y los consultores en energía de los sistemas de vapor deben tener un ejemplar de esta norma. El presente capítulo del Manual de capacitación de expertos brinda un panorama general del protocolo de evaluación y destaca algunas de sus características más sobresalientes.

La norma ASME (ASME EA-3-2009) - Energy Assessment for Steam Systems es una norma no prescriptiva que identifica claramente los procesos, protocolos y entregas de evaluación de vapor. Además de la norma ASME, hay un documento orientativo (ASME EA-3G-2010 Guidance for ASME EA-3, Energy Assessment for Steam Systems) que ayuda a los expertos en energía en la correcta aplicación de la norma durante la evaluación energética.

Se espera que el uso de la norma y del documento orientativo que la acompaña incremente la cantidad y la calidad de las evaluaciones energéticas que se realizan, obteniéndose así ahorros potenciales significativos de costos energéticos mediante la implementación de la optimización de los sistemas de vapor. La norma y el documento orientativo están destinados a los gerentes de energía, gerentes de las instalaciones, ingenieros de las plantas, consultores de energía, gerentes de mantenimiento, gerentes de plantas, y gerentes de medio ambiente, salud pública y seguridad de todo tipo de industrias

14.3 RECOPIACIÓN DE DATOS E INSTRUMENTOS PORTÁTILES

Las evaluaciones de los sistemas de vapor industrial requieren que se recopilen una cantidad considerable de datos. Los datos pueden estar en varios formatos distintos y dependerán de las características específicas de la planta industrial, del sistema que se está evaluando, del alcance de la evaluación y de los proyectos de optimización de sistemas de vapor que se evalúan en concreto para el sistema en cuestión. En general, la estrategia de recopilación de datos se centra en dos áreas de recopilación de datos:

- información sobre el diseño
- datos operativos

A nivel de los sistemas de vapor industrial, es habitual que se midan los siguientes datos operativos de los procesos y de los suministros:

- temperatura
- presión
- flujo
- análisis de la combustión
- uso de la energía
- química del agua
- producción de energía eléctrica

La mayoría de los sistemas de suministro de las plantas industriales, tales como los sistemas de vapor, no cuentan con los instrumentos suficientes para calcular de manera detallada el balance de masa y de energía del sistema. Esto hace que sea muy difícil analizar los sistemas de vapor industrial y comprender sus condiciones operativas para poder identificar las oportunidades de optimización del

sistema. Durante las evaluaciones de sistemas de vapor, hay que usar instrumentos portátiles siempre que sea posible para obtener así datos operativos instantáneos que se puedan usar para determinar las oportunidades de optimización del sistema de vapor. A veces, los instrumentos portátiles son un excelente medio para verificar el funcionamiento de los instrumentos *in situ*.

Por último, puede ser que para medir un proceso o una variable de suministro determinados haya varios instrumentos o que se necesiten varios instrumentos. Es muy importante que el experto en energía del sistema de vapor comprenda las funcionalidades y las capacidades de los instrumentos portátiles y que tenga acceso a los mismos durante la evaluación energética del sistema de vapor de una planta industrial.

14.4 INFORME DE LA EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE VAPOR

Después de terminar la evaluación del sistema de vapor industrial, el experto debe presentar un informe al personal de la planta. La forma de este informe puede variar, pero se supone que, como mínimo, tiene que haber una reunión de cierre después de la evaluación de la planta. Posteriormente, se debe elaborar un “Informe de síntesis de la evaluación del sistema de vapor” con todos los detalles correspondientes. Es imperativo que el experto en sistemas de vapor presente este informe final al personal de la planta en un plazo razonable (por ejemplo, entre tres y cuatro semanas después de la evaluación).

El experto en energía debe hacer todo lo que sea posible para que esta reunión de cierre de la evaluación energética de los sistemas de vapor sea hecha con la presencia del personal de la planta y que asistan a la misma los directivos, los responsables de las decisiones referentes a la implementación de los proyectos y todo el personal de la planta que participó en las tareas relacionadas con la evaluación energética realizada en la instalación. La reunión de cierre debería servir para que todos los presentes acepten la lista de las oportunidades de mejora que se hayan identificado durante la evaluación. La mejor manera de organizar la reunión de cierre consiste en programarla antes de que empiece la evaluación e invitar a todas las personas que deberían participar en ella.

El informe final de la evaluación del sistema de vapor es el documento que abarca toda la información referente a la evaluación y los resultados de la misma. No tiene un formato ni sigue un modelo en particular, pero se supone que debe ser lo suficientemente completo como para que el personal de la planta entienda todos los datos que integran la evaluación, los análisis que se realizaron y la cuantificación de las oportunidades potenciales de optimización identificadas durante la evaluación. Además, el informe debe contener recomendaciones cualitativas u oportunidades cuyos beneficios no puedan ser cuantificados hasta que no se realice un proceso de debida diligencia adicional. El capítulo 12 presenta las secciones generales del informe (como se los suele preparar en las evaluaciones de sistemas de vapor realizadas por el Departamento de energía de los Estados Unidos), con una breve descripción y ejemplos (en los casos en los que es posible). Los expertos en sistema de vapor pueden seguir este formato de informe, que podría estandarizarse para usarlo en el futuro.

14.5 ETAPAS SIGUIENTES

Los participantes del curso de expertos en optimización de sistemas de vapor recibieron la capacitación necesaria para usar las distintas herramientas y recursos necesarios para realizar evaluaciones de sistemas de vapor detalladas y para proponer posteriormente proyectos de implementación.

Los expertos en sistemas de vapor deben trabajar junto con las plantas industriales y desarrollar planes de acción tendientes a evaluar sus sistemas vapor. Deberían comenzar con una exploración simple e ir recopilando la información necesaria para lograr entender el sistema y para identificar todas las mejores prácticas que están en vigencia.

Deben trabajar con las plantas industriales, realizando evaluaciones energéticas detalladas (con su grado de inversión) para identificar las áreas con oportunidades de optimización. Luego deben producir un informe de la evaluación del sistema de vapor que cuantifique claramente las oportunidades de optimización del mismo y los costos de la implementación de los proyectos. La planta industrial debe utilizar este informe para implementar los proyectos de optimización de su sistema de vapor.

REFERENCIAS

1. Programa de tecnologías industriales del Departamento de energía de los Estados Unidos - Steam BestPractices Software Tools
<http://www1.eere.energy.gov/industry/bestpractices/software.html>
2. Programa de tecnologías industriales del Departamento de energía de los Estados Unidos - Steam BestPractices Publications
<http://www1.eere.energy.gov/industry/bestpractices/publications.asp>
3. Harrell, Greg, Steam System Survey Guide, ORNL/TM-2001/263, mayo de 2002.
4. Programa de tecnologías industriales del Departamento de energía de los Estados Unidos, Improving Steam System Performance – A Sourcebook for Industry, septiembre de 2010.
5. Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos, Fired Steam Generators – Performance Test Codes, ASME PTC-4, 2008.
6. Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos, Energy Assessment for Steam Systems, ASME EA-3-2009.
7. Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos, Guidance for ASME EA-3, Energy Assessment for Steam Systems, ASME EA-3G-2010.
8. Heinz, B. y Singh, M., Steam Turbines – Design, Applications and Rerating, 2ª edición, McGraw Hill, 2009.
9. Flynn, D., The NALCO Water Handbook, 2ª edición, 2009.
10. Avallone, E., Baumeister, T. y Sadegh, A., Marks' Standard Handbook for Mechanical Engineers, 11ª edición, 2006.
11. Green, D. y Perry, R., Perry's Chemical Engineers' Handbook, 8ª edición, 2007.
12. Kenneth, O., Industrial Boiler Management: An Operator's Guide.
13. Moran, M. y Shapiro, H., Fundamentals of Engineering Thermodynamics, 6ª edición, John Wiley & Sons, Inc., 2008.
14. Lemmon E. W., Huber M. L. y McLinden M. O., REFPROP, NIST Standard Reference Database 23, versión 9.0, 2010.

APÉNDICE A: TABLAS DE VAPOR (DEL REFPROP)

A.1 Propiedades del líquido y del vapor saturados (según la presión)

Temperature T _s	Absolute Pressure	Liquid Density kg/m ³	Vapor Density kg/m ³	Liquid Enthalpy kJ/kg	Vapor Enthalpy kJ/kg	Liquid Entropy kJ/kg·K	Vapor Entropy kJ/kg·K
81.32	1.50	970.940	0.309	340.54	2645.20	1.0912	7.5930
99.61	1.50	958.630	0.590	417.50	2674.90	1.3028	7.3588
111.35	1.50	949.920	0.863	467.13	2693.10	1.4337	7.2230
120.21	2.00	942.940	1.129	504.70	2706.20	1.5302	7.1269
127.41	2.50	937.020	1.392	535.34	2716.50	1.6072	7.0524
133.52	3.00	931.820	1.651	561.43	2724.90	1.6717	6.9916
138.86	3.50	927.150	1.908	584.26	2732.00	1.7274	6.9401
143.61	4.00	922.890	2.163	604.65	2738.10	1.7765	6.8955
147.90	4.50	918.960	2.416	623.14	2743.40	1.8205	6.8560
151.83	5.00	915.290	2.668	640.09	2748.10	1.8604	6.8207
155.46	5.50	911.850	2.919	655.76	2752.30	1.8970	6.7886
158.83	6.00	908.590	3.169	670.38	2756.10	1.9308	6.7592
161.98	6.50	905.510	3.418	684.08	2759.60	1.9623	6.7322
164.95	7.00	902.560	3.666	697.00	2762.80	1.9918	6.7071
167.75	7.50	899.740	3.914	709.24	2765.60	2.0195	6.6836
170.41	8.00	897.040	4.161	720.86	2768.30	2.0457	6.6616
172.94	8.50	894.430	4.407	731.95	2770.80	2.0705	6.6409
175.35	9.00	891.920	4.654	742.56	2773.00	2.0940	6.6213
177.66	9.50	889.480	4.900	752.74	2775.10	2.1165	6.6027
179.88	10.00	887.130	5.145	762.52	2777.10	2.1381	6.5850
182.01	10.50	884.840	5.390	771.94	2778.90	2.1587	6.5681
184.06	11.00	882.620	5.635	781.03	2780.60	2.1785	6.5520
186.04	11.50	880.460	5.880	789.82	2782.20	2.1976	6.5365
187.96	12.00	878.350	6.125	798.33	2783.70	2.2159	6.5217
189.81	12.50	876.290	6.370	806.58	2785.10	2.2337	6.5074
191.60	13.00	874.280	6.614	814.60	2786.50	2.2508	6.4936
193.35	13.50	872.310	6.859	822.39	2787.70	2.2674	6.4803
195.04	14.00	870.390	7.103	829.97	2788.80	2.2835	6.4675
196.69	14.50	868.500	7.348	837.35	2789.90	2.2992	6.4550
198.29	15.00	866.650	7.592	844.56	2791.00	2.3143	6.4430
199.85	15.50	864.840	7.837	851.59	2791.90	2.3291	6.4313
201.37	16.00	863.050	8.082	858.46	2792.80	2.3435	6.4199
202.86	16.50	861.300	8.326	865.17	2793.70	2.3575	6.4089
204.31	17.00	859.580	8.571	871.74	2794.50	2.3711	6.3981
205.73	17.50	857.890	8.816	878.17	2795.20	2.3845	6.3877
207.11	18.00	856.220	9.061	884.47	2795.90	2.3975	6.3775
208.47	18.50	854.580	9.306	890.65	2796.60	2.4102	6.3675
209.80	19.00	852.960	9.551	896.71	2797.20	2.4227	6.3578
211.10	19.50	851.370	9.796	902.66	2797.80	2.4348	6.3483
212.38	20.00	849.800	10.042	908.50	2798.30	2.4468	6.3390

APÉNDICE A: TABLAS DE VAPOR (DEL REFPROP) (CONTINUACIÓN)

A.1 Propiedades del líquido y del vapor saturados (según la presión)

Temperature °C	Absolute Pressure bar	Liquid Density kg/m ³	Vapor Density kg/m ³	Liquid Enthalpy kJ/kg	Vapor Enthalpy kJ/kg	Liquid Entropy kJ/kg·K	Vapor Entropy kJ/kg·K
213.63	30.30	848.250	10.287	914.24	2798.80	2.4584	6.3299
214.86	31.00	846.720	10.533	919.87	2799.30	2.4699	6.3210
216.06	31.50	845.210	10.779	925.42	2799.70	2.4811	6.3123
217.25	32.00	843.720	11.026	930.87	2800.10	2.4921	6.3038
218.41	32.50	842.240	11.272	936.24	2800.50	2.5029	6.2954
219.56	33.00	840.790	11.519	941.53	2800.80	2.5136	6.2872
220.68	33.50	839.350	11.766	946.74	2801.10	2.5240	6.2791
221.79	34.00	837.920	12.013	951.87	2801.40	2.5343	6.2712
222.88	34.50	836.510	12.260	956.92	2801.70	2.5443	6.2634
223.95	35.00	835.120	12.508	961.91	2801.90	2.5543	6.2558
225.01	35.50	833.740	12.756	966.82	2802.10	2.5640	6.2483
226.05	36.00	832.370	13.004	971.67	2802.30	2.5736	6.2409
227.07	36.50	831.020	13.253	976.46	2802.50	2.5831	6.2336
228.08	37.00	829.680	13.501	981.18	2802.70	2.5924	6.2264
229.08	37.50	828.360	13.750	985.85	2802.80	2.6016	6.2194
230.06	38.00	827.040	14.000	990.46	2802.90	2.6106	6.2124
231.02	38.50	825.740	14.250	995.01	2803.00	2.6195	6.2056
231.98	39.00	824.450	14.500	999.51	2803.10	2.6283	6.1988
232.92	39.50	823.170	14.750	1004.00	2803.10	2.6370	6.1921
233.85	40.00	821.900	15.001	1008.30	2803.20	2.6455	6.1856
234.77	40.50	820.640	15.251	1012.70	2803.20	2.6540	6.1791
235.68	41.00	819.390	15.503	1017.00	2803.20	2.6623	6.1727
236.57	41.50	818.150	15.754	1021.20	2803.20	2.6706	6.1664
237.46	42.00	816.920	16.006	1025.40	2803.10	2.6787	6.1602
238.33	42.50	815.710	16.259	1029.60	2803.10	2.6867	6.1540
239.20	43.00	814.490	16.512	1033.70	2803.00	2.6946	6.1479
240.05	43.50	813.290	16.765	1037.80	2803.00	2.7025	6.1419
240.90	44.00	812.100	17.018	1041.80	2802.90	2.7102	6.1360
241.73	44.50	810.910	17.272	1045.80	2802.80	2.7178	6.1301
242.56	45.00	809.740	17.526	1049.80	2802.60	2.7254	6.1243
243.37	45.50	808.570	17.781	1053.70	2802.50	2.7329	6.1186
244.18	46.00	807.410	18.036	1057.60	2802.40	2.7403	6.1129
244.98	46.50	806.250	18.291	1061.50	2802.20	2.7476	6.1073
245.77	47.00	805.100	18.547	1065.30	2802.10	2.7549	6.1018
246.56	47.50	803.960	18.803	1069.10	2801.90	2.7620	6.0963
247.33	48.00	802.830	19.059	1072.80	2801.70	2.7691	6.0908
248.10	48.50	801.710	19.316	1076.50	2801.50	2.7761	6.0854
248.86	49.00	800.590	19.574	1080.20	2801.30	2.7831	6.0801
249.61	49.50	799.470	19.832	1083.90	2801.10	2.7900	6.0748
250.35	50.00	798.370	20.090	1087.50	2800.80	2.7968	6.0696
251.09	50.50	797.270	20.349	1091.10	2800.60	2.8035	6.0644
251.82	51.00	796.170	20.608	1094.70	2800.30	2.8102	6.0592
252.55	51.50	795.080	20.867	1098.20	2800.10	2.8168	6.0542
253.26	52.00	794.000	21.127	1101.70	2799.80	2.8234	6.0491
253.98	52.50	792.930	21.388	1105.20	2799.50	2.8299	6.0441
254.68	53.00	791.850	21.649	1108.70	2799.20	2.8363	6.0391
255.38	53.50	790.790	21.910	1112.10	2798.90	2.8427	6.0342
256.07	54.00	789.730	22.172	1115.50	2798.60	2.8490	6.0293
256.76	54.50	788.670	22.434	1118.90	2798.30	2.8553	6.0245
257.44	55.00	787.620	22.697	1122.20	2797.90	2.8615	6.0197

APÉNDICE A: TABLAS DE VAPOR (DEL REFPROP) (CONTINUACIÓN)

A.1 Propiedades del líquido y del vapor saturados (según la presión)

Temperature °C	Absolute Pressure bar	Liquid Density kg/m ³	Vapor Density kg/m ³	Liquid Enthalpy kJ/kg	Vapor Enthalpy kJ/kg	Liquid Entropy kJ/kg-K	Vapor Entropy kJ/kg-K
258.11	45.50	786.570	22.960	1125.60	2797.60	2.8677	6.0150
258.78	46.30	785.530	23.224	1128.90	2797.30	2.8738	6.0102
259.44	46.50	784.500	23.488	1132.20	2796.90	2.8799	6.0055
260.10	47.00	783.470	23.753	1135.50	2796.50	2.8859	6.0009
260.75	47.50	782.440	24.018	1138.70	2796.20	2.8918	5.9963
261.40	48.00	781.420	24.284	1141.90	2795.80	2.8978	5.9917
262.04	48.50	780.400	24.550	1145.10	2795.40	2.9036	5.9871
262.68	48.80	779.380	24.816	1148.30	2795.00	2.9095	5.9826
263.31	49.00	778.370	25.084	1151.50	2794.60	2.9153	5.9781
263.94	50.00	777.370	25.351	1154.60	2794.20	2.9210	5.9737
264.56	50.50	776.370	25.619	1157.80	2793.80	2.9267	5.9692
265.18	51.00	775.370	25.888	1160.90	2793.40	2.9323	5.9648
265.79	51.50	774.380	26.157	1164.00	2792.90	2.9380	5.9605
266.40	52.00	773.390	26.427	1167.00	2792.50	2.9435	5.9561
267.01	52.50	772.400	26.697	1170.10	2792.00	2.9491	5.9518
267.61	53.00	771.420	26.968	1173.10	2791.60	2.9546	5.9475
268.20	53.50	770.440	27.240	1176.10	2791.10	2.9600	5.9433
268.79	54.00	769.460	27.512	1179.10	2790.70	2.9654	5.9391
269.38	54.50	768.490	27.784	1182.10	2790.20	2.9708	5.9348
269.97	55.00	767.520	28.057	1185.10	2789.70	2.9762	5.9307
270.54	55.50	766.550	28.331	1188.00	2789.20	2.9815	5.9265
271.12	56.00	765.590	28.605	1191.00	2788.70	2.9868	5.9224
271.69	56.50	764.630	28.879	1193.90	2788.20	2.9920	5.9183
272.26	57.00	763.670	29.155	1196.80	2787.70	2.9972	5.9142
272.82	57.50	762.720	29.431	1199.70	2787.20	3.0024	5.9101
273.38	58.00	761.770	29.707	1202.60	2786.70	3.0075	5.9061
273.94	58.50	760.820	29.984	1205.40	2786.20	3.0126	5.9021
274.49	59.00	759.880	30.262	1208.30	2785.70	3.0177	5.8981
275.04	59.50	758.940	30.540	1211.10	2785.10	3.0228	5.8941
275.58	60.00	758.000	30.818	1213.90	2784.60	3.0278	5.8901
276.13	60.50	757.060	31.098	1216.70	2784.00	3.0328	5.8862
276.67	61.00	756.130	31.378	1219.50	2783.50	3.0377	5.8823
277.20	61.50	755.200	31.658	1222.30	2782.90	3.0427	5.8784
277.73	62.00	754.270	31.940	1225.10	2782.40	3.0476	5.8745
278.26	62.50	753.340	32.221	1227.80	2781.80	3.0524	5.8706
278.79	63.00	752.420	32.504	1230.50	2781.20	3.0573	5.8668
279.31	63.50	751.500	32.787	1233.30	2780.60	3.0621	5.8630
279.83	64.00	750.580	33.070	1236.00	2780.10	3.0669	5.8592
280.34	64.50	749.660	33.355	1238.70	2779.50	3.0716	5.8554
280.86	65.00	748.750	33.640	1241.40	2778.90	3.0764	5.8516
281.37	65.50	747.840	33.925	1244.10	2778.30	3.0811	5.8478
281.87	66.00	746.930	34.211	1246.70	2777.70	3.0858	5.8441
282.38	66.50	746.020	34.498	1249.40	2777.10	3.0904	5.8404
282.88	67.00	745.110	34.786	1252.00	2776.40	3.0951	5.8367
283.38	67.50	744.210	35.074	1254.70	2775.80	3.0997	5.8330
283.87	68.00	743.310	35.363	1257.30	2775.20	3.1043	5.8293
284.37	68.50	742.410	35.652	1259.90	2774.60	3.1088	5.8256
284.86	69.00	741.510	35.943	1262.50	2773.90	3.1134	5.8220
285.34	69.50	740.620	36.234	1265.10	2773.30	3.1179	5.8184
285.83	70.00	739.720	36.525	1267.70	2772.60	3.1224	5.8148

APÉNDICE A: TABLAS DE VAPOR (DEL REFPROP)

A.2 Propiedades del líquido y del vapor saturados (según la temperatura)

Temperature °C	Absolute Pressure bar	Liquid Density kg/m ³	Vapor Density kg/m ³	Liquid Enthalpy kJ/kg	Vapor Enthalpy kJ/kg	Liquid Entropy kJ/kg-K	Vapor Entropy kJ/kg-K
10	0.01	999.650	0.009	42.02	2519.20	0.1511	8.8998
20	0.02	998.160	0.017	83.91	2537.40	0.2965	8.6660
30	0.04	995.610	0.030	125.73	2555.50	0.4368	8.4520
40	0.07	992.180	0.051	167.53	2573.50	0.5724	8.2555
50	0.12	988.000	0.083	209.34	2591.30	0.7038	8.0748
60	0.20	983.160	0.130	251.18	2608.80	0.8313	7.9081
70	0.31	977.730	0.198	293.07	2626.10	0.9551	7.7540
80	0.47	971.770	0.294	335.01	2643.00	1.0756	7.6111
90	0.70	965.300	0.424	377.04	2659.50	1.1929	7.4781
99.61	1.00	958.630	0.590	417.50	2674.90	1.3028	7.3588
100	1.01	958.350	0.598	419.17	2675.60	1.3072	7.3541
110	1.43	950.950	0.827	461.42	2691.10	1.4188	7.2381
120	1.99	943.110	1.122	503.81	2705.90	1.5279	7.1291
130	2.70	934.830	1.497	546.38	2720.10	1.6346	7.0264
140	3.62	926.130	1.967	589.16	2733.40	1.7392	6.9293
150	4.76	917.010	2.548	632.18	2745.90	1.8418	6.8371
160	6.18	907.450	3.260	675.47	2757.40	1.9426	6.7491
170	7.92	897.450	4.122	719.08	2767.90	2.0417	6.6650
180	10.03	887.000	5.159	763.05	2777.20	2.1392	6.5840
190	12.55	876.080	6.395	807.43	2785.30	2.2355	6.5059
200	15.55	864.660	7.861	852.27	2792.00	2.3305	6.4302
210	19.08	852.720	9.589	897.63	2797.30	2.4245	6.3563
220	23.20	840.220	11.615	943.58	2800.90	2.5177	6.2840
230	27.97	827.120	13.985	990.19	2802.90	2.6101	6.2128
240	33.47	813.370	16.749	1037.60	2803.00	2.7020	6.1423
250	39.76	798.890	19.967	1085.80	2800.90	2.7935	6.0721
260	46.92	783.630	23.712	1135.00	2796.60	2.8849	6.0016
270	55.03	767.460	28.073	1185.30	2789.70	2.9765	5.9304
280	64.17	750.280	33.165	1236.90	2779.90	3.0685	5.8579
290	74.42	731.910	39.132	1290.00	2766.70	3.1612	5.7834
300	85.88	712.140	46.168	1345.00	2749.60	3.2552	5.7059
310	98.65	690.670	54.541	1402.20	2727.90	3.3510	5.6244
311	100.00	688.420	55.463	1408.10	2725.50	3.3606	5.6160

APÉNDICE A: TABLAS DE VAPOR (DEL REFPROP)

A.3 Propiedades del vapor supercalentado (según la presión)

Temperature	Absolute Pressure	Density	Enthalpy	Entropy
°C	bar	kg/m ³	kJ/kg	kJ/kg-K
120	1.0	0.558	2716.60	7.4678
140	1.0	0.529	2756.70	7.5672
160	1.0	0.504	2796.40	7.6610
180	1.0	0.481	2836.00	7.7503
200	1.0	0.460	2875.50	7.8356
140	3.0	1.621	2739.40	7.0269
160	3.0	1.537	2782.60	7.1291
180	3.0	1.462	2824.60	7.2239
200	3.0	1.396	2865.90	7.3131
220	3.0	1.336	2906.80	7.3978
180	7.0	3.512	2799.40	6.7893
200	7.0	3.333	2845.30	6.8884
220	7.0	3.177	2889.50	6.9799
240	7.0	3.037	2932.70	7.0658
260	7.0	2.912	2975.20	7.1472
200	10.0	4.854	2828.30	6.6955
220	10.0	4.609	2875.50	6.7934
240	10.0	4.394	2920.90	6.8836
260	10.0	4.204	2965.10	6.9681
280	10.0	4.032	3008.60	7.0482
220	15.0	7.110	2850.20	6.5659
240	15.0	6.743	2900.00	6.6649
260	15.0	6.425	2947.40	6.7555
280	15.0	6.144	2993.30	6.8400
300	15.0	5.893	3038.20	6.9198
220	20.0	9.787	2821.60	6.3867
240	20.0	9.217	2877.20	6.4973
260	20.0	8.740	2928.50	6.5952
280	20.0	8.330	2977.10	6.6849
300	20.0	7.968	3024.20	6.7684
250	25.0	11.487	2880.90	6.4107
275	25.0	10.732	2947.40	6.5350
300	25.0	10.107	3009.60	6.6459
325	25.0	9.574	3069.10	6.7476
350	25.0	9.109	3127.00	6.8424
375	25.0	8.696	3183.90	6.9319
400	25.0	8.325	3240.10	7.0170
275	40.0	18.313	2887.30	6.2312
300	40.0	16.987	2961.70	6.3639
325	40.0	15.928	3029.50	6.4797
350	40.0	15.044	3093.30	6.5843

APÉNDICE A: TABLAS DE VAPOR (DEL REFPROP) (CONTINUACIÓN)

A.3 Propiedades del vapor supercalentado (según la presión)

Temperature	Absolute Pressure	Density	Enthalpy	Entropy
°C	bar	kg/m ³	kJ/kg	kJ/kg-K
375	40.0	14.284	3154.70	6.6809
400	40.0	13.618	3214.50	6.7714
425	40.0	13.026	3273.20	6.8570
300	60.0	27.632	2885.50	6.0703
325	60.0	25.389	2969.50	6.2137
350	60.0	23.668	3043.90	6.3357
375	60.0	22.269	3112.80	6.4441
400	60.0	21.088	3178.20	6.5432
425	60.0	20.068	3241.40	6.6352
450	60.0	19.170	3302.90	6.7219
300	80.0	41.188	2786.50	5.7937
325	80.0	36.488	2898.40	5.9851
350	80.0	33.361	2988.10	6.1321
375	80.0	31.007	3066.90	6.2561
400	80.0	29.117	3139.40	6.3658
425	80.0	27.538	3207.70	6.4655
450	80.0	26.182	3273.30	6.5579
325	100.0	50.308	2810.30	5.7596
350	100.0	44.564	2924.00	5.9459
375	100.0	40.719	3016.30	6.0911
400	100.0	37.827	3097.40	6.2141
425	100.0	35.509	3172.00	6.3229
450	100.0	33.578	3242.30	6.4219
475	100.0	31.923	3309.70	6.5135

APÉNDICE A: TABLAS DE VAPOR (DEL REFPROP)

A.4 Propiedades del líquido subenfriado (según la presión)

Temperature	Absolute Pressure	Density	Enthalpy	Entropy
°C	bar	kg/m ³	kJ/kg	kJ/kg-K
90	1.01	965.310	377.06	1.1928
65	1.01	980.550	272.18	0.8936
40	1.01	992.220	167.62	0.5724
10	1.01	999.700	42.119	0.1511
90	3.0	965.400	377.22	1.1927
65	3.0	980.640	272.34	0.8935
90	7.0	965.580	377.53	1.1924
65	7.0	980.810	272.68	0.8933
90	10.0	965.720	377.76	1.1922
65	10.0	980.950	272.92	0.8931
90	15.0	965.950	378.15	1.1918
65	15.0	981.160	273.34	0.8928
90	20.0	966.180	378.53	1.1915
65	20.0	981.380	273.75	0.8925
90	25.0	966.400	378.92	1.1911
65	25.0	981.600	274.17	0.8923
90	40.0	967.090	380.08	1.1900
65	40.0	982.260	275.41	0.8914
90	60.0	967.990	381.63	1.1886
65	60.0	983.120	277.07	0.8903
90	80.0	968.890	383.18	1.1872
65	80.0	983.990	278.72	0.8892
90	100.0	969.780	384.73	1.1858
65	100.0	984.850	280.38	0.8881

APÉNDICE B: TABLAS DE PÉRDIDAS DE LA CHIMENEA
 (Basados en el modelo de combustión desarrollado por Greg Harrell, Ph.D., P.E., EMSCAS)
 B.1 Composición del combustible

Fuel Composition and Properties	Coal (Bituminous) Water - 4%, Ash - 7%	Coal (Bituminous) Water - 5%, Ash - 35%	Coal (Bituminous) Water - 10%, Ash - 15%	Green Wood	Natural Gas
	0.6709	0.4942	0.6539	0.1234	0.0500
	0.2662	0.3677	0.2224	0.0000	0.0000
	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.0057	0.0144	0.0080	0.0000	0.0110
	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.0225	0.0295	0.0210	0.0000	0.0340
	0.0033	0.0021	0.0035	0.0004	0.0060
	0.0226	0.0374	0.0691	0.7889	0.0000
	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.0087	0.0546	0.0221	0.0034	0.0000
	0.0015	0.0097	0.0039	0.0006	0.0000
	0.0055	0.0345	0.0140	0.0022	0.0000
	0.0016	0.0245	0.0042	0.0006	0.0000
	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
	10.7340	13.4790	12.4549	29.6086	16.8182
	31.788	22.282	25.857	9.686	54.205
	30.603	20.958	24.826	7.869	48.906

APÉNDICE B: TABLAS DE PÉRDIDAS DE LA CHIMENEA
 (Basados en el modelo de combustión desarrollado por Greg Harrell, Ph.D., P.E., EMSCAS)
 B.2 Pérdidas de la chimenea para el gas natural

Stack Loss Table for		Natural Gas													
Flue Gas Oxygen Content Wet Basis [%]	Flue Gas Oxygen Content Dry Basis [%]	Comb Conc [ppm]	Stack Loss [% of fuel Higher Heating Value input]												
			100	120	140	160	180	200	220	240	260	280	300	320	
			Net Stack Temperature [$\Delta^{\circ}\text{C}$] {Difference between flue gas exhaust temperature and ambient temperature}												
1.0	1.2	0	13.6	14.4	15.2	15.9	16.7	17.5	18.3	19.1	19.9	20.7	21.5	22.3	
2.0	2.4	0	13.8	14.6	15.4	16.2	17.1	17.9	18.7	19.6	20.4	21.3	22.1	23.0	
3.0	3.6	0	14.0	14.8	15.7	16.6	17.4	18.3	19.2	20.1	21.0	21.9	22.7	23.6	
4.0	4.7	0	14.2	15.1	16.0	16.9	17.9	18.8	19.7	20.6	21.6	22.5	23.5	24.4	
5.0	5.8	0	14.5	15.4	16.4	17.4	18.3	19.3	20.3	21.3	22.3	23.3	24.3	25.3	
6.0	6.9	0	14.8	15.8	16.8	17.8	18.9	19.9	21.0	22.0	23.1	24.1	25.2	26.2	
7.0	8.0	0	15.1	16.2	17.3	18.4	19.5	20.6	21.7	22.8	24.0	25.1	26.2	27.3	
8.0	9.1	0	15.5	16.7	17.8	19.0	20.2	21.4	22.6	23.8	25.0	26.2	27.4	28.6	
9.0	10.1	0	15.9	17.2	18.5	19.7	21.0	22.3	23.6	24.9	26.2	27.5	28.8	30.1	
10.0	11.1	0	16.5	17.9	19.2	20.6	22.0	23.4	24.8	26.2	27.6	29.0	30.5	31.9	
Actual Exhaust T [$^{\circ}\text{C}$]			120	140	160	180	200	220	240	260	280	300	320	340	
Ambient T [$^{\circ}\text{C}$]			20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	

APÉNDICE B: TABLAS DE PÉRDIDAS DE LA CHIMENEA

(Basados en el modelo de combustión desarrollado por Greg Harrell, Ph.D., P.E., EMSCAS)
B.3 Pérdidas de la chimenea para el fuel oil 2

Stack Loss Table for		Number 2 Fuel Oil												
		Stack Loss [% of fuel Higher Heating Value input]												
Flue Gas Oxygen Content Wet Basis [%]	Flue Gas Oxygen Content Dry Basis [%]	Comb Conc [ppm]	Net Stack Temperature [$\Delta^{\circ}\text{C}$] (Difference between flue gas exhaust temperature and ambient temperature)											
			120	140	160	180	200	220	240	260	280	300	320	340
1.0	1.1	0	10.2	11.0	11.7	12.5	13.2	14.0	14.8	15.6	16.3	17.1	17.9	18.7
2.0	2.2	0	10.4	11.2	12.0	12.8	13.6	14.4	15.2	16.0	16.8	17.7	18.5	19.3
3.0	3.3	0	10.7	11.5	12.3	13.2	14.0	14.8	15.7	16.6	17.4	18.3	19.1	20.0
4.0	4.4	0	10.9	11.8	12.7	13.6	14.5	15.3	16.2	17.1	18.1	19.0	19.9	20.8
5.0	5.5	0	11.2	12.1	13.1	14.0	15.0	15.9	16.9	17.8	18.8	19.7	20.7	21.7
6.0	6.5	0	11.6	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.5	18.6	19.6	20.6	21.6	22.7
7.0	7.6	0	11.9	13.0	14.1	15.1	16.2	17.3	18.3	19.4	20.5	21.6	22.7	23.8
8.0	8.6	0	12.4	13.5	14.7	15.8	16.9	18.1	19.3	20.4	21.6	22.8	23.9	25.1
9.0	9.6	0	12.9	14.1	15.4	16.6	17.8	19.1	20.3	21.6	22.8	24.1	25.4	26.6
10.0	10.7	0	13.5	14.9	16.2	17.5	18.9	20.2	21.6	22.9	24.3	25.7	27.1	28.4
Actual Exhaust T [$^{\circ}\text{C}$]			140	160	180	200	220	240	260	280	300	320	340	360
Ambient T [$^{\circ}\text{C}$]			20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20

APÉNDICE B: TABLAS DE PÉRDIDAS DE LA CHIMENEA
 (Basados en el modelo de combustión desarrollado por Greg Harrell, Ph.D., P.E., EMSCAS)
 B.4 Pérdidas de la chimenea para el fuel oil 6

Stack Loss Table for		Number 6 Fuel Oil												
Flue Gas Oxygen Content Wet Basis [%]	Flue Gas Oxygen Content Dry Basis [%]	Comb Conc [ppm]	Stack Loss [% of fuel Higher Heating Value input]											
			120	140	160	180	200	220	240	260	280	300	320	340
Net Stack Temperature [$\Delta^{\circ}\text{C}$] (Difference between flue gas exhaust temperature and ambient temperature)														
1.0	1.1	0	9.5	10.3	11.1	11.8	12.6	13.4	14.2	14.9	15.7	16.5	17.3	18.1
2.0	2.2	0	9.8	10.6	11.4	12.2	13.0	13.8	14.6	15.4	16.3	17.1	17.9	18.7
3.0	3.3	0	10.0	10.8	11.7	12.5	13.4	14.2	15.1	16.0	16.8	17.7	18.6	19.4
4.0	4.4	0	10.3	11.2	12.0	12.9	13.8	14.7	15.6	16.6	17.5	18.4	19.3	20.2
5.0	5.4	0	10.6	11.5	12.4	13.4	14.3	15.3	16.3	17.2	18.2	19.2	20.1	21.1
6.0	6.5	0	10.9	11.9	12.9	13.9	14.9	15.9	17.0	18.0	19.0	20.0	21.1	22.1
7.0	7.5	0	11.3	12.4	13.4	14.5	15.6	16.7	17.8	18.9	20.0	21.1	22.2	23.3
8.0	8.5	0	11.8	12.9	14.0	15.2	16.4	17.5	18.7	19.9	21.0	22.2	23.4	24.6
9.0	9.6	0	12.3	13.5	14.8	16.0	17.2	18.5	19.8	21.0	22.3	23.6	24.8	26.1
10.0	10.6	0	12.9	14.2	15.6	16.9	18.3	19.7	21.0	22.4	23.8	25.2	26.6	28.0
Actual Exhaust T [$^{\circ}\text{C}$]			140	160	180	200	220	240	260	280	300	320	340	360
Ambient T [$^{\circ}\text{C}$]			20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20

APÉNDICE B: TABLAS DE PÉRDIDAS DE LA CHIMENEA

(Basados en el modelo de combustión desarrollado por Greg Harrell, Ph.D., P.E., EMSCAS)
B.5 Pérdidas de la chimenea para el carbón bituminoso (agua - 4 %; ceniza - 7 %)

Stack Loss Table for		Coal-Bituminous-Water 4%-Ash 7%													
		Stack Loss [% of fuel Higher Heating Value input]													
Flue Gas Oxygen Content Wet Basis [%]	Flue Gas Oxygen Content Dry Basis [%]	Comb Conc [ppm]	Net Stack Temperature [$\Delta^{\circ}\text{C}$] {Difference between flue gas exhaust temperature and ambient temperature}												
			120	140	160	180	200	220	240	260	280	300	320	340	
1.0	1.1	0	8.2	9.0	9.8	10.6	11.3	11.3	12.1	12.9	13.7	14.5	15.3	16.1	16.9
2.0	2.1	0	8.4	9.3	10.1	10.9	11.7	11.7	12.5	13.4	14.2	15.0	15.9	16.7	17.6
3.0	3.2	0	8.7	9.5	10.4	11.3	12.1	12.1	13.0	13.9	14.7	15.6	16.5	17.4	18.3
4.0	4.3	0	9.0	9.9	10.8	11.7	12.6	12.6	13.5	14.4	15.3	16.3	17.2	18.1	19.1
5.0	5.3	0	9.3	10.2	11.2	12.1	13.1	13.1	14.1	15.0	16.0	17.0	18.0	19.0	20.0
6.0	6.3	0	9.6	10.6	11.6	12.6	13.7	13.7	14.7	15.7	16.8	17.8	18.9	19.9	21.0
7.0	7.4	0	10.0	11.1	12.2	13.2	14.3	14.3	15.4	16.5	17.6	18.8	19.9	21.0	22.1
8.0	8.4	0	10.5	11.6	12.8	13.9	15.1	15.1	16.3	17.5	18.7	19.8	21.0	22.2	23.5
9.0	9.4	0	11.0	12.2	13.5	14.7	16.0	16.0	17.3	18.5	19.8	21.1	22.4	23.7	25.0
10.0	10.4	0	11.6	13.0	14.3	15.7	17.1	17.1	18.4	19.8	21.2	22.6	24.0	25.4	26.8
Actual Exhaust T [$^{\circ}\text{C}$]			140	160	180	200	220	220	240	260	280	300	320	340	360
Ambient T [$^{\circ}\text{C}$]			20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20

APÉNDICE B: TABLAS DE PÉRDIDAS DE LA CHIMENEA
 (Basados en el modelo de combustión desarrollado por Greg Harrell, Ph.D., P.E., EMSCAS)
 B.6 Pérdidas de la chimenea para el carbón bituminoso (agua - 5 %; ceniza - 35 %)

Stack Loss Table for		Coal-Bituminous-Water 5%-Ash 35%													
Flue Gas Oxygen Content Wet Basis [%]	Flue Gas Oxygen Content Dry Basis [%]	Comb Conc [ppm]	Stack Loss [% of fuel Higher Heating Value input]												
			120	140	160	180	200	220	240	260	280	300	320	340	
			Net Stack Temperature [$\Delta^{\circ}\text{C}$] (Difference between flue gas exhaust temperature and ambient temperature)												
1.0	1.1	0	10.4	11.2	12.0	12.8	13.6	14.4	15.2	16.0	16.8	17.6	18.4	19.2	
2.0	2.2	0	10.7	11.5	12.3	13.1	13.9	14.8	15.6	16.4	17.3	18.1	19.0	19.8	
3.0	3.4	0	10.9	11.7	12.6	13.5	14.3	15.2	16.1	17.0	17.8	18.7	19.6	20.5	
4.0	4.4	0	11.2	12.1	13.0	13.9	14.8	15.7	16.6	17.5	18.5	19.4	20.3	21.3	
5.0	5.5	0	11.5	12.4	13.4	14.3	15.3	16.2	17.2	18.2	19.2	20.2	21.1	22.1	
6.0	6.6	0	11.8	12.8	13.8	14.8	15.8	16.9	17.9	18.9	20.0	21.0	22.1	23.1	
7.0	7.6	0	12.2	13.2	14.3	15.4	16.5	17.6	18.7	19.8	20.9	22.0	23.1	24.2	
8.0	8.6	0	12.6	13.8	14.9	16.1	17.2	18.4	19.6	20.8	22.0	23.1	24.3	25.5	
9.0	9.7	0	13.1	14.4	15.6	16.9	18.1	19.4	20.6	21.9	23.2	24.5	25.8	27.1	
10.0	10.7	0	13.7	15.1	16.4	17.8	19.1	20.5	21.9	23.3	24.7	26.0	27.4	28.8	
Actual Exhaust T [°C]			140	160	180	200	220	240	260	280	300	320	340	360	
Ambient T [°C]			20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	

APÉNDICE B: TABLAS DE PÉRDIDAS DE LA CHIMENEA
 (Basados en el modelo de combustión desarrollado por Greg Harrell, Ph.D., P.E., EMSCAS)
 B.7 Pérdidas de la chimenea para el carbón bituminoso (agua - 10 %; ceniza - 15 %)

Stack Loss Table for		Coal-Bituminous-Water 10%-Ash 15%												
Flue Gas Oxygen Content Wet Basis [%]	Flue Gas Oxygen Content Dry Basis [%]	Comb Conc [ppm]	Stack Loss [% of fuel Higher Heating Value input]											
			120	140	160	180	200	220	240	260	280	300	320	340
			Net Stack Temperature [$\Delta^{\circ}\text{C}$] (Difference between flue gas exhaust temperature and ambient temperature)											
1.0	1.1	0	8.6	9.4	10.2	11.0	11.8	12.6	13.4	14.3	15.1	15.9	16.7	17.6
2.0	2.2	0	8.8	9.7	10.5	11.3	12.2	13.0	13.9	14.7	15.6	16.5	17.3	18.2
3.0	3.2	0	9.1	9.9	10.8	11.7	12.6	13.5	14.4	15.3	16.2	17.1	18.0	18.9
4.0	4.3	0	9.3	10.3	11.2	12.1	13.1	14.0	15.0	15.9	16.9	17.8	18.8	19.7
5.0	5.3	0	9.7	10.6	11.6	12.6	13.6	14.6	15.6	16.6	17.6	18.6	19.6	20.7
6.0	6.4	0	10.0	11.0	12.1	13.1	14.2	15.2	16.3	17.4	18.4	19.5	20.6	21.7
7.0	7.4	0	10.4	11.5	12.6	13.7	14.9	16.0	17.1	18.3	19.4	20.5	21.7	22.9
8.0	8.4	0	10.9	12.1	13.2	14.4	15.6	16.9	18.1	19.3	20.5	21.7	23.0	24.2
9.0	9.4	0	11.4	12.7	14.0	15.3	16.6	17.9	19.2	20.5	21.8	23.1	24.5	25.8
10.0	10.4	0	12.1	13.4	14.8	16.2	17.6	19.1	20.5	21.9	23.3	24.8	26.2	27.7
Actual Exhaust T [°C]			140	160	180	200	220	240	260	280	300	320	340	360
Ambient T [°C]			20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20

APÉNDICE B: TABLAS DE PÉRDIDAS DE LA CHIMENEA
 (Basados en el modelo de combustión desarrollado por Greg Harrell, Ph.D., P.E., EMSCAS)
 B.8 Pérdidas de la chimenea para la madera verde

Stack Loss Table for			Green-Wood Typical												
Flue Gas Oxygen Content Wet Basis [%]	Flue Gas Oxygen Content Dry Basis [%]	Comb Conc [ppm]	Stack Loss [% of fuel Higher Heating Value input]												
			Net Stack Temperature [$\Delta^{\circ}\text{C}$] (Difference between flue gas exhaust temperature and ambient temperature)												
			120	140	160	180	200	220	240	260	280	300	320	340	
1.0	1.4	0	24.5	25.5	26.5	27.5	28.6	29.6	30.6	31.7	32.7	33.8	34.8	35.9	
2.0	2.7	0	24.7	25.8	26.9	27.9	29.0	30.1	31.2	32.3	33.4	34.5	35.6	36.7	
3.0	4.0	0	25.1	26.2	27.3	28.4	29.5	30.7	31.8	33.0	34.1	35.3	36.4	37.6	
4.0	5.2	0	25.4	26.6	27.8	28.9	30.1	31.3	32.5	33.7	35.0	36.2	37.4	38.6	
5.0	6.4	0	25.8	27.0	28.3	29.5	30.8	32.1	33.3	34.6	35.9	37.2	38.5	39.8	
6.0	7.6	0	26.2	27.5	28.9	30.2	31.5	32.9	34.2	35.6	36.9	38.3	39.7	41.0	
7.0	8.7	0	26.7	28.1	29.5	31.0	32.4	33.8	35.2	36.7	38.1	39.6	41.0	42.5	
8.0	9.7	0	27.3	28.8	30.3	31.8	33.4	34.9	36.4	38.0	39.5	41.1	42.6	44.2	
9.0	10.8	0	28.0	29.6	31.2	32.9	34.5	36.2	37.8	39.5	41.1	42.8	44.5	46.2	
10.0	11.8	0	28.8	30.5	32.3	34.1	35.9	37.6	39.4	41.2	43.1	44.9	46.7	48.5	
Actual Exhaust T [$^{\circ}\text{C}$]			140	160	180	200	220	240	260	280	300	320	340	360	
Ambient T [$^{\circ}\text{C}$]			20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	

