



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA QUÍMICA – ÁREA DE PROCESOS

ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS DE MEJORA EN EL USO DE ENERGÍA EN
UNA INSTALACIÓN INDUSTRIAL
Caso práctico: PLANTA PRODUCTORA DE RESINAS Y PLASTIFICANTES

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
JESÚS ANTONIO SOTO ESTRADA

TUTOR PRINCIPAL
DR. M. JAVIER CRUZ GÓMEZ, FACULTAD DE QUÍMICA

AGOSTO 2018

CD.MX.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. BAZÚA RUEDA ENRIQUE RODOLFO
Secretario: M. I. ORTÍZ RAMÍREZ JOSÉ ANTONIO
Vocal: M. I. ANAYA DURAND ISAIAS ALEJANDRO
1^{er.} Suplente: Dr. DURÁN MORENO ALFONSO
2^{d o.} Suplente: Dr. CRUZ GÓMEZ MODESTO JAVIER

Lugar donde se realizó la tesis: LABORATORIO 212, EDIFICIO DE INGENIERIA QUÍMICA, PRIMER PISO. CONJUNTO E, FACULTAD DE QUÍMICA, UNAM.

TUTOR DE TESIS:
Dr. MODESTO JAVIER CRUZ GÓMEZ



FIRMA

AGRADECIMIENTOS.

Inicialmente a Dios, por todas las bendiciones que me ha ofrecido hasta el día de hoy. Por la oportunidad de vivir, por la fuerza que me inyecta día con día y por permitirme seguir adelante.

A mi amada universidad, la Universidad Nacional Autónoma de México, que siempre he considerado mi segundo hogar y me ha brindado todas las oportunidades para llegar hasta donde me encuentro.

En tercer lugar al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por el apoyo y el patrocinio económico durante el desarrollo de la maestría y la realización de este proyecto.

Mi madre Carmen Estrada, mi modelo a seguir, por todo el apoyo incondicional, la paciencia y comprensión en los días difíciles, y el esfuerzo para que pudiera tener todas las oportunidades para superarme y llegar cada vez más lejos.

A mi padre Ángel Soto, por la comprensión en los días difíciles y los ánimos.

A mis hermanos, Verónica Estrada, Francisco Estrada y Daniel Delgado, por los consejos, el apoyo y los cuidados, por todas las alegrías, por los días buenos y malos.

A mis tíos, Carol, Ma. de Jesús, Antonio y Filemón, porque también formaron parte de este éxito.

A mis compañeros y amigos en la maestría, Gustavo, Nayeli, Miguel, Antonio, Diego, Oscar Y Eric; porque entre todos nos apoyamos para salir adelante.

A Angelita, que a pesar de todo ha seguido a mi lado, apoyándome, escuchándome y aguantando todo.

A mi amigo Vladimir, por el apoyo dentro de la universidad y fuera de ella.

Al Dr. M. Javier Cruz Gómez por aceptarme para trabajar en su laboratorio, por darme el tema de este proyecto y por tenerme la confianza a lo largo del desarrollo de éste.

A mis profesores de la maestría, de mi amada Facultad de Química y mi nuevo hogar, la Facultad de Ingeniería, por toda su entrega, dedicación y sobretodo paciencia al ayudarme en mi formación.

El que hubiera sido mi verdadero tutor, el Dr. Néstor Noé López, que fue un gran apoyo en los momentos difíciles, gran amigo y consejero. Que Dios me lo bendiga, donde quiera que esté.

A la Srta. Gloria García, por la paciencia y el apoyo para todo tramite.

A mi profesor Antonio Anzaldúa, por los consejos y la tesis.

Al Ing. Juan Manuel y el personal de Rsymat, por apoyarme en la realización de este trabajo.

ÍNDICE GENERAL.

I. RESUMEN DE TRABAJO.	1
II. OBJETIVOS E HIPÓTESIS.	2
1 OBJETIVO PRINCIPAL.	2
2 OBJETIVOS SECUNDARIOS.	2
3 ALCANCES Y METAS	2
III. JUSTIFICACIÓN E HIPÓTESIS DE TRABAJO.	3
1 JUSTIFICACIÓN.	3
2 HIPÓTESIS.	3
IV. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.	4
1 LA ENERGÍA EN LA ACTUALIDAD.	4
1.1. OPTIMIZACIÓN DE PROCESOS.	6
1.2. EFICIENCIA ENERGÉTICA.	7
1.3. ANÁLISIS ENERGÉTICO.	7
1.4. DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO.	9
2 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA DE ESTUDIO	9
2.1. PRODUCCIÓN.	10
2.2. PRODUCTOS PRINCIPALES.	10
2.2.1. Tereftalato de dioctilo (DOTP).	10
2.2.2. Aceite epoxidado de soya (ESBO).	11
2.2.3. Resina poliéster insaturada (RPI).	11
2.3. REACTORES DE PROCESO.	11
2.4. EQUIPOS TÉRMICOS.	12
3 MANTENIMIENTO.	12
3.1. MANTENIMIENTO EN EQUIPOS DE PROCESO.	14
3.2. REPLAZO DE EQUIPOS DE PROCESO.	15
3.3. AISLAMIENTO DE TUBERÍAS.	15
3.4. CONTROL DE FUGAS Y DERRAMES.	16
3.5. TRABAJO CUANDO NO SE CUENTE CON ELECTRICIDAD.	17
3.6. TORRES DE ENFRIAMIENTO.	17
3.7. TRAMPAS DE VAPOR.	18
3.8. RECUPERACIÓN DE CONDENSADOS A LA CALDERA.	19
3.9 1.1. GOLPE DE ARIETE.	21
V. MARCO TEÓRICO.	22
1 BALANCES DE MATERIA Y ENERGÍA POR PRODUCTO PRINCIPAL.	22
1.1. TEREFALATO DE DIOCTILO (DOTP).	22
1.1.1. Descripción del proceso del DOTP.	22
1.1.2. Requerimientos energéticos del proceso del DOTP.	23
1.2. ACEITE DE SOYA EPOXIDADO (ESBO).	24

1.2.1. Descripción del proceso de del ESBO.	24
1.2.2. Requerimientos energéticos del proceso del ESBO.	25
1.3. RESINA POLIÉSTER INSATURADA (RPI).	26
1.3.1. Descripción del proceso de la RPI.	26
1.3.2. Requerimientos energéticos del proceso de la RPI.	27
2. TERMODINÁMICA DE LA COMBUSTIÓN.	28
2.1. BALANCE DE MATERIA EN LA COMBUSTIÓN.	28
2.2. BALANCE DE ENERGÍA EN LA COMBUSTIÓN.	29
3. EFICIENCIA ENERGÉTICA.	30
4. CUESTIONES ECONÓMICAS.	30
4.1. AHORROS	30
4.2. VALOR PRESENTE NETO.	31
5. CICLO DE DISTRIBUCIÓN DE ACEITE TÉRMICO.	32
5.1. GENERALIDADES DEL ACEITE TÉRMICO.	32
5.2. CÁLCULO DE PROPIEDADES DEL ACEITE TÉRMICO.	33
6. DISTRIBUCIÓN DEL VAPOR SATURADO.	33
6.1. BOMBA QUE PRESURIZA EL LÍQUIDO.	33
6.2. INYECCIÓN A AL GENERADOR DE VAPOR.	34
6.3. INYECCIÓN A SERPENTINES DE REACTORES.	34
6.4. TRAMPA DE VAPOR.	35
VI. MARCO REGULATORIO Y NORMATIVO.	36
VII. METODOLOGÍA.	47
VIII. RESULTADOS Y ANÁLISIS.	53
1. PASO 1. DIAGNOSTICO ENERGÉTICO	53
1.1. ENERGÍA TOTAL DISPONIBLE	53
1.1.1. <i>Características del gas natural.</i>	53
1.1.2. <i>Costos del gas natural.</i>	53
1.1.3. <i>Consumo total de gas natural.</i>	54
1.2. ENERGÍA GENERADA POR DE LOS EQUIPOS TÉRMICOS.	54
1.2.1. <i>Datos de combustión.</i>	54
1.2.2. <i>Condiciones meteorológicas.</i>	55
1.2.3. <i>Energía aprovechada por los equipos térmicos.</i>	56
1.3. ENERGÍA REQUERIDA POR LOS PROCESOS.	56
1.4. RESUMEN DEL ANÁLISIS ENERGÉTICO TOTAL.	57
2. PASO 2. IDENTIFICACIÓN DE LOS PROCESOS A ANALIZAR.	59
2.1. EQUIPOS TÉRMICOS – PÉRDIDAS POR EFICIENCIAS.	59
2.1.1. <i>Eficiencias energéticas.</i>	59
2.1.2. <i>Factor de servicio de los equipos térmicos.</i>	62
2.1.3. <i>Propuestas para disminuir las pérdidas energéticas por equipos de calentamiento.</i>	63
2.1.3.1. <i>Propuestas que no representan inversión.</i>	63
2.1.3.2. <i>Propuestas que representan inversión.</i>	64
2.1.3. <i>Selección de las propuestas.</i>	67
2.1.4. <i>Mantenimiento de equipos térmicos.</i>	67

2.2. FALTA DE MANTENIMIENTO EN TUBERÍAS – PÉRDIDAS POR DISTRIBUCIÓN.	70
2.2.1. Mantenimiento tuberías.	70
2.2.1.1. <i>Relación con la energía total y con la disponible de los equipos de calentamiento.</i>	70
2.2.1.2. <i>Aislamiento térmico.</i>	70
2.2.1.3. <i>Control de fugas y derrames.</i>	71
2.2.1.4. <i>Disminución de los tiempos de calentamiento por trabajos de mantenimiento.</i>	73
2.2.2. Aceite térmico.	75
2.2.2.1. <i>Temperaturas reales del sistema de distribución de aceite térmico.</i>	75
2.2.2.2. <i>Tiempos de calentamiento en las chaquetas de reactor.</i>	77
2.2.2.3. <i>Coeficiente de transferencia de calor global ("U").</i>	78
2.2.2.4. <i>Bombeo del aceite térmico.</i>	79
2.2.3. Agua de servicio	80
2.2.3.1. <i>Costos de suministro de agua.</i>	80
2.2.3.2. <i>Balance de agua.</i>	80
2.2.3.3. <i>Conceptos de agua pérdida.</i>	81
2.2.3.4. <i>Trabajos de disposición de agua contaminada.</i>	81
2.2.4. Vapor saturado.	82
2.2.4.1. <i>Generación de vapor saturado.</i>	82
2.2.4.2. <i>Calidad de salida del vapor.</i>	83
2.2.4.3. <i>Recuperación de condensados.</i>	86
3 PASO 3. POTENCIALES DE AHORRO.	89
3.1. PROPUESTAS QUE NO REQUIEREN INVERSIÓN.	89
3.1.1. <i>Estrategia con los equipos de calentamiento.</i>	89
3.1.2. <i>Variación de las temperaturas del aceite térmico en los equipos de calentamiento.</i>	92
3.1.3. <i>Disminución de flujos del vapor saturado.</i>	95
3.2. PROPUESTAS QUE REQUIEREN INVERSIÓN MÍNIMA (MANTENIMIENTO).	97
3.2.1. <i>Mantenimiento de los equipos térmicos.</i>	97
3.2.2. <i>Mantenimiento general de tuberías de distribución de servicios de calentamiento.</i>	98
3.2.3. <i>Mantenimiento de torres de enfriamiento.</i>	101
3.2.4. <i>Instrumentación requerida.</i>	102
3.2.5. <i>Mantenimiento de trampas de vapor.</i>	102
3.2.6. <i>Variación del flujo en el ciclo de distribución de aceite térmico.</i>	103
3.2.7. <i>Regulador de velocidad en bombas de aceite.</i>	106
3.3. PROPUESTAS QUE REQUIEREN ALTA INVERSIÓN (PROYECTOS).	109
3.3.1. <i>Modificación del Horno 1 de uno a tres pasos.</i>	110
3.3.2. <i>Compra de un nuevo generador de vapor (Caldera 2).</i>	111
3.3.3. <i>Recuperación de calores residuales.</i>	113
3.3.4. <i>Sistema de recuperación de condensados presurizado.</i>	114
3.3.5. <i>Sistema de recuperación de condensados atmosférico.</i>	118
3.3.6. <i>Cambio de aceite térmico por uno sintético.</i>	121
4 PASO 4. EVALUACIÓN DE LAS PROPUESTAS DE AHORRO.	123
4.1. IMPLEMENTACIÓN.	124

4.2. EVALUACIÓN.	124
IX. APERTURA A TRABAJOS FUTUROS.	125
1 ACTUALIZACIÓN DE DATOS DE PROCESO.	125
1.1. CONDICIONES METEOROLÓGICAS.	125
1.2. GAS NATURAL.	125
1.2.1. Composición del gas natural.	125
1.2.2. Poder calórico.	126
1.2.3. Costos del gas natural.	127
1.3. CONDICIONES DE COMBUSTIÓN.	127
1.3.1. Exceso de aire.	127
1.3.2. Temperatura de los gases de chimenea.	127
1.3.3. Temperatura de flama adiabática.	128
2 CALENTAMIENTO DE LOS REACTORES MIXTO.	128
3 AUMENTO DE LA PRESIÓN DEL VAPOR SATURADO EN DISTRIBUCIÓN.	129
VII. CONCLUSIONES.	131
VIII. BIBLIOGRAFÍA.	134

▪ **ÍNDICE DE TABLAS.**

Tabla 2.1.1. Puntos del diagnóstico energético.	9
Tabla 2.2.1. Cantidad anual elaborada (ton).	10
Tabla 2.2.2. Productos principales de la empresa a ser estudiada y su proporción anual.	10
Tabla 2.2.3. Sustancias involucradas en la elaboración de los productos principales.	10
Tabla 2.2.4. Características principales de los reactores de la planta.	11
Tabla 2.2.5. Número de cargas por año de cada reactor.	12
Tabla 2.2.6. Equipos de calentamiento.	12
Tabla 2.3.1. Ventajas del mantenimiento.	13
Tabla 2.3.2. Descargas de vapor en trampas abiertas.	19
Tabla 2.3.3. Métodos de revisión de trampas de vapor.	19
Tabla 2.3.4. Comparación de los sistemas de recuperación de condensados.	20
Tabla 5.1.1. Etapas del proceso de DOTP y uso de la energía.	23
Tabla 5.1.2. Calor a ser suministrado en el proceso de DOTP.	24
Tabla 5.1.3. Calor a ser retirado en el proceso de DOTP.	24
Tabla 5.1.4. Etapas del proceso de ESBO y uso de la energía.	25
Tabla 5.1.5. Calor a ser suministrado en el proceso de ESBO.	26
Tabla 5.1.6. Calor a ser retirado en el proceso de ESBO.	26
Tabla 5.1.7. Etapas del proceso de RPI y uso de la energía.	27
Tabla 5.1.8. Calor a ser suministrado en el proceso de resina poliéster insaturada.	27
Tabla 5.1.9. Calor a ser retirado en el proceso de resina poliéster insaturada.	27
Tabla 5.2.1. Constantes para el cálculo del Cp y valores termodinámicos de formación.	29
Tabla 5.5.1. Propiedades del aceite térmico a distintas temperaturas.	33
Tabla 5.5.2. Coeficientes de cálculo para las propiedades del aceite térmico.	35

Tabla 5.6.1. Etapas en la caldera.	36
Tabla 6.1.1. Especificaciones del Gas Natural según la NOM-001-SECRE-2010.	38
Tabla 6.1.2. Equipos de consumo de gas natural.	39
Tabla 6.1.3. Tuberías, conexiones y accesorios que manejen gas natural.	39
Tabla 6.1.4. Límites máximos de contaminantes en descargas de agua.	41
Tabla 6.1.5. Parámetros máximos en descargas de agua.	41
Tabla 6.1.6. Descargas de agua residuales en la planta estudio.	42
Tabla 6.1.7. Frecuencia de muestreo de agua de descarga.	42
Tabla 6.1.8. Requisitos de seguridad en el centro de trabajo	42
Tabla 6.1.9. Servicios manejados a alta temperatura.	44
Tabla 6.1.10. Límites máximos permisibles de exposición a condiciones térmicas elevadas.	44
Tabla 6.1.11. Categoría para el Generador de vapor de la planta de estudio (Calderas 1)	45
Tabla 6.1.12. Colores de seguridad para tuberías y su significado.	45
Tabla 6.1.13. Colores básicos para tuberías y su significado.	46
Tabla 7.1.1. Documentos de Ingeniería recopilados.	47
Tabla 7.1.2. Datos de proceso y de servicios auxiliares.	47
Tabla 7.1.3. Observaciones a ser tomadas en consideración en la planta.	48
Tabla 7.1.4. Propuestas para disminuir las pérdidas energéticas de los equipos de térmicos.	50
Tabla 8.1.1. Especificaciones del Gas Natural.	53
Tabla 8.1.2. Consumo de gas natural anual (m3).	54
Tabla 8.1.3. Energía total disponible (GJ).	54
Tabla 8.1.4. Variación del costo del gas natural.	54
Tabla 8.1.5. Condiciones de combustión del gas natural en los equipos térmicos.	55
Tabla 8.1.6. Condiciones meteorológicas del municipio de Tultitlan, Edo. de México.	55
Tabla 8.1.7. Energía por conversión en los equipos térmicos (GJ).	56
Tabla 8.1.8. Energía perdida en los equipos térmicos (GJ).	56
Tabla 8.1.9. Producción por producto.	56
Tabla 8.1.10. Requerimientos energéticos de los procesos principales.	57
Tabla 8.1.11. Energía utilizada por los procesos (GJ).	57
Tabla 8.1.12. Resumen de energía utilizada y costos asociados.	57
Tabla 8.1.13. Pérdidas económicas en los años de estudio.	59
Tabla 8.2.1. Estado actual de los equipos y líneas de calentamiento.	60
Tabla 8.2.2. Factor de pérdidas y eficiencias de los equipos de calentamiento.	60
Tabla 8.2.3. Estado actual de los equipos térmicos.	61
Tabla 8.2.4. Capacidad real de los equipos de calentamiento	62
Tabla 8.2.5. Propuestas que no representan inversión.	63
Tabla 8.2.6. Inversión de un horno con cambio de uno a tres pasos.	64
Tabla 8.2.7. Inversión de la instalación de un economizador (precalentador de aire).	64
Tabla 8.2.8. Inversión de un horno nuevo con eficiencia de 79%.	64
Tabla 8.2.9. Inversión de un horno nuevo con eficiencia de 87%.	64
Tabla 8.2.10. Inversión de una caldera nueva con eficiencia de 85%.	64
Tabla 8.2.11. Aumento en eficiencias por propuesta.	65
Tabla 8.2.12. Tiempo de retorno a la inversión de cada propuesta (meses).	65

Tabla 8.2.13.	Propuestas que representan inversión.	66
Tabla 8.2.14.	Propuestas seleccionadas.	67
Tabla 8.2.15.	Factores que influyen en la eficiencia térmica de los hornos.	68
Tabla 8.2.16.	Factores que influyen en la eficiencia térmica de la caldera.	69
Tabla 8.2.17.	Pérdidas por concepto de transporte de fluidos térmicos.	70
Tabla 8.2.18.	Estado del aislamiento térmico en reactores y líneas de servicio.	71
Tabla 8.2.19.	Costos por tonelada para cada servicio.	72
Tabla 8.2.20.	Datos generales de un tambo de aceite térmico.	72
Tabla 8.2.21.	Pérdidas por fugas de aceite térmico.	73
Tabla 8.2.22.	Pérdidas por fugas de vapor anuales.	73
Tabla 8.2.23.	Condiciones de cálculo para el potencial de ahorro por mantenimiento	74
Tabla 8.2.24.	Aprovechamiento de la energía por mantenimiento.	75
Tabla 8.2.25.	Variación del tiempo de calentamiento por mantenimiento.	75
Tabla 8.2.26.	Requerimientos totales de gas natural en 2017.	76
Tabla 8.2.27.	Datos de la distribución de aceite térmico anuales.	77
Tabla 8.2.28.	Tiempos en la etapa de calentamiento por reactor.	77
Tabla 8.2.29.	Datos de diseño de los reactores.	78
Tabla 8.2.30.	Datos de cálculo de la "U".	79
Tabla 8.2.31.	Coeficiente de transferencia de calor total aproximado, "U".	79
Tabla 8.2.32.	"U" de los reactores de la planta estudio (BTU/h ft ² °F).	79
Tabla 8.2.33.	Condiciones para el cálculo a menores flujos de aceite térmico.	80
Tabla 8.2.34.	Bombeo de aceite térmico.	80
Tabla 8.2.35.	Costos por tonelada de agua de servicio	81
Tabla 8.2.36.	Gasto energético del vapor saturado.	81
Tabla 8.2.37.	Pérdidas de energía a distintos flujos de vapor (GJ).	82
Tabla 8.2.38.	Resumen del sistema de calentamiento por vapor	83
Tabla 8.2.39.	Relación de las pérdidas de energía para el vapor saturado	83
Tabla 8.2.40.	Datos de entalpía del vapor saturado.	84
Tabla 8.2.41.	Gasto energético del vapor saturado	85
Tabla 8.2.42.	Pérdidas de energía a distintos flujos de vapor (GJ).	85
Tabla 8.2.43.	Energía transferida a distintos flujos de vapor.	86
Tabla 8.2.44.	Problemas en el sistema de recuperación de condensados.	88
Tabla 8.3.1.	Factores de servicio de los equipos térmicos en 2017.	90
Tabla 8.3.2.	Factores de servicio de los equipos de calentamiento propuestos.	90
Tabla 8.3.3.	Requerimiento energético en 2017 (GJ).	90
Tabla 8.3.4.	Costos del gas natural por nuevos factores de servicio (M\$N).	91
Tabla 8.3.5.	Máxima energía disponible con lo gastado en 2017	91
Tabla 8.3.6.	Condiciones para el cálculo conforme al ΔT .	92
Tabla 8.3.7.	Valores de la energía conforme al ΔT .	93
Tabla 8.3.8.	Costos conforme al aumento del ΔT , a flujo constante (M\$N).	93
Tabla 8.3.9.	Variación del tiempo de calentamiento (h) conforme al ΔT , a flujo constante.	94
Tabla 8.3.10.	Costos conforme al aumento del ΔT , a flujo constante.	94
Tabla 8.3.11.	Pérdidas económicas a distintos flujos de vapor.	96

Tabla 8.3.12. Tiempo de recuperación según la inversión (meses) para el aceite térmico.	99
Tabla 8.3.13. Tiempo de recuperación según la inversión (años) el vapor saturado.	100
Tabla 8.3.14. Pérdidas diarias de agua dentro de la planta	101
Tabla 8.3.15. Inspección de trampas visualmente y por sonido.	103
Tabla 8.3.16. Aumento del requerimiento energético por equipo (GJ).	104
Tabla 8.3.17. Aumento de los cotos por equipo (M\$N).	104
Tabla 8.3.18. Resumen de energía utilizada conforme al flujo de aceite térmico.	105
Tabla 8.3.19. Variación del tiempo de calentamiento (h) al aumentar el flujo.	105
Tabla 8.3.20. Pérdidas económicas conforme al flujo de aceite térmico.	105
Tabla 8.3.21. Flujos requeridos para los ΔT propuestos.	107
Tabla 8.3.22. Disminución de la potencia requerida.	107
Tabla 8.3.23. Valores de la energía conforme al ΔT .	108
Tabla 8.3.24. Ahorros económicos para los ΔT propuestos.	108
Tabla 8.3.25. Estado actual del Horno 1.	110
Tabla 8.3.26. Comparación económica del Horno 1 de uno y tres pasos.	110
Tabla 8.3.27. Estado actual de la Caldera 1.	111
Tabla 8.3.28. Disminución en los costos de producción del vapor saturado.	112
Tabla 8.3.29. Costos por tonelada de vapor saturado por caldera.	112
Tabla 8.3.30. Disminución en los costos de producción del vapor saturado.	112
Tabla 8.3.31. Tiempo de retorno a la inversión de la Caldera 2 (meses).	113
Tabla 8.3.32. Datos específicos del vapor saturado.	115
Tabla 8.3.33. Caídas de presión propuestas.	116
Tabla 8.3.34. Disminución del calor sensible requerido para el sistema presurizado.	116
Tabla 8.3.35. Disminución del requerimiento por bombeo para el sistema presurizado.	116
Tabla 8.3.36. Ahorros económicos para el sistema presurizado.	117
Tabla 8.3.37. Potencial de ahorro de agua de reposición.	117
Tabla 8.3.38. Tiempo de recuperación según la inversión (años) para sistema presurizado.	118
Tabla 8.3.39. Disminución de los requerimientos energéticos para el sistema atmosférico.	119
Tabla 8.3.40. Ahorros económicos para el sistema atmosférico (M\$N).	119
Tabla 8.3.41. Tiempo de retorno a la inversión (años) para el sistema atmosférico.	120
Tabla 8.3.42. Temperatura de granel y temperatura de degradación del aceite térmico.	121
Tabla 8.3.43. Datos de la distribución de aceite térmico anuales.	121
Tabla 8.3.44. Datos de cálculo de la "U" para cada aceite térmico.	122
Tabla 8.3.45. "U" de los reactores de la planta estudio para cada aceite térmico.	122
Tabla 8.3.46. Tiempos en la etapa de calentamiento con los aceites térmicos (h).	122
Tabla 8.3.47. Resumen de energía utilizada para cada aceite térmico.	122
Tabla 8.3.48. Capacidad máxima posible por los equipos de calentamiento.	123
Tabla 9.2.1. Costos del gas natural por periodo (M\$N/GJ).	127
Tabla 9.2.2. Coeficiente de transferencia de calor total aproximado, "U".	129
Tabla 9.2.3. Coeficiente de transferencia de calor total aproximado, "U" (BTU/h ft ² °F).	129
Tabla 9.2.4. Tiempos en la etapa de calentamiento con calentamiento mixto (h).	129
Tabla 9.2.5. Condiciones de operación del vapor saturado (actual y propuesto).	130
Tabla 9.2.6. Requerimientos energéticos para la generación de vapor.	130

ÍNDICE COMPLEMENTARIO.

▪ ÍNDICE DE FIGURAS.

Figura 4.1.1.	Panorama actual del suministro energético mundial.	4
Figura 4.1.2.	Estructura del movimiento de la energía.	8
Figura 4.3.1	Prevención del golpe de ariete.	21
Figura 5.1.1.	Sistema para la producción de DOTP.	22
Figura 5.1.2.	Sistema para la producción de ESBO.	25
Figura 5.2.1.	Diagrama de combustión del gas natural.	29
Figura 5.5.1.	Distribución del aceite térmico en la planta estudio.	32
Figura 8.2.1.	Circulación del aceite térmico.	76
Figura 8.2.2.	Balance general del agua en la planta estudio.	81
Figura 8.2.3.	Distribución del vapor saturado en la planta estudio.	82
Figura 8.2.4.	Diagrama de la generación de vapor y recuperación de condensado.	87
Figura 8.2.5.	Diagrama propuesto del sistema de recuperación de condensados.	87
Figura 8.3.1.	Implementación de recuperadores de calor en hornos continuos	114
Figura 8.3.2.	Sistema de recuperación presurizado.	115
Figura 8.3.3.	Sistema de recuperación atmosférico.	118
Figura 9.3.1.	Relación de la eficiencia energética con el exceso de aire.	128

▪ ÍNDICE DE GRÁFICOS.

Gráfico 2.1.1.	Variación del precio del gas natural.	5
Gráfico 2.1.2.	Variación del precio de la electricidad.	5
Gráficos 5.5.1.	Cálculo de densidad vs temperatura.	34
Gráficos 5.5.2.	Cálculo de C_p vs temperatura.	34
Gráficos 5.5.3.	Cálculo de viscosidad vs temperatura.	34
Gráficos 5.5.4.	Cálculo de conductividad térmica vs temperatura.	34
Gráfico 8.1.1.	Distribución de la energía térmica.	58
Gráfico 8.1.2.	Costos asociados a la distribución de la energía térmica.	58
Gráfico 8.3.1.	Efecto de la disminución de flujo de vapor.	96
Gráfico 8.3.2.	Ahorro económico por aumento del ΔT .	109
Gráfico 8.3.3.	Ahorros económicos para el sistema presurizado.	117
Gráfico 8.3.4.	Ahorros económicos para el sistema atmosférico.	119

I. RESUMEN DE TRABAJO.

En el mundo actual, las organizaciones miden su progreso con base en el cumplimiento de objetivos: finanzas, clientes, procesos internos y aprendizaje y crecimiento. Para esto, utilizan herramientas que permiten medir el estado de sus objetivos en determinado momento y, así, tomar acciones sujetas a los resultados.

La innovación en las instalaciones industriales está íntimamente relacionada con la capacidad para identificar las posibilidades de mejora en la gestión. En este sentido, es importante tomar conciencia de la importancia que supone el gasto energético, que representa uno de los capítulos más relevantes de los costes de toda la instalación⁽¹⁾.

La promoción de la eficiencia energética juega un papel central en la estrategia energética, al objeto de minimizar el impacto ambiental que supone el uso de la energía, la administración sustentable de los recursos, el cumplimiento legal y el aumento de la competitividad y la productividad de las empresas.

Con respecto al uso de la energía, se cuenta con el Diagnóstico Energético, el cual tiene como objetivo determinar el grado de eficiencia con la que es está utilizado ésta. Dicho análisis, es un estudio de todas las formas y fuentes de energía que utiliza un inmueble, y se hace de manera detallada en la instalación consumidora de energía, para así, establecer el punto de partida para la implementación y control de un programa de ahorro de energía.

Bajo esta premisa se diseñó una metodología para el análisis de los procesos críticos y la identificación de alternativas de mejora. Dicha metodología se desarrolló para presentar las ventajas de la adopción de medidas para la mejora en el uso eficiente de la energía y los incentivos existentes, dentro de una planta productora de resinas y plastificantes.

⁽¹⁾ "GUÍA DE AHORRO ENERGÉTICO INSTALACIONES INDUSTRIALES". Centro de Ahorro y Eficiencia Energética de Madrid. España, 2006.

II. OBJETIVOS Y ALCANCE.

1. OBJETIVO PRINCIPAL.

- Establecer una metodología de análisis de procesos e identificación de propuestas de modificación que produzcan un menor consumo de energía de los procesos de una planta productora de resinas y plastificantes.

2. OBJETIVOS SECUNDARIOS.

- Obtener el diagnóstico energético de los tres años de estudio (2015 a 2017), por medio del cálculo del consumo de energía en cada una de las operaciones del proceso.
- Calcular las eficiencias energéticas reales con que cada operación utiliza la energía.
- Identificar y sentar las bases de la implementación de medidas y tecnologías que permitan minimizar el requerimiento global de energía del mismo, que redundará, en última instancia, en un menor consumo de combustibles.
- Obtener las y las alternativas que permitan aumentarlas.
- Disminuir los tiempos en la etapa de calentamiento del proceso de producción del Dioctil Tereftalato (DOTP).
- Sentar las bases del proceso de recuperación de condensados que pueda ser implementado en la planta estudio.

3. ALCANCES Y METAS.

- Obtener una disminución en los costos operativos, mediante el aprovechamiento de los recursos existentes y el uso eficiente de la energía disponible.
- Identificar alternativas de mejora que logren disminuir los tiempos en la etapa de calentamiento del proceso de producción de DOTP y RPI.
- Sugerir mejores prácticas y reforzar lo que ya se encuentre trabajando adecuadamente, con respecto al uso de la energía, a fin de mantener la mejora de los procesos y la reducción de las pérdidas.
- Facilitar la mejora de gestión energética para los proyectos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y cumplimiento de normatividad, a través del aumento de las eficiencias energéticas de los equipos térmicos.
- Impulsar la innovación, mediante el aumento de su gama disponible de nuevas oportunidades de negocios, ayudando a satisfacer las necesidades de la cadena de suministro y las necesidades de los clientes contractuales.

III. JUSTIFICACIÓN E HIPÓTESIS DE TRABAJO.

1. JUSTIFICACIÓN.

La investigación se encaminó a la elaboración de una metodología de trabajo que logre identificar las alternativas de mejora que logren disminuir las pérdidas energéticas, analizar tecnologías y disminuir los tiempos en la etapa de calentamiento en el proceso de producción de DOTP; esto por medio de un análisis sobre la eficiencia de la energía térmica de los equipos principales de cada una de las etapas que componen el proceso de producción. Lo anterior acorde a las dos leyes fundamentales de la Termodinámica. Todo esto encaminado a conseguir la optimización del proceso de producción de plastificantes y resinas, aumentando la eficiencia el uso de los recursos energéticos, así como establecer las medidas, acciones y modificaciones que permitan obtener los siguientes beneficios.

2. HIPÓTESIS.

- Al establecer un marco de acciones, orientadas a la correcta gestión de la energía y que se evalúe periódicamente, se garantiza la reducción de costos operativos, la optimización de los procesos de producción, la minimización de los impactos ambientales y el cumplimiento de la normatividad vigente y el fortalecimiento de la cultura ambiental en una planta productora de resinas y plastificantes.

IV. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.

1. LA ENERGÍA EN LA ACTUALIDAD.

La energía, desde el punto de vista social y económico, es un recurso natural primario o derivado, que permite realizar trabajo o servir de subsidiario a actividades económicas independientes de la producción ésta. Actualmente, todo el sistema de vida está basado en la disposición de abundante energía a bajo coste; sin embargo, a medida que ha pasado el tiempo, el ser humano ha ido dependiendo cada vez más de los recursos energéticos y esta dependencia energética se ha ido convirtiendo en un exceso, específicamente de combustibles fósiles, que sabemos son recursos no renovables.

Actualmente el 85% del consumo mundial de energía proviene de los combustibles fósiles y el 15% restante se reparte en energía nuclear (~6%) y la energía proveniente de fuentes renovables (~9%), tales como la hidroeléctrica, la Biomasa y biocombustibles, eólica, solar y geotérmica (Figura 2.1.1).

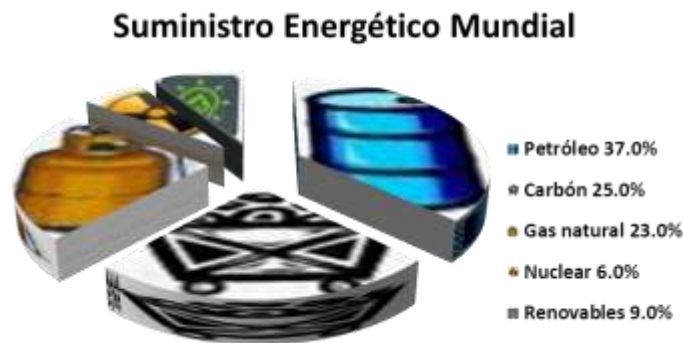


Figura 4.1.1. Panorama actual del suministro energético mundial.

Las sociedades industrializadas actuales demandan grandes cantidades de energía, destinadas a varias actividades, como elaboración de productos y servicios; por ello, y para hacer frente a la actual crisis energética, se propone el uso de energías renovables y un aumento considerable de la eficiencia energética como posibles soluciones. Lo anterior supone además la reducción de gastos, el aumento de la competitividad y la innovación tecnológica.

En México los combustibles, tales como el gas natural, combustóleo, gas LP, carbón, etc., son suministrados por Petróleos Mexicanos (PEMEX), mientras que la energía eléctrica es suministrada por Comisión Federal de Electricidad (CFE). La reformas energéticas indican un paso hacia la modernización del sector energético, uno de los objetivos de la reforma energética es bajar las tarifas eléctricas y bajar el precio del gas natural, al aumentar la producción de éste en un 40% en 2018⁽²⁾. Sin embargo, la tendencia vista desde 2012 es un aumento en el precio de ésta y predicciones para 2018 de hasta un 30% de aumento, ya que no existe una verdadera legislación con respecto a las empresas distribuidoras de gas natural, como se muestra en el Gráfico 2.1.1.

⁽²⁾ García B., Rodrigo (2017), "OPORTUNIDADES TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DE CFE PARA COMPETIR EN EL NUEVO MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD". UNAM, México.

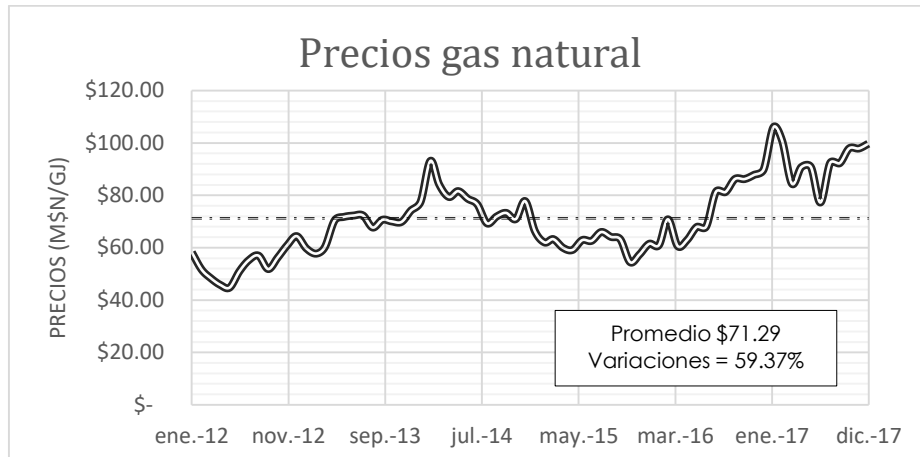


Gráfico 2.1.1. Variación del precio del gas natural⁽³⁾.

Con respecto a la electricidad, el comportamiento es similar (Gráfico 2.1.2). Comparado con E.E.U.U., México ha tenido variaciones de más de 40% en los últimos dos años, mientras que el primero solamente ha variado en proporciones menores al 10%.

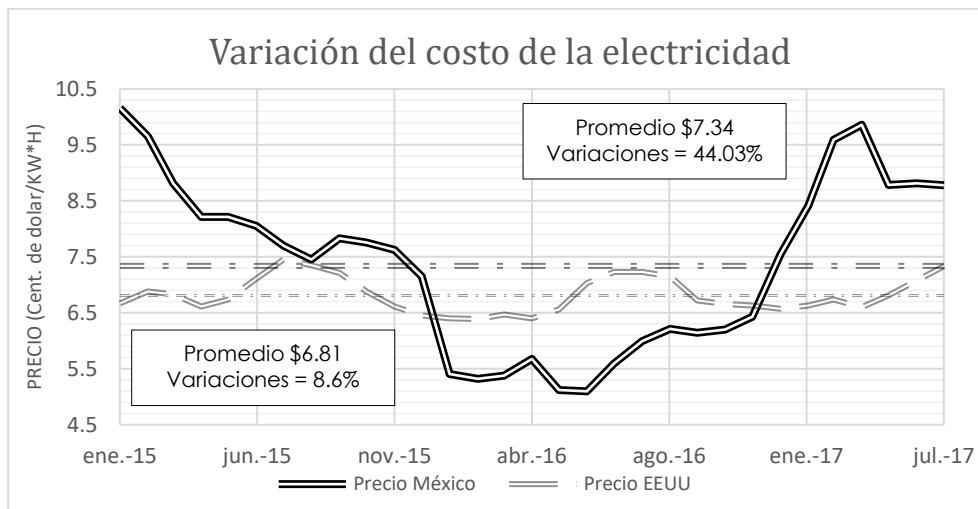


Gráfico 2.1.2. Variación del precio de la electricidad en México⁽⁴⁾ y E.E.U.U.⁽⁵⁾.

El cambio en las leyes por las reformas energéticas en México, han colocado a la Industria Eléctrica Nacional en una posición de constante competencia a la que la CFE debe prepararse y adaptarse, para evitar su salida en la generación de energía eléctrica y mantenerse como un gran participante dentro del Nuevo Mercado Eléctrico Mayorista, de esta manera los costos de la energía eléctrica, como principal insumo para el desarrollo nacional, seguirán siendo competitivos de un insumo fundamental para el desarrollo económico e industrial del país. A partir de estos aumentos en los precios de los combustibles y la electricidad, es pertinente optimizar los procesos industriales y aumentar la eficiencia energética.

⁽³⁾ Datos abiertos – CRE, [Archivo: PreciosdeGasNaturalaUsuariosFinales.xls], <https://datos.gob.mx/>

⁽⁴⁾ Tarifas Industriales – CFE, [Revisión Ene-15 a Jul-17], <https://www.cfe.mx/>

⁽⁵⁾ U.S. Energy Information Administration, Electric Power Monthly: <https://www.eia.gov/electricity>

1.1. OPTIMIZACIÓN DE PROCESOS.

Ante la incertidumbre del agotamiento de los combustibles fósiles y la volatilidad en sus precios, existe un crecimiento exponencial de la necesidad de optimizar los procesos, con la finalidad de obtener las alternativas más económicas en donde los costos de operación y los costos de inversión converjan en un mínimo que permita aumentar la eficiencia en la obtención de productos y servicios. Es indudable que debe invertirse también en un Desarrollo Sostenible (satisfacer las necesidades de las generaciones actuales sin comprometer las posibilidades de las generaciones futuras para atender sus propias necesidades) que prometa una eficiencia energética. Actualmente se disponen de opciones factibles que disminuyan el consumo energético, adoptando medidas técnicas, organizativas, institucionales y estructurales, o modificando el comportamiento, teniendo como resultado la reducción de los insumos y las emisiones por unidad de producción. Las tecnologías nuevas, tales como los recuperadores de calor o los generadores de electricidad dentro de las mismas instalaciones, jugarán un papel importante dentro de la industria, no sólo porque fomentan el consumo responsable, eficiente y sostenible de las fuentes energéticas, sino también porque contribuyen a una disminución en la factura energética, restringiendo la dependencia energética del exterior y reducir la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y otros impactos ambientales relacionados.

La Optimización de Procesos es una de las técnicas que permite resolver los problemas planteados en la elaboración de modelos, es decir, la representación de la realidad (Simulación) por medio de diagramas, fotografías, maquetas, ecuaciones matemáticas, entre otros más, que permitan comprender mejor la esencia del problema y llegar a una solución posible, tomando en cuenta los distintos factores que intervienen en todo planteamiento de un problema.

La gestión de procesos tiene como objetivo el análisis periódico de la forma en que se realizan las actividades y procesos en una organización, en la búsqueda de un mejoramiento u optimización continua de los resultados que se obtienen como producto de dicha gestión.

La gestión de procesos percibe la organización como un sistema interrelacionado de procesos que contribuyen conjuntamente a incrementar la satisfacción del cliente. Supone una visión alternativa a la tradicional caracterizada por estructuras organizativas de corte jerárquico – funcional. Esta perspectiva pervive desde mitad del siglo XIX y dificulta la orientación de las empresas hacia el cliente. Aporta una visión y las herramientas necesarias con las que se puede mejorar y rediseñar los procesos para hacerlos más eficientes, con el objetivo central de satisfacer las expectativas y necesidades de un usuario. La gestión de procesos se divide en las etapas descritas a continuación⁽⁶⁾:

1. Identificación de áreas críticas.
2. Descripción.
3. Análisis.
4. Identificación de áreas problema y sus soluciones.
5. Rediseño.
6. Aplicación/implementación.
7. Evaluación.

⁽⁶⁾ Pepper B., Susana, "OPTIMIZACIÓN DE PROCESOS". Revista Biomédica Revisada Por Pares. Julio, 2011. <http://www.medwave.cl>

1.2. EFICIENCIA ENERGÉTICA.

La disponibilidad de la energía es un factor fundamental para el desarrollo y el crecimiento económico. La aparición de una crisis energética desemboca irremediabilmente en una crisis económica, debido al cambiante entorno económico nacional y mundial, afectado principalmente por las fluctuaciones en los precios de los combustibles fósiles y la incertidumbre de su agotamiento. La utilización eficaz de la energía, así como el uso responsable, son esenciales para la sostenibilidad energética, la cual puede definirse como el equilibrio entre tres dimensiones principales:

- o La *seguridad energética*, como la gestión efectiva y fiable de los recursos energéticos.
- o La *equidad social* busca que la energía sea accesible y factible para toda la población.
- o La *sostenibilidad ambiental* requiere la mitigación de los impactos negativos por medio del desarrollo de fuentes de energía limpias y bajas en emisiones de carbono.

En otras palabras, se trata de llevar el concepto de equilibrio entre las dimensiones económica, social y ambiental, propuesto por desarrollo sostenible, al plano energético, reconociendo que la energía es clave y básica para el desarrollo de cualquier sociedad.

El mundo de la energía está evolucionando hacia un sistema descentralizado y diverso. Dos factores principales que causaron esta transformación son la introducción de las tecnologías de la información en el sector energético y el surgimiento de fuentes alternas de generación de energía a niveles escalables. De manera general, los objetivos de la eficiencia energética son los siguientes:

- o *Ahorro energético*. No sólo implica la reducción del consumo, sino también la reducción de emisiones que afectan al ambiente. De todos los costos operativos, el energético es el más fácil de controlar, pero para su reducción es indispensable un control continuo, una gestión adecuada de la información y una asesoría energética efectiva.
- o *Mejora de la productividad*. Las mejoras en la productividad se centran en optimizar el rendimiento de los equipos y de los procesos, facilitando un correcto mantenimiento.
- o *Disponibilidad y fiabilidad*. La supervisión energética permite garantizar la continuidad del suministro, maximizar el tiempo operativo de su proceso productivo, y alcanzar los requerimientos de calidad y tiempos de respuesta.

1.3. ANÁLISIS ENERGÉTICO.

Para poder administrar un programa de control efectivo en los sistemas de calentamiento, es necesario entender el comportamiento de la energía dentro de éstos; por ello, se tienen que comprender algunos conceptos básicos sobre el tema. En el análisis energético se busca comprender la realidad energética, basada en los principales elementos que componen el sistema, sus principios, en cuanto a la forma de contratación, y los elementos de operación. Este análisis nos da la "fotografía" del sistema energético y de ella podremos comprender las razones técnicas y económicas de la operación energética del inmueble, y tiene los siguientes objetivos⁽⁷⁾:

⁽⁷⁾ Espinosa, Fernando, "¿QUE HACER UN ANÁLISIS ENERGÉTICO O UN DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO?". Mayo 2015. <http://www.energiza.biz/>

- Estimar el potencial de ahorro que tiene cada propuesta.
- Determinar los principales componentes del sistema energético y su efecto técnico y económico; así como los elementos técnicos y económicos del uso de la energía.
- Análisis histórico del consumo de energía y de sus niveles de producción.
- Conocimiento del uso de energía a través de sus horarios básicos o fundamentales.

De manera general, el sistema de energía de una compañía cubre seis áreas, las cuales están conectadas en forma cíclica (Figura 4.1.2) y que se definen a continuación⁽⁸⁾:

- *Suministro*. Las fuentes suministradas al sistema que generan la energía total disponible.
- *Conversión*. La energía desprendida durante la quema de combustibles en los equipos térmicos antes mencionados (hornos y caldera). En esta área existen las primeras pérdidas debidas a las eficiencias de los equipos térmicos.
- *Distribución*. Es la energía que es transportada por los fluidos térmicos para ser aprovechada por los procesos de producción. Las pérdidas en esta área se deben a la falta de mantenimiento en las tuberías.
- *Utilización*. Es la energía aprovechada por los procesos de producción.
- *Eliminación*. La energía que no ha sido aprovechada y que debe ser eliminada.
- *Recuperación*. Toda la energía que puede ser recuperada para disminuir las pérdidas en la eliminación de la energía.
- *Pérdidas en los gases de combustión*. Representa la energía que escapa con los gases de combustión aún calientes. Es función directa de la eficiencia térmica de los equipos.
- *Pérdidas por falta de mantenimiento*. Representa la energía que se pierde en las tuberías y los equipos de proceso por falta de mantenimiento (falta de aislamiento, fugas, derrames, etc.).

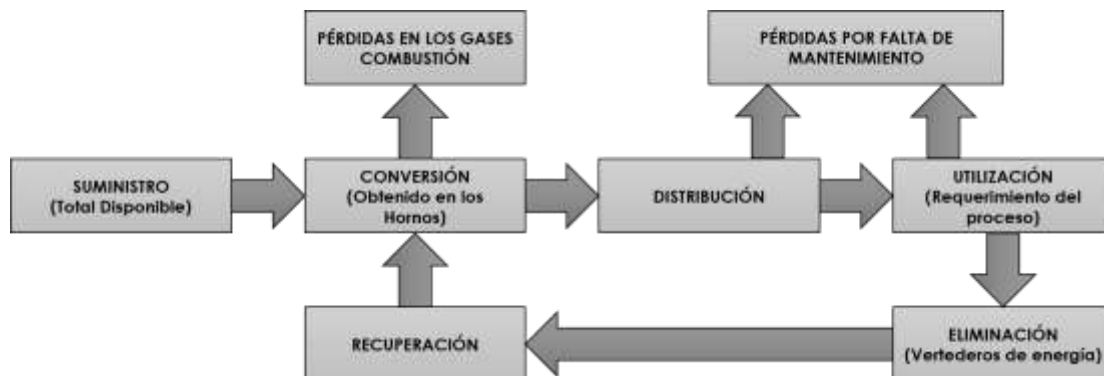


Figura 4.1.2. Estructura del movimiento de la energía.

El objetivo principal de un programa de administración de la energía es obtener la mayor cantidad posible de energía del combustible y, además, conocer cuánto puede llegar a ser esta cantidad.

$$[ENTRADAS] = [SALIDAS] + [PÉRDIDAS]$$

⁽⁸⁾ "BASES PARA EL AHORRO DE ENERGÍA EN CALDERAS Y SISTEMAS DE VAPOR" CONUEE, PyME, SENER. Octubre, 2009. <http://www.conuee.gob.mx>

1.4. DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO.

El diagnóstico energético es un instrumento imprescindible para saber cuánto, cuándo, cómo, dónde y por qué se consume la energía, así como la forma para establecer el grado de eficiencia en su consumo⁽⁹⁾.

Para ello, se requiere, tanto de una inspección minuciosa de las instalaciones como de un análisis energético detallado de los consumos y la forma en que se usa la energía.

Las medidas que se implementan como resultado del diagnóstico energético, permitirán alcanzar ahorros significativos en el corto, mediano y largo plazo. La Tabla 2.1.1 muestra los puntos básicos del diagnóstico energético

Tabla 2.1.1. Puntos del diagnóstico energético.

Concepto	Descripción
Información requerida	<ul style="list-style-type: none">○ Comportamiento y uso de la energía.○ Evaluación cuantitativa y cualitativa de la energía que se consume.○ Áreas de oportunidad de ahorro y uso eficiente de energía.○ Potenciales de ahorro de energía cuantificados.○ Análisis detallado de las instalaciones, a fin de estructurar propuestas técnicas viables, para ahorrar energía en los diversos sistemas eléctricos y térmicos.○ Eficiencias energéticas de los equipos, en términos de índices energéticos.○ Establecer un catálogo de acciones y medidas de ahorro.○ Estimación de la inversión requerida para la aplicación de las medidas de ahorro.○ Determinación de beneficios energéticos, ambientales y económicos.
Medidas para el ahorro y uso eficiente de la energía	<ul style="list-style-type: none">○ <i>Medidas sin inversión.</i> Se basan en el desarrollo y aplicación de medidas operativas y/o administrativas que logren un ahorro de energía; no requieren inversión o ésta no es significativa.○ <i>Medidas educativas.</i> Se refieren a las actividades que promueven la dependencia o entidad para la capacitación y promoción de mejores prácticas, con el objetivo de ahorrar y hacer un uso eficiente de la energía, por parte del personal de la dependencia o entidad.○ <i>Medidas de inversión.</i> Son aquellas acciones que requieren de inversiones en equipos y materiales para alcanzar ahorros importantes de energía.
Fases o niveles secuenciales	<ul style="list-style-type: none">○ Diagnóstico energético preliminar: Es esencialmente una recolección preliminar de información y el análisis de ésta, con énfasis en la identificación de fuentes evidentes de posible mejora en el uso de la energía, así como medidas de eficiencia energética cuyo costo sea mínimo o nulo.○ Diagnóstico energético integral: Proporciona un análisis completo de toda la parte energética tanto de equipos y aparatos como de sistemas auxiliares, así como los detalles operativos de cada uno de ellos y de manera integral. En un diagnóstico energético integral la medición de los parámetros eléctricos y de combustible de los principales equipos consumidores de energía es fundamental.

Se recomienda que la dependencia o entidad instrumente un programa permanente de ahorro, uso eficiente de la energía, seguimiento y control en sus instalaciones, el cual, debe formar parte del trabajo cotidiano de todos los operadores.

2. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA DE ESTUDIO.

Para la realización de este proyecto se tomaron como base los datos obtenidos de 2015,

⁽⁹⁾ "GUÍA PARA ELABORAR UN DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO INTEGRAL EN FLOTAS VEHICULARES DE LA ADMINISTRACIÓN PÚBLICA FEDERAL" CONUEE, SENER. Julio, 2015.

2016 y 2017 de una empresa dedicada a la fabricación de resinas y plastificantes, la cual fue fundada a mediados de la década de los 70's y es líder en la fabricación de aceite de soya epoxidado, desarrollo de plastificantes monoméricos y poliméricos de alta calidad, y especialidades para la industria del plástico (PVC y poliuretano).

2.1. PRODUCCIÓN.

La planta estudio cuenta con una capacidad nominal de 2300 toneladas mensuales, de las cuales alrededor del 75.0% son utilizadas para la fabricación de dos de productos principales, siendo ambos plastificantes, uno primario y el otro secundario. La tabla 2.2.1 muestra la producción mensual y total en los últimos tres años.

Tabla 2.2.1. Cantidad anual elaborada (ton).

Producción	2015	2016	2017
TOTAL	24,745.0	26,283.6	27,055.2

Para el estudio se tomaran en cuenta tres productos principales, esto debido a que representan el 80% de la producción anual de la planta estudio. La Tabla 2.2.2 muestra los nombres comunes de los productos a ser estudiados y su producción anual promedio.

Tabla 2.2.2. Productos principales de la empresa a ser estudiada y su proporción anual.

Producto	2015	2016	2017
DOTP	52.3%	52.5%	52.2%
ESBO	25.0%	25.1%	24.9%
RPI	2.7%	2.6%	2.8%
TOTAL	80.0%	80.2%	79.9%

La Tabla 2.2.3 muestra los reactivos de los procesos estudiados.

Tabla 2.2.3. Sustancias involucradas en la elaboración de los productos principales.

Proceso	DOTP	ESBO	RPI
Sustancias Involucradas	1) Ácido tereftálico	1) Aceite de soya	1) Mezcla de glicoles
	2) 2 – Etilhexanol	2) Ácido fórmico	2) Anhídrido ftálico
	3) Agua	3) Peróxido de hidrógeno	3) Ácido tereftálico

2.2. PRODUCTOS PRINCIPALES.

2.2.1. Tereftalato de dioctilo (DOTP).

El DOTP, por sus siglas en inglés (*dioctyl terephthalate*), es un líquido ligeramente coloreado, con un olor característico. Se utiliza como plastificante de PVC y sus aplicaciones en la industria de los plásticos, así como en la industria de pinturas y barnices. Posee muy buenas propiedades de plastificación y puede utilizarse como un reemplazo directo para DEHP (ftalato de bis(2-etilhexilo)) y DINP (ftalato de diisononilo) en muchas aplicaciones.

2.2.2. Aceite epoxidado de soya (ESBO).

Conocido por sus siglas en inglés como ESO o ESBO (epoxidized soybean oil), es un triglicérido mixto epóxico que pertenece a la familia de los esteres epóxicos que se utiliza como plastificante o coestabilizador en las formulaciones de productos de PVC y sus copolímeros, al reforzar la acción de los estabilizadores base, evitando que el PVC se degrade durante los diferentes procesos de transformación. También se utiliza como un medio de dispersión de pigmentos y como un agente enmascarante de ácido en compuestos de tinta de soya; es compatible con hule clorado, nitrocelulosa, neopreno y emulsiones de PVC y PVA (acetato de polivinilo).

2.2.3. Resina poliéster insaturada (RPI).

Las resinas fabricadas por la empresa son de tipo poliéster, empleadas principalmente como materia prima en una gran gama de aplicaciones: recubrimientos, adhesivos, barnices, pinturas, laminados, moldeo de piezas, etc. Éstas se obtienen al usar anhídridos de ácido, ácidos carboxílicos y dioles como sustancias de partida.

2.3. REACTORES DE PROCESO.

La elaboración de todos los productos se lleva a cabo mediante procesos por lote dentro de los reactores descritos anteriormente. Esto implica que las materias primas se cargan inicialmente en su interior en las cantidades adecuadas, se llevan a cabo las transformaciones físicas y químicas que conducen a lograr el producto, y al final éste se descarga, sea para almacenarlo o depositarlo en el carro tanque que lo transporta a las instalaciones del cliente. Una vez desocupado, cada reactor es alimentado con una carga similar o diferente para reiniciar el proceso.

La planta contaba, hasta 2017, con 10 reactores por lote, la Tabla 2.2.4 muestra las características principales de los reactores con los que cuenta la planta.

Tabla 2.2.4. Características principales de los reactores de la planta.

Concepto	Unidad	R-01	R-02	R-03	R-04	R-05	R-06	R-07	R-08	R-09	R-10
Prod. principal	-	ESBO	RPI	DOTP	ESBO	DOTP	DOTP	DOTP	ESBO	DOTP	DOTP y RPI
Volumen	m ³	24.56	5.56	35.26	38.51	36.02	27.45	23.48	25.41	23.29	36.54
Capacidad	ton	12.10	6.12	21.14	21.3462	21.14	14.10	14.10	12.11	12.92	24.48
P. de diseño	kg/cm ²	6.96	11.68	6.25	6.52	6.64	6.76	7.28	6.91	7.39	6.24

La Tabla 2.2.5 muestra el número de cargas por reactor que se tuvieron de 2015 a 2017, de los principales productos, siendo tereftalato de dioctilo (DOTP), aceite de soya epoxidado (ESBO) y resina poliéster insaturado (RPI).

Tabla 2.2.5. Número de cargas por año de cada reactor.

Año	Reacción	R-1	R-2	R-3	R-4	R-5	R-6	R-7	R-8	R-9	R-10
2015	DOTP	-	-	127	-	127	125	125	-	131	111
	ESBO	136	-	-	135	-	-	-	136	-	-
	RPI	-	46	-	-	-	-	-	-	-	16
	TOTAL	136	46	127	135	127	125	125	136	131	127
2016	DOTP	-	-	134	-	134	135	135	-	143	117
	ESBO	146	-	-	143	-	-	-	146	-	-
	RPI	-	47	-	-	-	-	-	-	-	16
	TOTAL	146	47	134	143	134	135	135	146	143	133
2017	DOTP	-	-	140	-	140	140	140	-	127	123
	ESBO	149	-	-	146	-	-	-	149	-	-
	RPI	-	50	-	-	-	-	-	-	-	18
	TOTAL	149	50	140	146	140	140	140	149	127	141

2.4. EQUIPOS TÉRMICOS.

La planta cuenta con cinco equipos de calentamiento:

- o Cuatro calentadores de aceite térmico, cuyas capacidades nominales sumadas dan 16 millones BTU/h. El intervalo de temperatura de operación de estos equipos es entre 250 °C y 285 °C. La planta cuenta con bombeo para distribución a las zonas norte y sur y su posterior retorno a los hornos. El Horno 4 comenzó a operar en octubre de 2017.
- o Una caldera para producción de vapor de agua con capacidad nominal de 60 caballos caldera (CC), aproximadamente 2 millones BTU/h. El vapor de agua se genera en condiciones de saturación, a 7 bar de presión manométrica y 170 °C de temperatura. Cuenta con el equipo necesario para el tratamiento químico y bombeo del agua que entra al proceso de producción de vapor

La tabla 2.2.6 muestra las capacidades de los equipos de calentamiento y su estado actual.

Tabla 2.2.6. Equipos de calentamiento.

Equipo	Capacidad (MM BTU/h)	No. de pasos	Estado actual
Horno 1	4.0	1	Actualmente se encuentra apagado.
Horno 2	4.0	2	Abastece la zona sur.
Horno 3	8.0	2	Abastece la zona norte.
Horno 4	4.0	3	Abastece la zona sur.
Caldera 1	2.1	-	Generador de vapor, en mantenimiento.

3. MANTENIMIENTO.

El mantenimiento industrial es el conjunto de técnicas y normas que se establecen para la correcta conservación de las instalaciones y la maquinaria en una planta industrial, a fin de cumplir con las funciones para la cual fueron proyectados con la capacidad y la calidad

especificadas, pudiendo ser utilizados en condiciones seguras y económicas, de acuerdo a un nivel de ocupación y a un programa de uso definidos por los requerimientos de producción. Sus objetivos principales son:

- o Optimización de la disponibilidad del equipo productivo.
- o Disminución de los costos de mantenimiento y optimizar los recursos humanos.
- o Maximización de la vida de la máquina.
- o Evitar, reducir y reparar las fallas sobre los bienes mencionados.
- o Disminuir la gravedad de las fallas que no se lleguen a evitar.
- o Evitar decisiones inútiles o paro de máquinas.
- o Evitar incidentes y aumentar la seguridad del personal.
- o Conservar los bienes productivos en condiciones seguras y preestablecidas.
- o Balancear el costo de mantenimiento con el correspondiente al lucro cesante.
- o Prolongar la vida útil de los bienes.

De manera general, las ventajas que ofrece el mantenimiento en líneas y equipos se enlistan en la Tabla 2.3.1.

Tabla 2.3.1. Ventajas del mantenimiento.

Concepto	Descripción
Protección al personal	Para mantener en condiciones seguras a los operadores al ejercer protección a través del control de la temperatura superficial, para evitar quemaduras por el contacto con las superficies de los equipos y tuberías a altas temperaturas, o con fluidos a temperaturas elevadas.
Reducción del impacto ambiental	Reducción de la energía pérdida al ambiente (contaminación térmica), disminución de la cantidad de combustible quemado, lo que equivale a menor contaminación del aire porque se reducen las emisiones de CO, CO ₂ , NO _x y SO _x (reducción de costos de emisión de estos gases), reducción de nubes de vapor, disminución del ruido generado por descarga de condensados a la atmósfera y previenen la formación de charcos de condensado en el piso, mejorándose así el ambiente de trabajo en la planta, reducción de descargas y fugas de sustancias peligrosas. Cumpliendo con la NOM-085-SEMARNAT-2011, la cual establece los límites permisibles de emisión de humo y partículas de las sustancias señaladas, de los equipos de combustión de calentamiento indirecto que utilizan combustibles convencionales o sus mezclas, con el fin de proteger la calidad del aire.
Reducción del costo de vertidos	La NOM-001-SEMARNAT-1996 establece que el límite máximo permisible de la temperatura de descargas de aguas residuales a los sistemas de alcantarillado urbano o municipal es de 40 °C (313.15 K). Los fluidos por encima de esta temperatura deben enfriarse, si se van a verter al desagüe y no se desea incurrir en sanciones. Adicionalmente, menciona el límite máximo de concentración de contaminantes permisible y que la planta debe contar con el tratamiento de aguas residuales, cuando no se cumpla con este límite.
Mejorar la seguridad del proceso	Para mantener una temperatura óptima en las tuberías o tanques de almacenamiento de productos líquidos o gaseosos, que a su vez eviten la corrosión producida por condensaciones (altos niveles de humedad o punto de rocío), tener seguridad contra posibles incendios, minimizar los cambios de temperatura en procesos donde sea necesario un control, y finalmente, controlar el nivel del ruido, reduciéndolo en sistemas mecánicos.

Concepto	Descripción
Integridad de los equipos de generación de vapor y líneas de servicio	Dependiendo de la cantidad de condensado recuperado y reutilizado, otros beneficios pueden ser: menor frecuencia de las purgas de caldera debida a una mejor calidad del agua de alimentación y menor corrosión en el sistema porque la calidad del agua es constante en toda la red.
Reducción de las pérdidas de calor y frío, economizando energía	Las pérdidas de energía en los procesos que operan a altas temperaturas y la ganancia de calor en los procesos que operan a bajas temperaturas, ocasionan costos de suma importancia, ya que la relación de estos costos es directamente proporcional con el consumo de combustible y/o electricidad, afectando así a la productividad de la industria.
Reducir los Costos de Combustible	Al disminuir las pérdidas de energía al ambiente es requerida una menor cantidad de combustibles quemados para producir la cantidad requerida de energía, lo que se traduce en un ahorro en los costos por conceptos de compra de combustibles.
Ahorros por abastecimiento de materias primas y servicios auxiliares	Contribuiría para disminuir el costo relacionado con la compra de servicios como agua limpia o perdida de materias primas y productos terminados.
Disminuir los gastos relacionados con tratamientos	Se reducen los costos de productos químicos para el tratamiento al reutilizar productos y servicios, así como los costos de calentamiento si se recupera a mayor temperatura.

3.1. MANTENIMIENTO EN EQUIPOS DE PROCESO.

Un equipo térmico es una instalación donde se transforma la energía química proveniente de un combustible (combustión) en calor que se transmite a un fluido que se transporta a un equipo consumidor, en el que se cede esa energía. Dependiendo del tipo de equipo es como se transmite la energía al fluido térmico:

- o Equipo de calentamiento (Horno). La energía se utiliza para aumentar la temperatura de aquellos materiales depositados en su interior (fluidos térmicos) y alcanzar la requerida para posteriores procedimientos industriales.
- o Generador de vapor (Caldera). La energía aportada se transmite a un fluido, generalmente agua, que se vaporiza o no (según la temperatura y presión de diseño), y se transporta a un equipo consumidor, en el que se cede esa energía.

Es importante notar que, basados en el servicio y la calidad deseada, se debe seleccionar los equipos que aseguren obtener este servicio. El equipo queda en segundo término, pues si no proporciona los requerimientos necesarios, debe ser arreglado o, en su defecto, sustituido por el adecuado. La mayoría de los problemas que enfrentan los equipos y que aumentan las pérdidas de energía y que pueden ser solucionados con un adecuado programa de mantenimiento son:

- o Defectos en el aislamiento térmico.
- o Fugas por bridas, prensas de válvulas, etc.
- o Funcionamiento correcto del sistema de recuperación de condensados.

Si los problemas persisten tras los trabajos de mantenimiento (tres a seis meses), es momento de pensar en reemplazarlo.

3.2. REMPLAZO DE EQUIPOS DE PROCESO.

El tema de estudiar y decidir la compra o construcción de equipos y de establecer un programa de operaciones para éstos se resuelve mediante conjeturas intuitivas o criterios heurísticos, tales como antecedentes rutinarios, experiencias o en suposiciones más o menos fundadas en consideraciones puramente cualitativas e intuitivas. Sin embargo, los valores utilizados como criterios no se actualizan con frecuencia, a pesar de los cambios y las fluctuaciones en la economía, lo que resulta en valores que están lejos de la realidad.

La tendencia general de los propietarios es efectuar los reemplazos en función de una serie de circunstancias que la mayoría de veces nada tienen que ver con un apropiado análisis que combine aspectos técnicos y económicos. Entre estas circunstancias se encuentran la iniciación de nuevos trabajos, las oportunidades que se presentan en el mercado de los equipos y el tener capital extra disponible.

Como punto inicial se debe reconocer que los equipos tienen una vida útil específica; entendiendo como vida útil el período de tiempo durante el cual un equipo prestará el servicio para el cual fue diseñado, manteniendo su integridad estructural, perdiendo su valor inicial y llegando a tener sólo un valor residual muy menguado y casi de desecho, transcurrido este tiempo. Este espacio temporal se verá afectado por factores múltiples y complejos, tales como fallas de fabricación, condiciones de trabajo, mantenimiento, pericia y cuidado de los operadores, etc. Normalmente, los fabricantes sugieren valores de vida útil de los equipos, los cuales son el resultado de estudios estadísticos desarrollados para condiciones ideales con estándares internacionales; sin embargo, las condiciones locales, que podrán tener carácter circunstancial o más o menos permanente, son las que en realidad determinarán la vida útil del equipo.

En la medida en que transcurre este tiempo de vida útil, los equipos fallan por diversas causas, llegando a generar paros de tal forma que deben ser sometidos a ciertas actividades de mantenimiento para repararlos o sustituir partes y mecanismos dañados, de modo que en los costos operación ya deben incluirse los costos de mantenimiento, aunque la misión del mantenimiento es el conservar los equipos en la mejor forma posible, muchas fuerzas se oponen a este empeño, de tal modo que tarde o temprano el equipo pierde por completo las condiciones técnicas que lo habilitan para prestar determinado servicio⁽¹²⁾. Por otro lado, las cada vez más frecuentes averías aumentan los tiempos muertos o improductivos, llegando incluso a afectar la productividad de otros equipos que trabajan conjuntamente con ellos. Es preciso destacar que llega un momento en que es técnica y tecnológicamente necesario, o económicamente preferible, no prolongar más el funcionamiento de un equipo que se ha vuelto obsoleto, y es preferible desecharlo definitivamente, para no caer en un costo que puede ser muy alto si se continúa tratando de lograr el funcionamiento indefinido de un equipo.

3.3. AISLAMIENTO DE TUBERÍAS.

Las industrias suelen manejar fluidos con temperaturas muy altas (procesos y servicios de calentamiento) o extremadamente bajas (como nitrógeno, por ejemplo) para sus procesos, la falta de material aislante representa grandes cantidades de energía disipada al ambiente y con ello un aumento en los costos operativos, que están directamente

relacionados con el consumo de combustible y/o electricidad, teniéndose pérdidas que pueden alcanzar hasta un 40% del total de la compra de gas combustible. Además, el uso de aislamiento proporciona una protección contra futuros costes de la energía, ya que, en los últimos cinco años, se han visto incrementos en el precio del gas combustible en casi un 60% (Gráfico 2.1.1).

En México, la NOM-009-ENER-1995 establece que será necesario instalar aislamiento térmico todas las superficies a menos de 2.15 m arriba del nivel de piso o distantes 0.60 m o menos de extremos u orillas de andadores, pasillos o plataformas y cuya temperatura de superficie sea igual o mayor a 333 K (60°C) para acabados metálicos y 338 K (65°C) para acabados no metálicos, como medida de protección al personal. Adicionalmente, la NOM-015-STPS-2001 establece las condiciones de seguridad e higiene, niveles y tiempos máximos permisibles de exposición a condiciones térmicas, que por sus características, tipo de actividades, nivel, tiempo y frecuencia de exposición, sean capaces de alterar la salud de los trabajadores (fuentes que generen que la temperatura corporal de los trabajadores sea inferior a 36°C o superior a 38°C).

3.4. CONTROL DE FUGAS Y DERRAMES.

Las fugas de sustancias peligrosas constituyen uno de los accidentes más frecuente en las instalaciones químicas de proceso, y que suelen generar daños graves tanto a los propios equipos y líneas de proceso como a las personas expuestas, llevando incluso a la necesidad de interrupción del proceso productivo y vaciado de tanques, que se traduce en pérdidas completas de producto.

La presencia de fugas y derrames en líneas y equipos representa pérdidas de materia prima y energía, lo que se traduce como un aumento en los costos operativos y pérdidas de hasta un 20% del total de la compra de gas combustible. Adicionalmente, la mayoría de los fluidos fugados se encuentran a una temperatura elevada, por lo que representan un peligro para los operadores que se encuentren en áreas próximas. Todas estas situaciones de graves consecuencias están consideradas como causa de accidente mayor.

Se ha observado que la mayoría de las fugas y derrames se deben a los siguientes problemas:

- o Entre accesorios de tubería, porque la soldadura se encuentra dañada; siendo las uniones entre diferentes tramos y las conexiones a los equipos los puntos más vulnerables.
- o En drenes y boquillas de algunos reactores porque las bridas no cuentan con los espárragos necesarios y no se logra el sellado completo.
- o Entre bridas porque los empaques ya no logran sellar por completo y deben ser reemplazados.

Según se indica en la NOM-114-STPS-1994, las empresas deben contar con un listado actualizado de todos los agentes químicos que se utilizan en el centro de trabajo, con la identificación y clasificación de riesgo correspondiente, de acuerdo a sus características físico-químicas, toxicidad, concentración y tiempo de exposición puedan alterar la salud

del trabajador y/o afectar al centro de trabajo. Adicionalmente, la NOM-001-STPS-2008 indica que las condiciones en pisos deben ser tales que, de acuerdo al tipo de actividades que se desarrollen, no generen riesgos de trabajo y mantenerse de tal manera que los posibles estancamientos de líquidos no generen riesgos de caídas o resbalones.

3.5. TRABAJO CUANDO NO SE CUENTE CON ELECTRICIDAD.

Las interrupciones no planeadas, debido a fallas en el sistema eléctrico o a cortes de energía, pueden generar grandes pérdidas en la industria con operaciones críticas: pérdida de producción, pérdida de servicios, cortes peligrosos, reinicios costosos y la pérdida general de ganancia.

La electricidad suministrada por las empresas de energía no siempre está al nivel de calidad ni de disponibilidad requerida por el usuario.

Las soluciones de continuidad para estas aplicaciones, reducen el impacto de los cortes de energía, previniendo y evitando el tiempo de parada, basadas en las necesidades de confiabilidad y disponibilidad de una operación crítica.

Las interrupciones no programadas, debido a los cortes del sistema eléctrico o fallas eléctricas, pueden generar fuertes pérdidas para negocios con procesos críticos, como por ejemplo: pérdida de producción, pérdida de servicios, paradas peligrosas, re-arranques con energía en horas pico y pérdidas globales de ganancias.

Implementar soluciones como:

- Control, protección y medición con supervisión local y/o remota,
- Transferencia automática de cargas en media tensión, aseguran una alta disponibilidad de las instalaciones, haciéndolas más eficientes y más seguras.

3.6. TORRES DE ENFRIAMIENTO.

Una torre de enfriamiento es una estructura que rechaza el calor residual a la atmósfera, a través de la evaporación de una corriente de agua que se aproxima a la temperatura del bulbo húmedo del aire, es decir, es un equipo cuya finalidad es quitar el calor de una corriente de agua caliente, mediante aire seco y frío que circula por su interior.

Como es bien sabido, las torres de enfriamiento ofrecen ventajas en la conservación de agua, siempre y cuando funcionen adecuadamente. Para ello es necesario brindarles mantenimiento periódico, a fin de suprimir las pérdidas por paros en los procesos en los que se involucren.

Anomalías comunes como correas tensadas, rociadores obstruidos o caídos, portezuelas abiertas o juntas defectuosas; o bien, que haya rellenos o separadores desplazados u obstrucciones en el flujo de aire, así como el sentido del giro de los ventiladores equivocado y demás imprevistos pueden llegar a afectar el funcionamiento en la maquinaria de las torres de enfriamiento. Por lo anterior, es importante cuidar los siguientes aspectos:

1. Cerramiento, carrocería o envolvente.
2. Estructuras interiores.

3. Entradas y salidas de aire.
4. Serpentes.
5. Rellenos y separadores.
6. Fugas de agua.
7. Tomas de servicio.
8. Filtro de aspiración de las bombas.
9. Bombas de recirculación de agua.
10. Válvulas de llenado.

El mantenimiento, tanto preventivo, como correctivo, resulta esencial para prolongar el funcionamiento eficaz de las torres de enfriamiento, ya que, por sus condiciones de trabajo y exposición al ambiente, resultan más vulnerables a diversos agentes externos variables y de difícil control.

3.7. TRAMPAS DE VAPOR.

Las trampas de vapor son un tipo de válvula automática que filtra el condensado y gases no condensables como lo es el aire, sin permitir el escape del vapor. En la industria, el vapor suele ser utilizado para calentamiento o como fuerza motriz para un poder mecánico. Las trampas de vapor son utilizadas en tales aplicaciones para asegurar que no se desperdicie el vapor. El funcionamiento de una trampa de vapor es el siguiente:

1. Cuando entra el vapor al serpentín, el producto en el interior del reactor se calienta.
2. El vapor sede calor (latente), condensa y se convierte en una mezcla líquido vapor (condensado).
3. Para evitar que el área de la superficie de transferencia de calor se reduzca, por efecto de acumulación de condensado, éste debe ser retirado.
4. La trampa de vapor descarga solamente el condensado, mientras evita cualquier fuga de vapor. Si se retirase el condensado por la simple apertura de la válvula "normal", es probable que también se descargue vapor (fuga de vapor).

En sistemas de vapor que no han recibido mantenimiento por más de tres o cinco años, suele ocurrir que del 15% al 30% de las trampas de vapor estén "atascadas"; algunas de éstas pueden estar en posición abierta y, por lo tanto, permitirán el escape de vapor vivo al sistema de retorno de condensado. En los sistemas de vapor sujetos a un programa de mantenimiento, el número de trampas abiertas no debe superar el 5% del total. Si el sistema cuenta con varias trampas, una revisión de su funcionamiento probablemente detectará pérdidas de vapor significativas. Los intervalos de revisión recomendados son los siguientes:

- a) Sistemas de alta presión (más de 10 kg/cm²).- Semanal o mensual.
- b) Sistemas de presión media (de 2 a 10 kg/cm²).- Mensual o trimestral.
- c) Sistemas de baja presión (menos de 2 kg/cm²).- Anual.

La Tabla 2.3.2 muestra las pérdidas de vapor, con respecto a la presión del sistema de condensados, por el diámetro del orificio de la trampa.

Tabla 2.3.2. Descargas de vapor en trampas abiertas⁽⁸⁾.

Diámetro del orificio de la trampa (mm)	Pérdida de vapor (kg/h)			
	Presión del vapor (kg/cm ²)			
	1.05	7.04	10.56	21.12
0.79	0.38	1.50	21.18	-
1.58	1.54	6.00	8.59	16.45
3.17	6.23	24.00	34.45	65.91
4.76	13.95	54.09	77.27	148.18
6.35	24.86	95.90	137.72	253.18
9.52	55.91	215.90	310.00	592.27

El mantenimiento de las trampas tiene las siguientes ventajas:

1. *Seguridad*: Los golpes de ariete pueden causar serios daños al equipo y al personal.
2. *Eficiencia de los procesos*: Mantener la temperatura correcta del proceso.
3. *Conservación de las líneas de retorno de condensado*: Presencia de agua en las tuberías puede causar oxidación.
4. *Reducción de costos*: Es muy común tener fugas parciales en las trampas de vapor con costos muy altos, en consumos excesivos de energía que es desperdiciada.

Existen tres métodos para la revisión de trampas de vapor que se muestran en la Tabla 2.3.3.

Tabla 2.3.3. Métodos de revisión de trampas de vapor⁽¹⁰⁾.

Método	Descripción
Visual	<i>Aunque limitado sólo a sistemas abiertos, este análisis es un primer paso para determinar si una trampa opera correctamente o no. No representa costo, ni requiere otros aparatos. Identifica ausencia de descargas de condensado o cantidades grandes de vapor fugando por la salida de la trampa y ruptura del cuerpo, en conexiones, juntas y empagues. En sistemas de recuperación de condensados, no se puede hacer diagnóstico visual a menos que se instalen mirillas de flujo a la salida de la trampa.</i>
Por temperatura	<i>Es el método menos confiable para la inspección de trampas, sobre todo cuando se trata de fugas; esto se debe a que el condensado de alta temperatura flashea cuando llega a un sistema de menor presión y, como la temperatura del vapor flash es la misma que la del vapor vivo fugando, no es posible diferenciar entre una fuga de vapor y una descarga normal de condensado sólo con medir la temperatura. Resulta relevante la información que provee este método, cuando la trampa falla en posición cerrada su temperatura será menor por acumulación de condensado.</i>
Por sonido	<i>El condensado fluyendo a través de la trampa produce sonido y vibración, y lo mismo hace la apertura y cierre de los mecanismos de la mayoría de las trampas. Cuando una trampa ya no funciona como debiera el sonido normalmente cambia. Reconocer esta diferencia puede ser un método de determinar las condiciones de una trampa.</i>

3.8. RECUPERACIÓN DE CONDENSADOS A LA CALDERA.

El condensado se produce después de que el vapor transfiere toda su energía térmica (calor latente) y se condensa en forma líquida. A pesar de esto, en el condensado queda una cantidad significativa de energía térmica, que no es aprovechada y se pierde en el ambiente. Tras esta pérdida de energía y agua a ser respuesta existe un aumento del

⁽¹⁰⁾ "TEORÍA DEL VAPOR" TLV, Compañía Especialista en Vapor <https://www.tlv.com>

consumo de combustible y mayor uso de agua y sustancias químicas empleadas para desmineralizar el agua. El retorno de condensado al tanque de alimentación de la caldera es reconocido como la manera más efectiva de mejorar la eficiencia de la generación de vapor, además de evitar riesgos de golpe de ariete.

Los sistemas de recuperación de condensados se pueden clasificar como Atmosféricos (venteados) y presurizados (cerrados) dependiendo si el condensado se recupera en un tanque abierto a la atmósfera o es enviado a un recipiente a presión/directamente a la caldera. Además de la presión, otra importante diferencia entre los sistemas venteados y presurizados es la temperatura a la que se recupera el condensado. En el sistema venteadado, como el condensado es recuperado a presión atmosférica, la máxima temperatura que podrá tener es un valor un poco menor que 100 °C, debido al flasheo que ocurre a dicha temperatura y a la pérdida de energía en la tubería de retorno y en los equipos, mientras que en un sistema presurizado, el condensado se puede recuperar a temperaturas mayores. La Tabla 2.3.4 muestra las características de ambos sistemas.

Tabla 2.3.4. Comparación de los sistemas de recuperación de condensados.

Concepto	Sistema Venteadado	Sistema Presurizado
Temperatura del Condensado Recuperado	Hasta 100 °C [212 °F]	Hasta 180 °C [356 °F]*
Configuración del Sistema	Simple	Avanzada
Costos Iniciales	Bajos	Altos
Costos de Operación	Varían	Varían
Corrosión en Tubería	Significativa (el condensado entra en contacto con aire)	Poca (no hay contacto con aire)
Nubes de Vapor	Gran cantidad (si la temperatura del condensado es alta)	Cantidad mínima
Aplicaciones de Recuperación	Agua de alimentación de caldera, pre-calentamiento, agua para limpieza, entre otras	Principalmente para alimentación directa a la caldera y aplicaciones de recuperación de Vapor Flash

* Puede ser mayor. Está limitada por la máxima temperatura de operación de la bomba y equipos periféricos.

La selección entre un sistema venteadado o presurizado para recuperar el condensado debe basarse en un cuidadoso análisis económico con los costos y beneficios de cada uno, que debe incluir los siguientes factores:

- o Sensibilidad a la contrapresión.
- o Relacionar el número de equipos que drenan el condensado que se recuperará con las limitantes económicas y físicas.
- o Necesidad de un sistema de recuperación de vapor flash.

El vapor se puede presentar en tres tipos principalmente:

- o Vapor de alta presión, 40 bar y 250 °C de condensación.
- o Vapor de media presión, 20 bar y 212 °C de condensación.
- o Vapor de baja presión, 3 bar y 134 °C de condensación.

El intercambio de calor es un proceso de gran importancia para la industria. Este debe ir de la mano con un apropiado aislamiento térmico que le permitirá aumentar la seguridad del ambiente de trabajo y un ahorro considerable de los recursos energéticos.

Normalmente, el condensado contiene alrededor de 25% de la energía utilizable del vapor del que procede. Retornándolo al tanque de alimentación del generador de vapor se puede ahorrar miles de pesos por año sólo en energía. Si se utiliza el condensado para calentar el agua de alimentación de caldera, la caldera necesitará mucho menos energía para convertir el agua en vapor. Cada 6 °C de aumento en la temperatura del agua de alimentación que se consiguen utilizando energía "libre" equivale a un ahorro de combustible de 1% aproximadamente. En otras palabras, se necesitará menos combustible para generar vapor a partir del agua caliente en lugar que desde el uso de agua fría.

3.9. GOLPE DE ARIETE.

El golpe de ariete, o martillo hidráulico, es causado por la creación de áreas frías localizadas en sistemas de tuberías que contienen vapor saturado. Cuando el vapor se introduce por primera vez en tuberías frías, el vapor se condensa rápidamente al encontrar una longitud de tubería fría, esto crea babosas (slugs) de agua por la creación de áreas de baja presión o incluso un vacío parcial. Las babosas de agua precipitan a estas áreas de baja presión y cuando éstas se mueven rápidamente impactan en los accesorios que hacen cambio de dirección (codos y uniones "T"), produciendo vibraciones. Esto ocurre cuando la velocidad de flujo del fluido en la tubería cambia rápidamente. También se conoce como "flujo de oleada". Puede causar presiones muy altas en las tuberías, tensiones muy altas en los soportes de las tuberías e incluso reversiones repentinas de flujo.

Se puede prevenir vertiendo el condensado caliente (desde una trampa de vapor a alta presión) o el condensado más frío (desde una trampa de vapor a baja presión) a la alcantarilla usando las válvulas de drenaje de la tubería que deberían estar disponibles en los puntos bajos, tal como se muestra en la Figura 4.3.1.

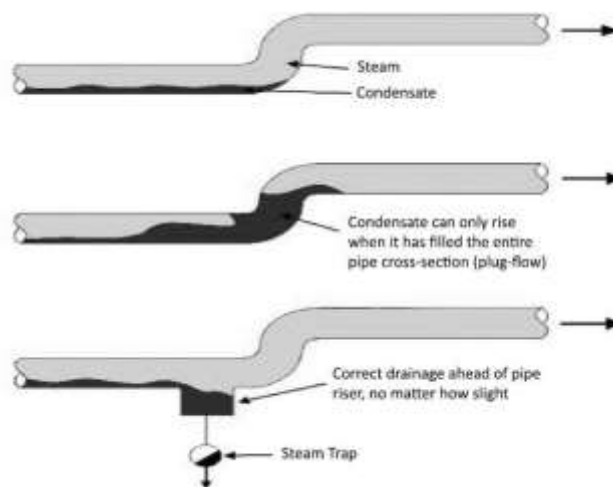


Figura 4.3.1. Prevención del golpe de ariete⁽¹¹⁾.

V. MARCO TEÓRICO.

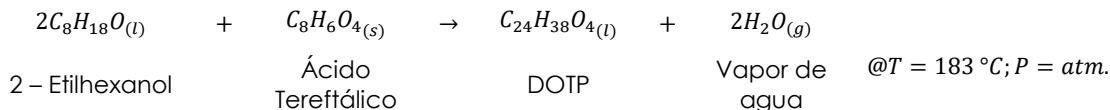
1. BALANCES DE MATERIA Y ENERGÍA POR PRODUCTO PRINCIPAL.

Es necesario conocer la cantidad de energía térmica involucrada en cada etapa de los tres procesos a estudiar (DOTP, ESBO y RPI), tanto la que se debe suministrar a partir de alguno de los medios de calentamiento (aceite térmico o vapor saturado), como la que se requiere retirar por conducto del agua de enfriamiento. El propósito de esto es determinar el total de energía térmica necesaria para cada uno de esos procesos, dato que posibilita saber cuánta energía de este tipo se emplea para fabricar cada producto estudiado. Este parámetro es muy importante en los cálculos aquí efectuados, pues demuestra que puede ser un índice versátil para la gestión administrativa de la energía térmica⁽¹³⁾.

1.1. TEREFTALATO DE DIOCTILO (DOTP).

1.1.1. Descripción del proceso del DOTP.

La reacción de obtención de DOTP es la siguiente:



El DOTP se obtiene por medio de un proceso por lotes, el cual se lleva a cabo a presión atmosférica. La Figura 5.1.1 muestra el esquema completo de los siete rectores que se utilizan producir DOTP (R-3, R-5, R-6, R-7, R-9 y R-10).

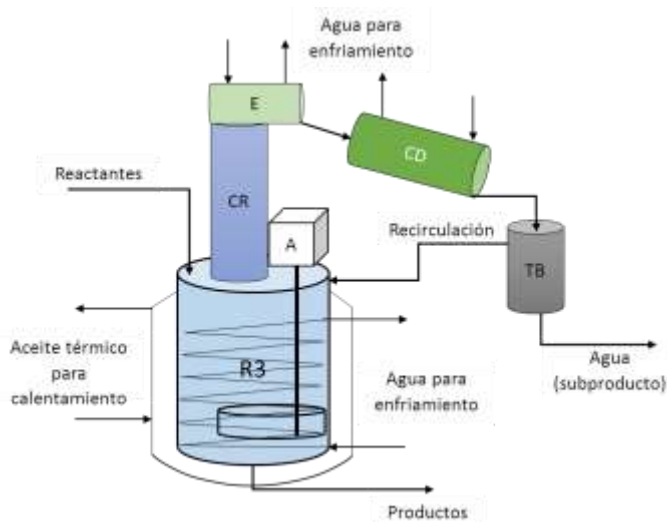


Figura 5.1.1. Sistema para la producción de DOTP.

⁽¹³⁾ Guzmán G., Alejandro J. [2015], "DIAGNÓSTICO DEL APROVECHAMIENTO DE ENERGÍA TÉRMICA EN UNA INSTALACIÓN INDUSTRIAL; CASO PRÁCTICO: UNA PLANTA DE PLASTIFICANTES Y RESINAS". UNAM, México.

El proceso se inicia con la alimentación de los reactantes (2 – etilhexanol y ácido tereftálico) a un sistema de reacción particular de los siete que dispone la planta, a temperatura ambiente (15 °C, aproximadamente). En seguida se activa el sistema de calentamiento del reactor, que debe elevar la temperatura de la mezcla de reactivos hasta una temperatura muy cercana a la de ebullición de la fase líquida (183 °C). Esto se logra haciendo circular fluido de calefacción (aceite térmico) a través de la chaqueta del reactor, que ha sido calentado a una temperatura cercana a 280 °C en los hornos. Alcanzada esta condición, dentro del sistema comienza la reacción química que genera el producto de interés de este proceso, que es el DOTP.

Mientras ocurre la reacción se debe retirar calor desde el sistema formado por el enfriador – condensador, porque el agua que se genera se elimina vía condensación, y el alcohol de exceso que se evapora y abandona el reactor junto con el agua se retorna en fase líquida al reactor. Cuando todo el ácido se convierte a productos concluye la reacción química dentro del sistema. Sin embargo, el producto de interés que permanece dentro del reactor, debe tratarse de modo que alcance el grado de purificación especificado. Esto se inicia extrayendo el alcohol de exceso utilizado en la reacción, que al final de la misma permanece en el reactor junto con el DOTP formando una mezcla. Esta etapa se realiza mediante destilación isotérmica. El siguiente paso en el proceso de purificación es el enfriamiento del contenido del destilador. La última etapa del mismo que utiliza energía térmica para su realización es la deshidratación. El propósito de la misma es eliminar la humedad del producto terminado. El agua extraída se condensa a su paso por el enfriador y condensador del sistema, de modo que simultáneamente se le adiciona y retira energía térmica, similar a la etapa de reacción. Esto deja al producto terminado en condiciones de ser almacenado.

Conforme a lo anterior, la Tabla 5.1.1 muestra el uso de la energía en cada etapa del proceso de producción de DOTP.

Tabla 5.1.1. Etapas del proceso de DOTP y uso de la energía.

Etapas de proceso	Uso de energía térmica
Calentamiento	Adición
Reacción	Adición
Destilación	Adición
Enfriamiento	Sustracción
Deshidratación	Adición

1.1.2.Requerimientos energéticos del proceso del DOTP.

Las Tablas 5.2.2 y 5.2.3 muestran el resumen de la cantidad de energía térmica requerida por el proceso de fabricación de DOTP en cada sistema de reacción. La Tabla 5.1.2 muestra los requerimientos de adición de energía de las etapas de calentamiento, reacción y deshidratación, usuarios intensivos de la energía térmica transportada por el aceite térmico; mientras que la Tabla 5.1.3 muestra la energía desechada de las etapas de reacción, destilación, enfriamiento y deshidratación, usuarios intensivos de la energía térmica retirada por el agua de refrigeración y conducida a la torre de enfriamiento.

Tabla 5.1.2. Calor a ser suministrado en el proceso de DOTP.

Sistema de reacción	Producción [kg/lote]	Etapa			Calor a suministrar	
		Calentamiento [kJ]	Reacción [kJ]	Deshidratación [kJ]	Total [kJ]	Por unidad de producto [kJ/kg]
3	21,145	10,127,017	21,529,437	2,266,210	33,922,665	1,604.32
5	21,145	10,127,017	21,529,437	2,266,210	33,922,665	1,604.32
6	14,096	6,631,508	13,873,331	1,390,807	21,895,646	1,553.28
7	14,096	6,631,508	13,873,331	1,390,807	21,895,646	1,553.28
9	12,922	5,859,460	12,162,947	1,244,906	19,267,314	1,491.08
10	21,145	9,970,827	21,171,351	2,266,210	33,408,388	1,580.00
Promedio						1,564.38

Tabla 5.1.3. Calor a ser retirado en el proceso de DOTP.

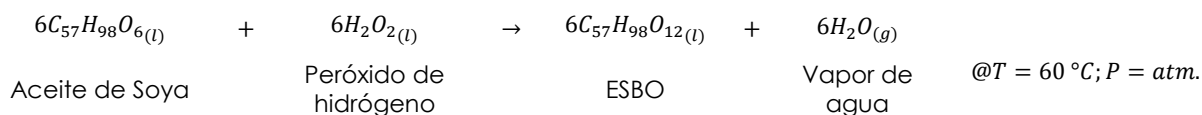
Sistema de reacción	Producción [kg/lote]	Etapa				Calor a suministrar	
		Reacción [kJ]	Destilación [kJ]	Enfriamiento [kJ]	Deshidratación [kJ]	Total [kJ]	Por unidad de producto [kJ/kg]
3	21,145	-8,220,892	-3,194,972	-6,648,853	-1,577,956	-19,642,674	-928.97
5	21,145	-8,220,892	-3,194,972	-6,648,853	-1,577,956	-19,642,674	-928.97
6	14,096	-5,480,880	-2,130,284	-4,462,569	-1,051,971	-13,125,704	-931.14
7	14,096	-5,480,880	-2,130,284	-4,462,569	-1,051,971	-13,125,704	-931.14
9	12,922	-4,691,775	-1,600,873	-4,098,188	-964,307	-11,355,142	-878.77
10	21,145	-7,946,835	-2,904,818	-6,648,853	-1,577,956	-19,078,463	-902.29
Promedio						-902.29	

Correspondiente a los requerimientos de energía mostrados en las Tablas 5.2.2 y 5.2.3, se obtuvieron los valores promedios de adición y sustracción de energía para el proceso de elaboración de DOTP, siendo éstos los que se utilizaron en los cálculos posteriores para determinar otros parámetros operativos o administrativos.

1.2. ACEITE DE SOYA EPOXIDADO (ESBO).

1.2.1. Descripción del proceso de del ESBO.

La reacción de obtención de aceite de soya es la siguiente:



El aceite epoxidado de soya se obtiene por medio de un proceso por lotes, el cual se lleva a cabo a presión atmosférica. La Figura 5.1.2 muestra el esquema completo de los tres

reactores que se utilizan producir ESBO (R-1, R-4 y R-8).

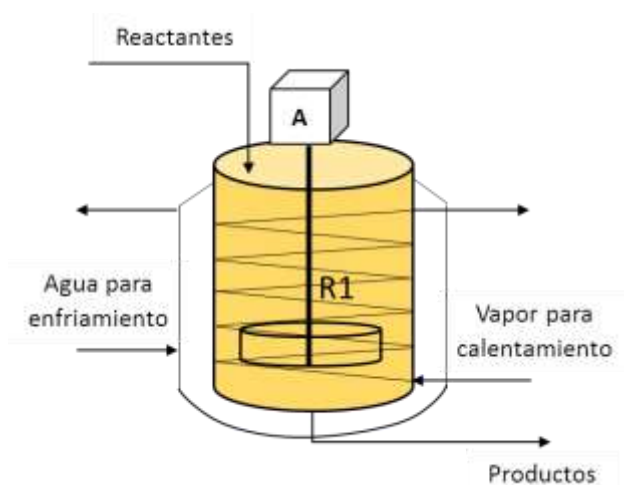


Figura 5.1.2. Sistema para la producción de ESBO.

Durante la reacción la carga de los reactivos se realiza aplicando vacío, a excepción del peróxido de hidrógeno, el cual se dosifica al interior del reactor, por lo que se cargan en primer lugar el aceite de soya y ácido fórmico. Después por medio de un serpentín se aplica vapor saturado (a 7 bar) para calentar los reactivos hasta 60 °C (333 K). Alcanzada esa temperatura, se detiene el calentamiento y se inicia la dosificación del peróxido de hidrógeno, ya que la reacción es exotérmica. La temperatura se controla al alimentar agua de enfriamiento en la chaqueta del reactor. Al término del tiempo de reacción se elimina la fase acuosa y se neutraliza la acidez del producto. La eliminación de humedad y solvente se lleva a cabo mediante calentamiento y aplicación de vacío al sistema.

Conforme a lo anterior, la Tabla 5.1.4 muestra el uso de la energía en cada etapa del proceso de producción de ESBO.

Tabla 5.1.4. Etapas del proceso de ESBO y uso de la energía.

Etapas de proceso	Uso de energía térmica
Reacción	Sustracción
Neutralización	Sustracción
Deshidratación	Adición

1.2.2. Requerimientos energéticos del proceso del ESBO.

Las Tablas 5.2.5 y 5.2.6 muestran el resumen de la cantidad de energía térmica requerida por el proceso de fabricación de ESBO en cada sistema de reacción. La Tabla 5.1.5 muestra los requerimientos de adición de energía de la etapa de deshidratación, usuario intensivo de la energía térmica transportada por el aceite térmico; mientras que la Tabla 5.1.6 muestra la energía desechada de las etapas de reacción y neutralización, usuarios intensivos de la energía térmica retirada por el agua de refrigeración y conducida a la torre de enfriamiento.

Tabla 5.1.5. Calor a ser suministrado en el proceso de ESBO.

Sistema de reacción	Producción [kg/lote]	Etapa		Calor a suministrar	
		Deshidratación [kJ]	Total [kJ]	Por unidad de producto [kJ/kg]	
1	12,105	2,408,114	2,408,114	198.93	
4	21,346	4,555,625	4,555,625	213.42	
8	12,105	2,408,114	2,408,114	198.93	
Promedio				203.76	

Tabla 5.1.6. Calor a ser retirado en el proceso de ESBO.

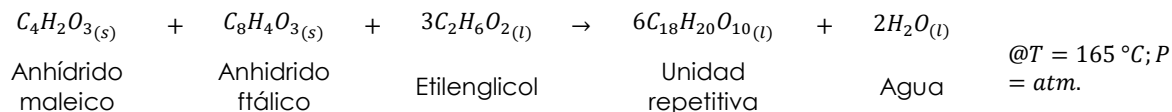
Sistema de reacción	Producción [kg/lote]	Etapa		Calor a suministrar	
		Reacción [kJ]	Neutralización [kJ]	Total [kJ]	Por unidad de producto [kJ/kg]
1	12,105	-14,110,302	-381,233	-14,491,535	-1,197.13
4	21,346	-23,368,808	-672,488	-24,041,295	-1,126.26
8	12,105	-14,110,302	-381,233	-14,491,535	-1,197.13
Promedio				-1,173.51	

Correspondiente a los requerimientos de energía mostrados en las Tablas 5.2.6 y 5.2.5, se obtuvieron los valores promedios de adición y sustracción de energía para el proceso de elaboración de ESBO, siendo éstos los que se utilizaron en los cálculos posteriores para determinar otros parámetros operativos o administrativos.

1.3. RESINA POLIÉSTER INSATURADA (RPI).

1.3.1. Descripción del proceso de la RPI.

Para la obtención de la RPI se llevan a cabo dos reacciones, la primera reacción es la apertura del anhídrido ftálico, tal como se muestra a continuación.



Las resinas poliéster se obtienen de forma similar a como se describió para el proceso DOTP (Figura 5.1.1). Se alternan los reactores R-2 y R-10 para llevar a cabo el proceso de obtención de Resina poliéster, mientras este último también se utiliza para obtener DOTP. La Tabla 5.1.7 muestra el uso de la energía en cada etapa del proceso de producción de RPI.

Tabla 5.1.7. Etapas del proceso de RPI y uso de la energía.

Etapas de proceso	Uso de energía térmica
Calentamiento	Adición
Primer y segunda reacción	Adición
estilación	Adición
Enfriamiento	Sustracción

1.3.2.Requerimientos energéticos del proceso de la RPI.

Las Tablas 5.2.8 y 5.2.9 muestran el resumen de la cantidad de energía térmica requerida por el proceso de fabricación de RPI en cada sistema de reacción. La Tabla 5.1.8 muestra los requerimientos de adición de energía de las etapas de calentamiento, primera y segunda reacciones y destilación, usuarios intensivos de la energía térmica transportada por el aceite térmico; mientras que la Tabla 5.1.9 muestra la energía desechada de las etapas de primera y segunda reacciones, destilación y enfriamiento, usuarios intensivos de la energía térmica retirada por el agua de refrigeración.

Tabla 5.1.8. Calor a ser suministrado en el proceso de resina poliéster insaturada.

Sistema de reacción	Producción [kg/lote]	Etapa				Calor a suministrar	
		Calent. [kJ]	Reacción 1 [kJ]	Reacción 2 [kJ]	Destil. [kJ]	Total [kJ]	Por unidad de producto [kJ/kg]
2	24,481	8,557,241	13,392,037	3,607,571	887,980	26,444,828	738.34
10	6,120	1,869,310	2,200,509	226,893	221,995	4,518,707	1,080.24
Máximo							1,080.24

Tabla 5.1.9. Calor a ser retirado en el proceso de resina poliéster insaturada.

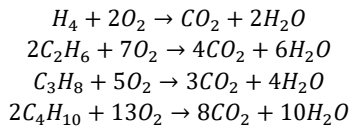
Sistema de reacción	Producción [kg/lote]	Etapa				Calor a suministrar	
		Reacción 1 [kJ]	Reacción 2 [kJ]	Destil. [kJ]	Enfriam. [kJ]	Total [kJ]	Por unidad de producto [kJ/kg]
2	24,481	-2,736,579	-2,120,114	-980,776	-8,388,164	-14,225,633	-636.25
10	6,120	-684,145	-530,029	-245,194	-2,434,541	-3,893,908	-581.10
Promedio							-608.67

Correspondiente a los requerimientos de energía mostrados en las Tablas 5.2.8 y 5.2.9, se obtuvieron los valores promedios de adición y sustracción de energía para el proceso de elaboración de RPI, siendo éstos los que se utilizaron en los cálculos posteriores para determinar otros parámetros operativos o administrativos.

2. TERMODINÁMICA DE LA COMBUSTIÓN.

2.1. BALANCE DE MATERIA EN LA COMBUSTIÓN.

Las reacciones de los hidrocarburos y el requerimiento de aire se describen a continuación:



$$\begin{aligned}
 N_{CH_4} &= N^{\circ}_{CH_4} - \varepsilon_1 \\
 N_{C_2H_6} &= N^{\circ}_{C_2H_6} - \varepsilon_2 \\
 N_{C_3H_8} &= N^{\circ}_{C_3H_8} - \varepsilon_3 \\
 N_{C_4H_{10}} &= N^{\circ}_{C_4H_{10}} - \varepsilon_4
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \varepsilon_1 &= N^{\circ}_{CH_4} \\
 \varepsilon_2 &= N^{\circ}_{C_2H_6} \\
 \varepsilon_3 &= N^{\circ}_{C_3H_8} \\
 \varepsilon_4 &= N^{\circ}_{C_4H_{10}}
 \end{aligned}$$

Donde:

N_x . Es la cantidad de hidrocarburo al final de la reacción de combustión.

N°_x . Es la cantidad de hidrocarburo inicial.

ε_x . Es la cantidad de hidrocarburo que reacciona.

En las reacciones de combustión, los hidrocarburos son el reactivo limitante, puesto que se espera que se consuma el 100% de éstos, y el aire el reactivo en exceso, ya que este se encuentra en abundancia en el ambiente.

$$(N_{O_2})_{estequometrico} = 2 * \varepsilon_1 + 3.5 * \varepsilon_2 + 5 * \varepsilon_3 + 6.5 * \varepsilon_4$$

$$N_{O_2} = (N_{O_2})_{estequometrico} * (1 + Exceso)$$

A partir de la masa de oxígeno se obtiene la masa de nitrógeno y con ambos la masa total de aire seco.

$$N_{N_2} = N_{O_2} \left(\frac{0.791}{0.209} \right)$$

$$N_{Aire\ seco} = N_{N_2} + N_{O_2}$$

Para el cálculo del aire húmedo se obtiene la presión de vapor (P°), a la temperatura ambiente (en K).

$$P^{\circ} = \exp \left(12.0484 - \frac{4030.182}{T - 38.15} \right)$$

Con ésta se obtiene la fracción agua en el aire (x_{H_2O}), y las del oxígeno y el nitrógeno. Y finalmente se obtiene la masa de agua y de aire húmedo.

$$x_{H_2O} = \frac{P^{\circ}}{P} * \%Humedad\ relativa$$

$$x_{O_2} = 0.209 * (1 - x_{H_2O})$$

$$x_{N_2} = 0.791 * (1 - x_{H_2O})$$

$$N_{H_2O} = \frac{x_{H_2O}}{x_{O_2}} * N_{O_2}$$

$$N_{Aire\ húmedo} = N_{N_2} + N_{O_2} + N_{H_2O}$$

Donde:

P. Presión atmosférica.

2.2. BALANCE DE ENERGÍA EN LA COMBUSTIÓN.

Para los cálculos de C_p , entalpía y entropía de la combustión se utilizaron las siguientes ecuaciones:

$$\frac{C_p}{R} = A + B * T + C * T^2 + \frac{D}{T^2} \quad \Delta H_{Op} = \Delta H_{form} + R \int_{T_{ref}}^{T_{Op}} C_p dt \quad \Delta S_{Op} = \Delta S_{form} + R \int_{T_{ref}}^{T_{Op}} \frac{C_p}{T} dt$$

Donde.

R: Como la constante universal de los gases (8.314 J/kgmol K).

T: Temperatura absoluta (K).

A, B, C y D: Son constantes cuyos valores, para las sustancias involucradas en la combustión se enlistan en la Tabla 5.2.1.

Tabla 5.2.1. Constantes para el cálculo del C_p y valores termodinámicos de formación.

Sustancia	A	B*10 ³	C*10 ⁶	D/10 ⁵	T _{max}	ΔH_{form} (kJ/kgmol)	ΔS_{form} (kJ/kgmol K)	ΔG_{form} (kJ/kgmol)
CH ₄	1.702	9.081	-2.164	0.000	1,500	-74.520	-80.698	-50.460
C ₂ H ₆	1.131	19.225	-5.561	0.000	1,500	-83.820	-174.291	-31.855
C ₃ H ₈	1.213	28.785	-8.824	0.000	1,500	-104.680	-269.629	-24.290
C ₄ H ₁₀	1.935	36.915	-11.402	0.000	1,500	-125.790	-366.326	-16.570
CO ₂	5.457	1.045	0.000	-1.157	2,000	-393.509	2.851	-394.359
N ₂	3.280	0.593	0.000	0.040	2,000	0.000	0.000	0.000
O ₂	3.639	0.506	0.000	-0.227	2,000	0.000	0.000	0.000
H ₂ O	3.470	1.450	0.000	0.121	2,000	-241.818	-44.427	-228.572

*Fuente: Smith, Van Ness y Abbott. Introducción a la termodinámica en ingeniería química⁽¹⁴⁾.

Utilizando los valores termodinámicos se pudo obtener la energía aprovechada en los equipos de calentamiento. El balance energético se calcula a través de las entalpías (H) en cada sección del equipo térmico, teniendo como alimentación aire y gas natural (GN), como se muestra en la Figura 5.2.1⁽¹⁵⁾.

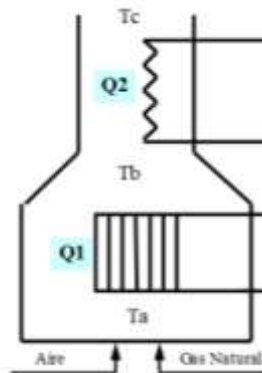


Figura 5.2.1. Diagrama de combustión del gas natural.

⁽¹⁴⁾ Smith, J.M.; Van Ness, H. C.; Abbott, M. M., "INTRODUCCIÓN A LA TERMODINÁMICA EN INGENIERÍA QUÍMICA". 5ª Ed. Edit. McGraw – Hill. México, 1997.

⁽¹⁵⁾ Bazúa R., Enrique (2015) "BASES TERMODINÁMICAS PARA EL USO EFICIENTE Y AHORRO DE LA ENERGÍA EN PROCESOS". Facultad de Química, UNAM, México.

Donde:

T_a. Temperatura de flama adiabática.

T_b. Temperatura a la salida de la zona de radiación.

T_c. Temperatura de los gases de combustión a la chimenea.

Calor de combustión:

$$H_{Ta} = (H_{Aire} + H_{GN})$$

Calor de proceso:

$$Q_1 = H_{Tb} - H_{Ta}$$

$$Q_2 = H_{Tc} - H_{Tb}$$

$$Q_{Proceso} = Q_1 + Q_2$$

Calor de gases de combustión:

$$H_{Tc} = Q_{Proceso} + (H_{Aire} + H_{GN})$$

3. EFICIENCIA ENERGÉTICA.

El proceso para calcular la eficiencia comienza con la determinación, lo más preciso posible, de la cantidad de energía total suministrada al proceso. Para esto, es necesario conocer la cantidad de combustible se ésta quemando y su poder calórico bruto (PCB), es decir, cuantos joules se suministran por cada kilogramo o metro cubico de combustible. La eficiencia (η) de la caldera será entonces el porcentaje de la energía contenida en el combustible alimentado (energía que entra al equipo térmico) entre la energía que sale en el fluido térmico.

$$Eficiencia(\eta) = \frac{Energía Aprovechada}{Energía Suministrada}$$

La diferencia entre ambas equivale a la cantidad de energía que los sistemas de calefacción o refrigeración aportar a los procesos para cumplir con su requerimiento de adición o sustracción.

La eficiencia de un equipo térmico estará limitada por dos factores:

- Las reacciones indeseables que se puedan tener en la combustión, tales como la formación de monóxido de carbono (CO) o ácidos y óxidos de azufre y nitrógeno por la presencia de compuestos de éstos en el combustible.
- Debido a que se requiere suministrar una mayor cantidad de aire al requerido en la teóricamente (estequiométrico) para la combustión completa del combustible, aumenta el volumen de gases de combustión que salen por la chimenea, acarreado una cantidad mayor de calor.

4. CUESTIONES ECONÓMICAS.

4.1. AHORROS.

El cálculo de los ahorros de combustible y pérdidas se basa en la variación de la eficiencia.

Existe una diferencia importante entre mejora de la eficiencia y ahorro de combustible. Un incremento de la eficiencia de 80 a 81% es una mejora de 1% en la eficiencia, sin embargo,

como el incremento es proporcional ($1/80 \% = 1.25$), representa un 1.25% de ahorro en combustible.

El porcentaje en ahorro de combustible siempre es mayor que el incremento en eficiencia. De igual manera, el porcentaje de pérdida en los ahorros de combustible siempre es mayor que el porcentaje de reducción de la eficiencia.

La fórmula para calcular los ahorros de combustible o sus pérdidas, derivadas de un cambio en eficiencia es⁽⁸⁾:

$$\text{Ahorros} = \frac{\text{eficiencia nueva} - \text{eficiencia anterior}}{\text{eficiencia nueva}}$$

El costo/beneficio por mantener la eficiencia de la caldera a un nivel alto se calcula fácilmente con la fórmula siguiente:

$$A = q * \left(\frac{E_a - E_i}{E_a} \right) * C_c * H_a$$

Donde:

A: Ahorro potencial anual en combustible.

q: Consumo de energía promedio en millones de joules por hora.

E_i: Eficiencia ideal.

E_a: Eficiencia actual o nueva.

C_c: Costo del combustible por millón de joules.

H_a: Horas de operación anual.

La eficiencia de las calderas varía con la carga, y el potencial de ahorro en el combustible cambiará también, dependiendo de la carga para la eficiencia de referencia.

4.2. VALOR PRESENTE NETO (VPN).

La elección de un proyecto de inversión para una empresa suele involucrar oportunidades con un amplio rango de resultados potenciales. Para la evaluación de un proyecto de inversión suelen utilizarse métodos que permiten conocer la recuperación de la inversión en el tiempo y rentabilidad de éstos⁽¹⁶⁾.

Uno de estos métodos es el cálculo del Valor Presente Neto (VPN), el cual es un parámetro que indica la viabilidad de un proyecto, basándose en la estimación de los flujos de caja que se prevé tener. El VPN es una medida del beneficio que rinde un proyecto de inversión a través de toda su vida útil, toma los ingresos en un tiempo determinado, restando los gastos netos, y calcula el tiempo en el que se podría recuperar la inversión, más un pequeño interés (el porcentaje que obtendríamos si hubiéramos puesto la inversión a renta fija en lugar de invertir en un proyecto empresarial). Se calcula utilizando la siguiente ecuación:

⁽⁸⁾ "BASES PARA EL AHORRO DE ENERGÍA EN CALDERAS Y SISTEMAS DE VAPOR" CONUEE, PyME, SENER. Octubre, 2009. <http://www.conuee.gob.mx>

⁽¹⁶⁾ González, Rocío, "CÓMO EVALUAR PROYECTOS DE INVERSIÓN", Octubre 2009. <https://www.entrepreneur.com/>

$$VPN = \sum_{k=1}^n \frac{R_k}{(1+i)^k} - I_o$$

Donde:

Io. Costos iniciales de la nueva inversión.

Rk. Flujos de caja en cada periodo.

i. Tasa de rendimiento.

n. Número de periodos.

5. CICLO DE DISTRIBUCIÓN DE ACEITE TÉRMICO.

5.1. GENERALIDADES DEL ACEITE TÉRMICO.

El fluido térmico utilizado para el calentamiento de los reactantes (a través de la chaqueta) es el Shell Heat Transfer Oil S2 X (Fluido para transferencia de calor de alto rendimiento), el cual está elaborado a partir de aceites minerales seleccionados y altamente refinados, lo que permite que el aceite resista la oxidación, craqueo y espesamiento. Esto permite que el aceite tenga una mayor vida útil, entrega una mayor eficiencia al fluido térmico y asegura una buena circulación de la bomba.

El aceite térmico se utiliza para calentar, a través de las chaquetas de los reactores R-2, R-3, R-5, R-6, R-7, R-9 y R-10, los reactivos de los procesos de elaboración de DOTP y RPI, principalmente. La Figura 5.4.1 representa la distribución del aceite térmico en la planta.

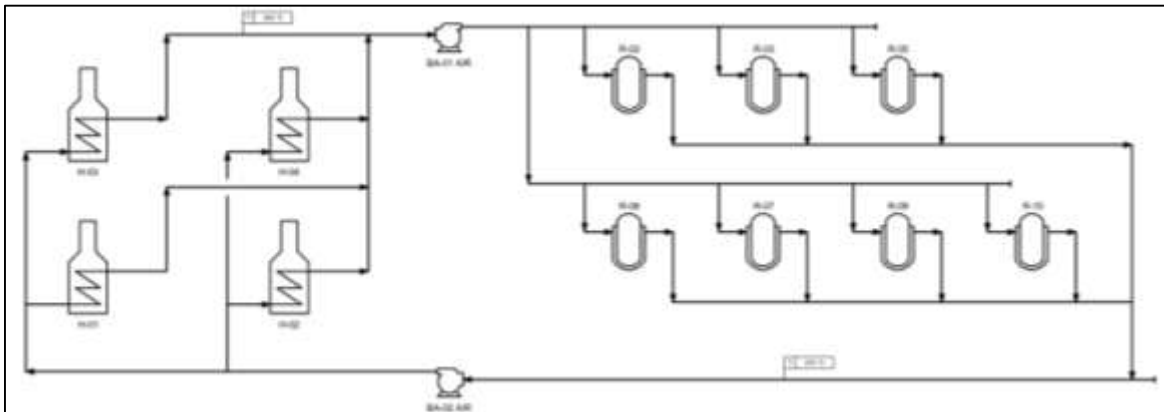


Figura 5.5.1. Distribución del aceite térmico en la planta estudio.

El ciclo actual de distribución de aceite térmico es el siguiente:

1. El aceite térmico es calentado en los hornos hasta alcanzar una temperatura aproximadas de 282 °C (o menor a la temperatura de granel, @290°C).
2. El aceite caliente es bombeado a través del cabezal de distribución hacia los reactores: R-2, R-3 y R-5 en la zona sur y R-6, R-7, R-9, R-10 y R-11 en la zona norte.

3. El aceite es inyectado a través de las chaquetas de los reactores antes mencionados y calienta los reactantes que producirán DOTP y RPI, principalmente.
4. Finalmente, el aceite ahora frío (275 °C) es bombeado hacia los hornos para volver a su temperatura inicial y continuar con el ciclo.

Dado que no existe cambio de fase en ninguna de las etapas del ciclo de distribución de aceite térmico es el siguiente y la presión se mantiene constante, el cálculo de la transferencia de energía en cada una de las etapas es el siguiente.

$$Q = M * C_p * \Delta T$$

Donde:

Q. Energía transferida del aceite térmico (kJ/h).

M. Flujo de aceite térmico (kg/h).

C_p. Calor específico del aceite térmico a presión constante (kJ/kg K)

ΔT. Intercambio de temperatura (K).

5.2. CÁLCULO DE PROPIEDADES DEL ACEITE TÉRMICO.

En la Tabla 5.5.1 se describe las propiedades del aceite térmico a distintas temperaturas⁽¹⁷⁾.

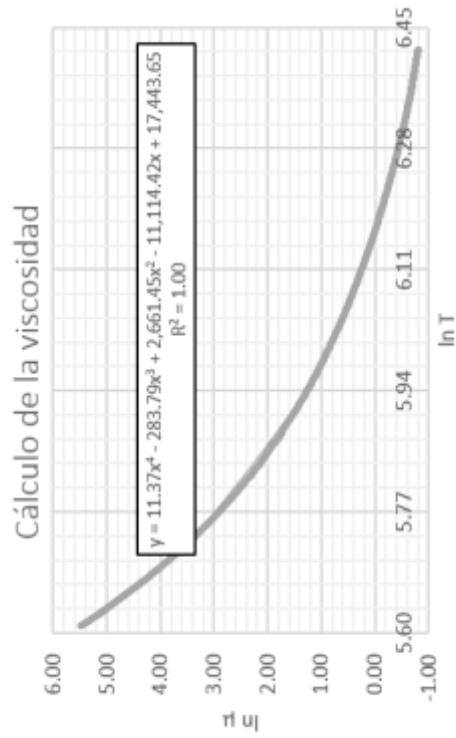
Tabla 5.5.1. Propiedades del aceite térmico a distintas temperaturas.

Propiedad	Unidad	Datos								
Temperatura	°C	0.0	20.0	40.0	100.0	150.0	200.0	250.0	300.0	340.00
Viscosidad	cP	253.73	65.43	25.52	4.06	1.70	0.95	0.61	0.43	0.33
Calor específico	kJ/kg* K	876.0	863.0	850.0	811.0	778.0	746.0	713.0	681.0	655.00
Densidad	kg/m ³	1.809	1.882	1.954	2.173	2.355	2.538	2.720	2.902	3.048
Cond. Térmica	W/m*K	0.136	0.134	0.133	0.128	0.125	0.121	0.118	0.114	0.111

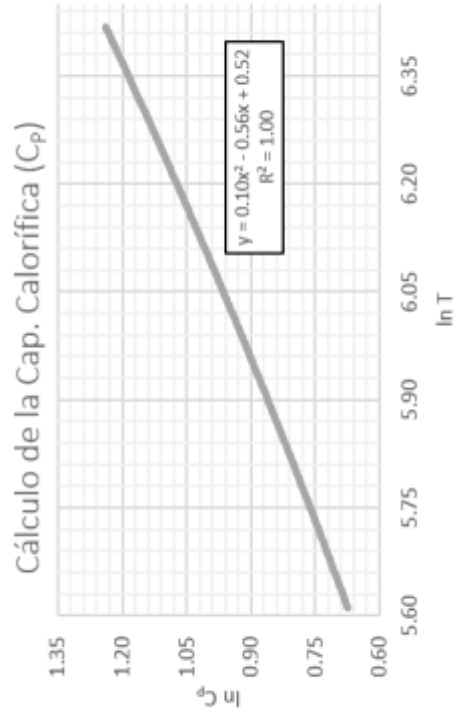
*Fuente: Heat Transfer Fluids by Eastman, Thermanol.com

Para el cálculo de las propiedades del aceite térmico a distintas temperaturas se buscaron relaciones que permitieran facilitar los cálculos, basados en los datos mostrados en la Tabla 5.5.1. Se utilizaron los logaritmos naturales de las temperaturas absolutas contra los logaritmos naturales de las respectivas propiedades del fluido; a ésta se asignó una línea de tendencia polinómica. Los Gráficos 5.5.1 a 5.5.4, muestran lo obtenido con dichas relaciones y las ecuaciones de cálculo obtenidas.

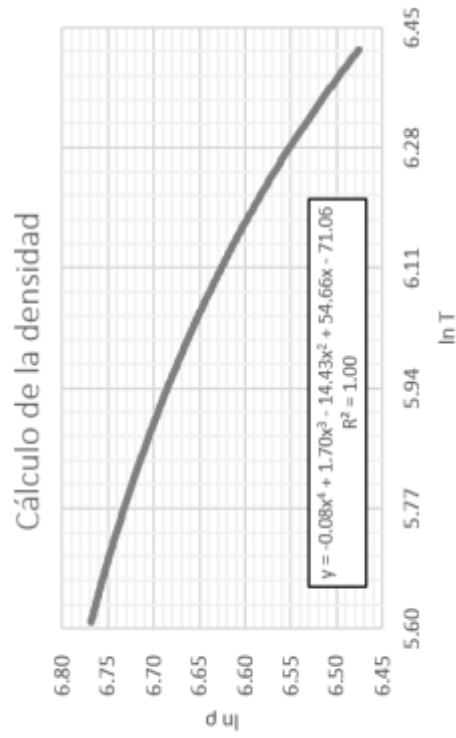
⁽¹⁷⁾ EASTMAN, "TECHNICAL DATA SHEET - THERMINOL® 55 HEAT TRANSFER FLUID", E.E.U.U., 2011. <https://www.therminol.com/>



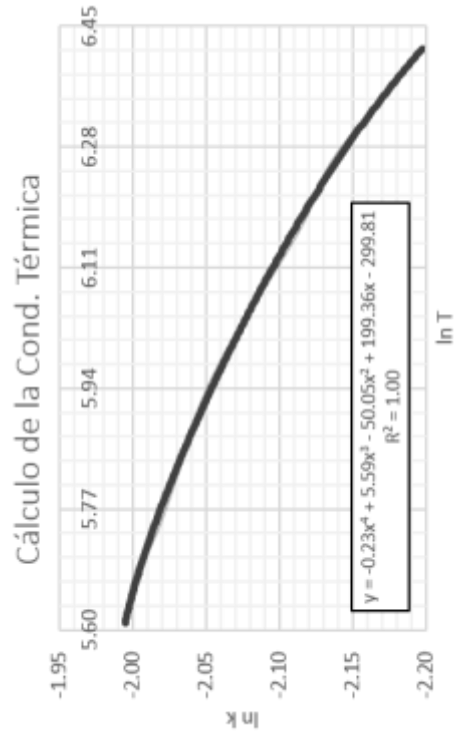
Gráficos 5.5.1. Cálculo de densidad vs temperatura.



Gráficos 5.5.2. Cálculo de C_p vs temperatura.



Gráficos 5.5.3. Cálculo de viscosidad vs temperatura.



Gráficos 5.5.4. Cálculo de conduc. térmica vs temperatura.

Con base en los gráficos se construyeron las ecuaciones que permiten obtener las propiedades del aceite térmico a la temperatura deseada; de manera general puede describirse de la siguiente manera:

$$\ln \alpha = A * (\ln T)^4 + B(\ln T)^3 + C * (\ln T)^2 + D * (\ln T) + E$$

Donde:

a: Representa la propiedad del aceite térmico.

T: Temperatura (K).

La Tabla 5.5.2 muestra los datos de la ecuación general para cada propiedad.

Tabla 5.5.2. Coeficientes de cálculo para las propiedades del aceite térmico.

Propiedad	Unidad	Coeficientes de cálculo				
		A	B	C	D	E
Viscosidad	cP	11.366	-283.789	2,661.451	-11,114.416	17,443.655
Calor específico	kJ/kg K	-	-	0.105	-0.561	0.523
Densidad	kg/m ³	-0.076	1.704	-14.431	54.664	-71.062
Conductividad térmica	W/m K	-0.235	5.590	-50.049	199.356	-299.806

*Los errores arrastrados por estas ecuaciones son menores al 1.0%.

6. DISTRIBUCIÓN DEL VAPOR SATURADO.

El proceso completo actual de generación de vapor saturado y distribución se describe a continuación.

6.1. BOMBA QUE PRESURIZA EL LÍQUIDO.

El agua de servicio municipal y de pipas, que viene a una temperatura de 15 °C y presión atmosférica, es bombeada hacia la caldera, donde aumenta su presión a la descarga a casi 800 kPa, con una mínima variación de su temperatura. El trabajo realizado por la bomba se hace a través del aumento de presión y la eficiencia de bombeo. Lo anterior se representa a continuación:

$$W = M * (h_{L2} - h_{L1}) = F * \frac{(P_2 - P_1)}{\eta}$$

Donde:

W. Trabajo realizado por la bomba (kJ/h).

M. Flujo másico de la corriente de agua (kg/h).

h_{L1}. Entalpía del líquido frío (kJ/kg).

h_{L2}. Entalpía del líquido presurizado (kJ/kg).

F. Flujo volumétrico de la corriente de agua (m³/h).

P₁. Presión de la corriente del líquido frío (kPa).

P₂. Presión de la corriente del líquido presurizado (kPa).

η. Eficiencia de la bomba (%).

6.2. INYECCIÓN AL GENERADOR DE VAPOR.

El generador de vapor (Caldera 1) entrega energía en dos etapas (Tabla 5.6.1): En la primera el agua presionada aumenta su temperatura hasta la ebullición (calor sensible) y en la segunda, la energía transferida permite el cambio de fase (calor latente).

Tabla 5.6.1. Etapas en la caldera.

Calor sensible	Calor latente
<p>El agua presurizada aumenta su temperatura hasta 170 °C, llevando el líquido hasta la saturación. La primera energía transferida por la caldera se define de la siguiente manera:</p> $Q_1 = M * (h_{L3} - h_{L2})$ <p>Donde: Q₁. Calor suministrado en la caldera para aumentar la temperatura (kJ/h). h_{L3}. Entalpía del líquido en ebullición o líquido saturado a 7 bar (kJ/kg).</p>	<p>Se lleva a cabo el cambio de fase de líquido saturado a vapor saturado, sin que exista cambio en las condiciones del fluido (Temperatura 170 °C y presión 800 kPa). La segunda energía transferida por la caldera se define de la siguiente manera:</p> $Q_2 = M * (h_{V1} - h_{L3})$ $Q_2 = M * \lambda_1$ <p>Donde: Q₂. Calor suministrado en la caldera para cambio de fase (kJ/h). h_{V1}. Entalpía del vapor saturado a 7 bar (kJ/kg). λ₁. Calor latente de fusión (kJ/kg).</p>

6.3. INYECCIÓN A SERPENTINES DE REACTORES.

El vapor saturado es inyectado en los serpentines de los reactores para el calentamiento del proceso. En este paso, el vapor cede calor latente y se vuelve condensado, manteniendo las condiciones del fluido (Temperatura 170 °C y presión 800 kPa).

La energía transferida a través de los serpentines de los reactores se puede ejemplificar a través del cambio de entalpías del vapor saturado a la mezcla líquido vapor. Lo anterior se ejemplifica a continuación.

$$h_{MIX} = x_{VS} * h_{VS} - x_{LS} * h_{LS}$$

$$Q_3 = M * (h_{MIX} - h_{V1}) = M * \lambda_2$$

Donde:

Q₃. Calor transferido a los reactantes (kJ/h).

h_{MIX}. Entalpía de la mezcla líquido y vapor a 7 bar (kJ/kg).

h_{FS}. Entalpía del vapor o el líquido saturado a 7 bar (kJ/kg).

x_{FS}. Fracción del vapor o el líquido a 7 bar (%).

λ₂. Calor latente en la transferencia (kJ/kg).

6.4. TRAMPA DE VAPOR.

Finalmente, el condensado que sale de los serpentines es trapeado, disminuyendo sus condiciones a 135 °C de temperatura y 2.1 bar de presión, donde es desechado hacia una cisterna y mezclado con agua cruda, la cual, en algún momento será reenviada a la caldera para volver a generar vapor.

Tras la transferencia de energía del vapor saturado a los reactantes, la corriente debe ser drenada para evitar que la superficie de transferencia de calor se reduzca, por efecto de acumulación de condensado. Tras ser drenada, las condiciones de la corriente disminuyen a 135 °C de temperatura y 2.1 bar de presión. Cabe señalarse que en las válvulas no existe cambio de entalpía, aunque exista cambio de condiciones, por lo que solamente se agregó un apóstrofe (') para indicar las variables nuevas.

$$h_{MIX} = h'_{MIX} = x'_{VS} * h_{VS} - x'_{LS} * h'_{LS}$$

La función de la trampa de vapor es atrapar el vapor y sólo permitir el paso de condensado, por lo que existe una pérdida de energía en las trampas de vapor para que la mezcla bifásica alcance el líquido saturado, la cual se define de la siguiente manera:

$$Q_4 = M * (h'_{LS} - h_{MIX})$$

Donde:

h'_{FS} . Entalpía del vapor o el líquido saturado a 2.1 bar (kJ/kg).

x'_{FS} . Fracción del vapor o el líquido a 2.1 bar (%).

Q_4 . Calor perdido en la trampa de vapor (kJ/h).

VI. MARCO REGULATORIO Y NORMATIVO.

El capítulo presenta el listado de normas y estatutos legales revisados, que sirvieron de base para el presente trabajo.

- **NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural.**

Indica las especificaciones que debe cumplir el gas natural que se inyecte en los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución y el que sea entregado por los suministradores a permisionarios y usuarios, las cuales se muestran en la Tabla 6.1.1.

Tabla 6.1.1. Especificaciones del Gas Natural según la NOM-001-SECRE-2010.

Propiedad	Unid.	Zona Sur				Resto del País
		Hasta el 31-12-2010	01-01-2011 a 31-12-2012	01-01-2013 a 31-12-2013	01-01-2014 a 31-12-2014	
Oxígeno (O ₂) - Máx.	%vol.	N/A	N/A	83.00	N/A	84.00
Oxígeno (O ₂) - Máx.	%vol.	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
Bióxido de Carbono (CO ₂) - Máx.	%vol.	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Nitrógeno (N ₂) - Máx.	%vol.	9.00	8.00	6.00	7.00	4.00
Nitrógeno. Variación Máx. diaria	%vol.	± 1.50	± 1.50	± 1.50	± 1.50	± 1.50
Total de inertes (CO ₂ y N ₂)-Máx.	%vol.	9.00	8.00	6.00	7.00	4.00
Etano - Máx.	%vol.	14.00	12.00	11.00	12.00	11.00
Temperatura de rocío de hidrocarburos - Máx.	K (°C)	N/A	271.15 (-2) ⁽¹⁾	271.15 (-2) ⁽¹⁾	271.15 (-2) ⁽¹⁾	271.15 (-2) ⁽¹⁾
Humedad (H ₂ O) - Máx.	mg/m ³	110.00	110.00	110.00	110.00	110.00
Poder calorífico superior - Mín.	MJ/m ³	35.30	36.30	36.80	36.30	37.30
Poder calorífico superior - Máx.	MJ/m ³	43.60	43.60	43.60	43.60	43.60
Índice Wobbe - Mín.	MJ/m ³	45.20	46.20	47.30	46.20	48.20
Índice Wobbe - Máx.	MJ/m ³	53.20	53.20	3.20	53.20	53.20
Índice Wobbe - Variación Máx. diaria	%	± 5.0	± 5.0	± 5.0	± 5.0	± 5.0
Ácido sulfhídrico (H ₂ S) - Máx.	mg/m ³	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00
Azufre total (S) - Máx.	mg/m ³	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00

* En los ductos de transporte y de distribución que reciben gas natural del Sistema Nacional de Gasoductos de Pemex Gas y Petroquímica Básica (SNG); aplicará el límite máximo de 271,15 K (-2°C) a partir del 1 de julio de 2011.

A partir de esta información fue que se obtuvieron las características propuestas para el gas natural, que sirvieron de base para los cálculos del Diagnostico Energético.

- **NOM-002-SECRE-2010, Instalaciones de aprovechamiento de gas natural (cancela y sustituye a la NOM-002-SECRE-2003, Instalaciones de aprovechamiento de gas natural).**

Establece los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplirse en el diseño, materiales, construcción, instalación, pruebas de hermeticidad, operación, mantenimiento y seguridad de las instalaciones de aprovechamiento de gas natural. Es aplicable dentro de la industria.

Las Tabla 6.1.2 y Tabla 6.1.3 muestran la información recabada de la planta estudio. Cabe señalar que se indicó con un "Sí", cuando se cumplía con lo requerido, "No" cuando no se cumplía y "N/A" cuando no aplicaba lo requerido por la norma en la planta estudio.

Tabla 6.1.2. Equipos de consumo de gas natural.

Requerimientos	¿Se cumple?
Se debe localizar en forma tal que se tenga fácil acceso al mismo y a sus válvulas de control y cuidar que las corrientes de aire no apaguen los pilotos o quemadores.	Sí
Los equipos de consumo, instalados dentro de recintos o cuartos cerrados, se deben ubicar en sitios que dispongan de una ventilación adecuada, tanto en la parte inferior como en la superior de la construcción, que dé directamente al exterior, patio o ducto de ventilación.	Sí
Los calefactores instalados en recámaras o dormitorios deben de contar con un sistema que permita desalojar al exterior los gases producto de la combustión.	N/A
Todos los calentadores de agua, calderetas, entre otros, ubicados dentro de cuartos cerrados deben tener chimeneas o tiro inducido que desaloje al exterior los gases producto de la combustión. Se prohíbe instalar calentadores de agua dentro de cuartos de baño, recámaras y dormitorios.	Sí
Para los equipos de consumo de uso comercial e industrial que se instalen en recintos cerrados (nichos, cuartos de máquinas, cocinas industriales, entre otros), se debe instalar una chimenea con tiro directo, inducido o forzado hasta el exterior, para desalojar los gases producto de la combustión y proveer los medios adecuados que permitan la entrada permanente de aire del exterior, en cantidad suficiente para que el funcionamiento del quemador sea eficiente de acuerdo con las especificaciones del fabricante.	Sí

Tabla 6.1.3. Tuberías, conexiones y accesorios que manejen gas natural.

Requerimientos	¿Se cumple?
7.2.1 Las tuberías enterradas deben estar a una profundidad mínima de 45 centímetros con respecto al nivel de piso terminado. En instalaciones residenciales este valor podrá ser de 30 cm siempre y cuando para la instalación residencial la tubería no cruce calles, andadores o caminos de paso vehicular.	Sí
7.2.2 Cuando se requiera un equipo de consumo especial, como quemadores móviles, mecheros o aparatos sujetos a vibración, puede utilizarse tubería flexible de cobre o tramada con conexiones roscadas, siempre que su longitud no exceda 1,5 metros por cada equipo de consumo, colocando una válvula de control en la parte rígida antes del flexible, unidas con conexiones roscadas; sujetando la parte rígida con abrazaderas.	N/A
7.2.3 En los sitios donde sean previsibles esfuerzos o vibraciones por asentamientos o movimientos desiguales, se debe dar flexibilidad a la tubería mediante rizados, curvas u omegas.	Sí
7.2.4 Las tuberías que operen a presiones mayores a 689 kPa deben localizarse de tal forma que se reduzcan al mínimo los riesgos de siniestros, esto es protegiéndolas adecuadamente contra daños, fugas, etc.	N/A
7.2.5 No se permite ningún tipo de accesorio o unión roscada enterrado ni bridas roscadas o soldadas enterradas, a menos que éstos queden alojados en registros o se instalen en forma superficial.	Sí
7.2.6 En caso de que la tubería esté expuesta a daños mecánicos, ésta se deberá proteger adecuadamente, y para tubería que opere a más de 689 kPa se deberá utilizar tubería de acero.	N/A
7.2.7 Cuando las tuberías crucen azoteas, pasillos o lugares de tránsito de personas, éstas deben protegerse de manera que se impida su uso como apoyo al transitar y queden a salvo de daños.	Sí
7.2.8 Las tuberías que tengan uniones y que atraviesen cuartos sin ventilación directa al exterior, sótanos, huecos formados por plafones, cajas de cimentación, entresuelos, por abajo de cimientos y de pisos de madera o losas, deberán de estar encamisadas. El encamisado debe ser ventilado directamente al exterior por ambos extremos. Se deben seleccionar materiales adecuados cuando exista la posibilidad de que la tubería pueda sufrir daños mecánicos.	N/A
7.2.9 No se deberán instalar tuberías que atraviesen cubos o casetas de elevadores, cisternas, tiros de chimeneas, conductos de ventilación.	N/A

Requerimientos	¿Se cumple?
7.2.10 La instalación de tuberías en sótanos deberá hacerse exclusivamente para abastecer los equipos de consumo que en ellos se encuentren. Se debe instalar una válvula de cierre manual en la tubería, en un punto de fácil acceso fuera del sótano, y otra antes de cada equipo de consumo. Estas tuberías deben ser visibles. El sótano debe contar con ventilación adecuada.	N/A
7.2.11 Cuando las tuberías de gas compartan un mismo ducto que aloje tuberías de otros servicios, el ducto debe quedar ventilado permanentemente al exterior.	Sí
7.2.12 Las tuberías de gas deben quedar separadas de otros servicios conducidos mediante tuberías, racks o cables por una distancia mínima de 2 cm, con conductores eléctricos con aislamiento con una distancia mínima de 3 cm y con tuberías que conduzcan fluidos corrosivos o de alta temperatura con una distancia mínima de 5 cm. Las tuberías de gas no deben cruzar atmósferas corrosivas sin protecciones adicionales.	Sí
7.2.13 Se deben adoptar las medidas de seguridad que se establecen en esta Norma para evitar la posibilidad de un siniestro en las instalaciones que utilicen tuberías para conducir fluidos que combinados con el gas natural pudieran representar un riesgo previsible.	N/A
7.2.14 Cuando los equipos de consumo no se hayan instalado, se debe bloquear la tubería destinada a conectar dichos equipos. Las tuberías se deben bloquear con tapones del tipo soldable o mecánico. En el caso de equipos con fuga, éstos no deberán ser conectados a la instalación de aprovechamiento hasta que no hayan sido reparados.	Sí
7.2.15 Cuando las tuberías se localicen sobre losas, se permite la instalación en firme, o bien ahogadas en la parte superior de la losa sin estar en contacto directo con el acero de refuerzo, siempre que no sea planta baja de edificios de departamentos. En casas particulares, cuando los equipos de consumo se encuentren alejados de los muros, se permite la instalación de tuberías en losas si el piso de la planta baja es firme sin celdas, cajas de cimentación o sótanos; se debe elaborar un plano detallado para identificar la ubicación de la instalación de las tuberías.	Sí
7.2.16 Sólo se permite la instalación de tuberías para usos comerciales o residenciales en el interior de recintos, cuando estén destinadas a abastecer equipos de consumo. En caso contrario, deben estar encamisadas y ventiladas al exterior.	N/A
7.2.17 En el caso de instalaciones de tipo doméstico (incluyendo edificios), comercial e industrial, las tuberías pueden ser enterradas en patios y jardines.	Sí
7.2.18 Se debe efectuar una transición de polietileno a metal antes de la penetración a cualquier construcción cerrada y cualquier parte de la tubería expuesta al exterior debe estar protegida contra daños mecánicos.	N/A
7.2.19 La tubería visible se debe pintar en su totalidad en color amarillo.	Sí
7.2.20 La tubería, conexiones, accesorios y componentes de acero de la instalación de aprovechamiento que estén enterrados, se deben proteger contra la corrosión de acuerdo con lo establecido en el Apéndice II, Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas, de la Norma NOM-003-SECRE vigente.	Sí
7.3.1 El abocinado y conexiones con sistema de unión a presión debe realizarse con herramental adecuado para tal fin sólo es permisible en tubería de cobre y multicapa.	N/A
7.3.2 Las uniones entre válvulas de control y equipos de consumo deben realizarse mediante conectores rígidos o flexibles. En caso de los conectores flexibles, éstos no deben exceder una longitud de 1,5 m.	Sí
7.3.3 Queda prohibido el uso de mangueras para unir tramos de tubería.	Sí
7.4.1 En tubería de acero y cobre rígido no se permite realizar dobleces.	Sí
7.4.2 En tubería de cobre flexible, polietileno y multicapa PE-AL-PE los dobleces no deben presentar daño mecánico visible y su radio de curvatura mínimo deberá ser de 5 veces el diámetro exterior del tubo. Sólo se permiten dobleces con un ángulo mayor de 45° cuando la tubería se encuentre soportada en toda la extensión del dobléz por una superficie plana o, con tubería de cobre flexible, cuando se utilicen para conectar un aparato de consumo de gas.	N/A
7.4.3 En todos los casos, el dobléz debe realizarse sin aplicación de fuentes térmicas a la tubería y realizarse con herramental adecuado para tal fin.	N/A

- **NOM-001-SEMARNAT-1996, límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales y NOM-002-SEMARNAT-1996, límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales a los sistemas de alcantarillado urbano o municipal.**

Ambas normas establecen los parámetros limitantes con respecto a contaminación y condiciones en las descargas de aguas residuales a los sistemas de alcantarillado urbano o municipal, con el fin de prevenir y controlar la contaminación de las aguas y bienes nacionales, así como proteger la infraestructura de dichos sistemas, y es de observancia obligatoria para los responsables de dichas descargas.

Dentro de la norma se describen los límites máximos permisibles para contaminantes de las descargas de aguas residuales a los sistemas de alcantarillado urbano o municipal, los cuales no deben ser superiores a los indicados en la Tabla 6.1.4, que aplican dentro de la planta estudio; mientras que la Tabla 6.1.5 muestra los parámetros que deben cumplirse en las descargas.

Tabla 6.1.4. Límites máximos de contaminantes en descargas de agua.

Parámetros (miligramos por litro, excepto cuando se especifique otra)	Promedio Mensual	Promedio Diario	Instantáneo*
Grasas y aceites	50	75	100
Sólidos sedimentables (mililitros por litro)	5	7.5	10

*Valores de referencia.

Tabla 6.1.5. Parámetros máximos en descargas de agua.

PARAMETROS	Límite inferior	Límite superior
pH (Potencial hidrógeno)	5.5	10
Temperatura	-	40

Los fluidos por encima de la temperatura señalada deben enfriarse, si se van a verter al desagüe y no se desea incurrir en sanciones.

Con respecto a las descargas de aguas residuales dentro de la planta estudio se enumeraron dentro de la Tabla 6.1.6, la cual describe cada concepto y las medidas que se toman antes de la descarga a los sistemas de alcantarillado.

Tabla 6.1.6. Descargas de agua residuales en la planta estudio.

Concepto	Descripción	Medidas tomadas previas a la descarga a alcantarillado
Purgas del generador de vapor	Las purgas del generador de vapor (Caldera 1).	El agua descargada debe tener una temperatura menor a 40 °C y, dado que no existe mezclado con otras corrientes, cumple con las indicaciones de esta norma.
Purga de las torres de enfriamiento	Las purgas de las dos torres de enfriamiento.	El agua descargada tiene una temperatura inferior a 40 °C y, dado que no existe mezclado con otras corrientes, cumple con las indicaciones de esta norma.
Descarga de condensados	Es desechado hacia una cisterna y mezclado con agua cruda, la cual, en	Una cantidad de agua es desechada. Sin embargo, esta agua tiene una temperatura

	algún momento será reenviada a la caldera para volver a generar vapor.	cercana a los 15 °C y, dado que no existe mezclado con otras corrientes, cumple con las indicaciones de esta norma.
Agua para lavado del ESBO	El agua del proceso del ESBO que contiene sustancias como: ESBO, ácido fórmico, agua oxigenada, sosa cáustica y tensoactivos.	Tratamiento químico previo a la descarga, cumpliendo con las indicaciones de esta norma.
Agua para lavado del DOTP	El agua del proceso del DOTP que contiene sustancias como: 2-etilhexanol, ácido tereftálico, sosa cáustica y alcoholes lineales (C-6 a C-10).	Tratamiento químico previo a la descarga, cumpliendo con las indicaciones de esta norma.

Finalmente, la norma también establece la frecuencia de muestreo para análisis del agua de descargas, la cual ha quedado como recomendación a ser tomada en consideración como se muestra en la Tabla 6.1.7.

Tabla 6.1.7. Frecuencia de muestreo de agua de descarga.

Horas por día que opera el proceso generador de la descarga	No. de muestras simples	Intervalo máximo entre toma de muestras simples (horas)	
		Mínimo	Máximo
Mayor que 18 y hasta 24	6	3	4

o **NOM-001-STPS-2008, Edificios, locales, instalaciones y áreas en los centros de trabajo – Condiciones de seguridad.**

Indica que las condiciones en pisos deben ser tales que, de acuerdo al tipo de actividades que se desarrollen, no generen riesgos de trabajo y mantenerse de tal manera que los posibles estancamientos de líquidos no generen riesgos de caídas o resbalones. La Tabla 6.1.8 especifica los requisitos de seguridad con que debe contar la planta de estudio

Tabla 6.1.8. Requisitos de seguridad en el centro de trabajo

Concepto	Descripción
Rampas	<p>Las rampas que se utilicen en el centro de trabajo deben cumplir con las siguientes condiciones:</p> <ol style="list-style-type: none"> No sobrepasar la resistencia de los materiales. No contar con deformaciones que dificulten el tránsito. Cumplir con la ecuación: $P = \left(\frac{H}{L}\right) * 100$ <p>Donde: P: Pendiente (%). H: Altura del nivel inferior al superior, medida sobre la vertical, (cm). L: longitud de la proyección horizontal del plano de la rampa, (cm).</p> Ancho suficiente para ascender y descender sin que se presenten obstrucciones. Para vehículos, superar por lo menos por 60 cm su ancho. Contar con barandal de protección, si se excede una altura de 1.5 m. Si se encuentran cubiertas por muros en ambos lados, contar con pasamanos, excepto para tránsito de vehículos. La distancia libre medida desde cualquier punto de la rampa al techo, o cualquier otra superficie superior sobre la vertical del punto de medición, debe ser mayor a 2 m o igual a la altura del vehículo más 30 cm. En las partes abiertas deben contar con zoclos de al menos 10 cm o cualquier otro elemento físico que cumpla con la función de protección.

Concepto	Descripción
Techos	Los techos del centro de trabajo deben: a) Ser de materiales que protejan de las condiciones ambientales externas; b) Utilizarse para soportar cargas fijas o móviles, sólo si fueron diseñados para estos fines. c) Permitir la salida de líquidos y soportar las condiciones normales de operación.
Pisos y destapado de drenajes	Deben ser tales que, de acuerdo al tipo de actividades que se desarrollen, no generen riesgos de trabajo y mantenerse de tal manera que los posibles estancamientos de líquidos no generen riesgos de caídas o resbalones.
Paredes	Las paredes en los centros de trabajo deben: a) Mantenerse con colores tales que eviten la reflexión de la luz, cuando se trate de las caras interiores, para no afectar la visión del trabajador. b) Utilizarse para soportar cargas sólo si fueron destinadas para estos fines, y c) Contar con medidas de seguridad (protección y señalización de las zonas de riesgo), sobre todo cuando en ellas existan aberturas de más de dos metros de altura hacia el otro lado de la pared, por las que haya peligro de caídas para el trabajador.

- **NOM-005-STPS-1998, Relativa a las condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo para el manejo, transporte y almacenamiento de sustancias químicas peligrosas.**

Establece las condiciones de seguridad e higiene para el manejo, transporte y almacenamiento de sustancias químicas peligrosas, para prevenir y proteger la salud de los trabajadores y evitar daños al centro de trabajo.

Para el cumplimiento de esta norma la empresa cuenta con las hojas de seguridad de las sustancias manejadas y una matriz de reactividad y compatibilidad entre sustancias. Dichos datos fueron revisados y comparados con la información de la red.

- **NOM-009-ENER-1995, Eficiencia energética en aislamientos térmicos industriales.**

Establece que será necesario instalar aislamiento térmico todas las superficies a menos de 2.15 m arriba del nivel de piso o distantes 0.60 m o menos de extremos u orillas de andadores, pasillos o plataformas y cuya temperatura de superficie sea igual o mayor a 333 K (60°C) para acabados metálicos y 338 K (65°C) para acabados no metálicos, como medida de protección al personal. La Tabla 6.1.9 muestra las especificaciones de los servicios que se manejan dentro de la planta estudio a alta temperatura.

Tabla 6.1.9. Servicios manejados a alta temperatura.

Servicio	Temp. aproximada	¿Cuenta con aislamiento?
DOTP	180 °C	Sí
ESBO	60 °C	Sí
RPI	120 °C	Sí
Aceite térmico	280 °C	Sí
Vapor Saturado	170 °C	Sí

- **NOM-015-STPS-2001, Condiciones térmicas elevadas o abatidas - Condiciones de seguridad e higiene.**

La NOM-015-STPS-2001 establece las condiciones de seguridad e higiene, niveles y tiempos máximos permisibles de exposición a condiciones térmicas, que por sus características, tipo

de actividades, nivel, tiempo y frecuencia de exposición, sean capaces de alterar la salud de los trabajadores (fuentes que generen que la temperatura corporal de los trabajadores sea inferior a 36°C o superior a 38°C). Se ha observado rotación dentro de la planta para cumplir con lo observado se mantiene una rotación del personal, lo que permite mantener la seguridad de los operadores. Con respecto a la forma de trabajo para el personal se cuenta con los datos de la Tabla 6.1.10.

Tabla 6.1.10. Límites máximos permisibles de exposición a condiciones térmicas elevadas.

Temperatura máxima en °C de I_{tgbh}^*			Porcentaje del tiempo de exposición y de no exposición
Régimen de trabajo			
Ligero	Moderado	Pesado	
30.0	26.7	25.0	100% de exposición.
30.6	27.8	25.9	75% de exposición/25% de recuperación en cada hora.
31.7	29.4	27.8	50% de exposición/50% de recuperación en cada hora.
32.2	31.1	30.0	25% de exposición/75% de recuperación en cada hora.

* I_{tgbh} : Es el índice de temperatura de globo bulbo húmedo.

o **NOM-020-STPS-2011, Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas - Funcionamiento - Condiciones de Seguridad.**

Establece los requisitos y medidas de seguridad para el funcionamiento de generadores de vapor o calderas en los centros de trabajo, a fin de prevenir riesgos a los trabajadores y daños en las instalaciones. Para el generador de vapor de la planta estudio (Caldera 1), a las condiciones de trabajo actuales, se considera de Categoría III (Tabla 6.1.11).

Tabla 6.1.11. Categoría para el Generador de vapor de la planta de estudio (Calderas 1).

Categoría	Presión de trabajo	Capacidad térmica
III	Mayor a 490.33 kPa	Cualquier capacidad
Caldera 1	789.65 kPa	2.21 GJ/h

La NOM-020-STPS-2011 también especifica que los equipos deben de cumplir con lo siguiente:

- La información de identificación, con nombre genérico y datos de operación y diseño.
- El expediente con las hojas de diseño abaladas por el proveedor.
- Programas específicos de revisión y mantenimiento a los equipos, con los datos de ejecución.
- Las especificaciones del manual de operación.
- Instrucciones y procedimiento de revisión y de mantenimiento.
- Especificaciones del funcionamiento del sistema de relevo y dispositivos de seguridad.
- Especificaciones de instalación y materiales.
- Especificaciones de las pruebas no destructivas.
- Plan de atención de emergencias.

Los documentos citados requieren ser actualizados, por lo que se ha recomendado realizar el trabajo de actualización del generador de vapor y de las hojas de diseño y manuales de operación y mantenimiento de los equipos de calentamiento (hornos).

o **NOM-028-STPS-1994, Código de colores para la identificación de fluidos conocidos en tuberías.**

Establece el código de colores que se debe utilizar para la identificación de fluidos conducidos en tuberías, para propósitos de seguridad en el trabajo; el cual emplea un número limitado de colores. En cuanto al uso de colores en la planta estudio se establecieron las Tablas 6.1.12 y 6.1.13 que muestran los colores utilizados en las tuberías de ésta.

Tabla 6.1.12. Colores de seguridad para tuberías y su significado.

Color de seguridad	Significado	Fluidos en planta estudio
Rojo	Identificación de fluidos para el combate de incendio conducidos por tubería.	Sistema contra incendios.
Amarillo	Identificación de fluidos peligrosos conducidos por tubería.	Gas natural.
Azul	Auxiliar para identificar agua potable.	Agua sanitaria.

Tabla 6.1.13. Colores básicos para tuberías y su significado.

Color de seguridad	Significado	Fluidos en planta estudio
Verde	Agua.	Agua de servicio (enfriamiento y generador de vapor).
Gris plateado	Vapor.	Vapor saturado de calentamiento.
Café	Aceites	N/A
Amarillo ocre	En estado gaseoso (no aire)	Gas natural
Violeta	Ácidos y álcalis	N/A
Azul	Aire	Aire de planta
Negro	Otros líquidos (excepto agua)	Reactantes y productos líquidos de Reactores.

o **NOM-085-SEMARNAT-2011, Contaminación atmosférica-Niveles máximos permisibles de emisión de los equipos de combustión de calentamiento indirecto y su medición.**

Establece los niveles máximos permisibles de emisión de humo, partículas, monóxido de carbono (CO), bióxido de azufre (SO₂) y óxidos de nitrógeno (NO_x) de los equipos de combustión de calentamiento indirecto que utilizan combustibles convencionales o sus mezclas, con el fin de proteger la calidad del aire. Aunque no existe información al respecto en la planta estudio, se ha recomendado realizar un estudio de cromatografía de los gases de combustión para obtener los niveles de concentración de contaminantes en la descarga de los equipos térmicos y analizar si se está cumpliendo con la norma citada. Adicionalmente, se debe tener un registro más claro de las características del gas natural que se está utilizando, en similitud con la NOM-001-SECRE-2010.

- **Ley de Ingresos de la Federación para ejercicio fiscal de 2018.**

En adición a las obligaciones establecidas en el Artículo 84 de la Ley de Hidrocarburos, los titulares de permisos de distribución y expendio al público de gas licuado de petróleo y propano, tendrán la obligación de reportar a la CRE, los precios de venta al público del gas LP cada vez que se modifiquen, al menos sesenta minutos antes de su aplicación, entregar la cantidad, medición y calidad de hidrocarburos, conforme se establezca en las disposiciones jurídicas aplicables; y respetando los precios o tarifas máximas establecidas.

- **Ley de Hidrocarburos.**

Los costos del gas natural, obtenidos de cálculos propios con base en información reportada por los distribuidores, se obtuvieron en cumplimiento al Artículo 26 (Artículo 25 hasta 2017) de la Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2018.

Dichos valores deberán ser dados a conocer, por litro de venta, con la mayor visibilidad de la información, de conformidad con los lineamientos que para tal efecto establezca la Comisión Reguladora de Energía.

VII. METODOLOGÍA.

En esta sección se describe la metodología de trabajo seleccionada para el proyecto y se presentan, de manera simplificada, las actividades realizadas.

PASO 0. RECOPIACIÓN Y REVISIÓN DE LA INFORMACIÓN TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN.

1. Al inicio se realizó una recolección y una revisión de los datos requeridos para el análisis, a efectos de poder cruzar consumos con niveles de actividad de la planta estudio. Con respecto a la información recopilada se establecieron las Tablas 7.1.1 y 7.1.2.

Tabla 7.1.1. Documentos de Ingeniería recopilados.

Documento	¿Obtenida?	Notas
Diagrama de Flujo de Procesos (DFP)	Sí	-
Balance de Materia y Energía	Sí	Sólo para los procesos principales y los servicios auxiliares (agua, vapor saturado y aceite térmico).
Descripción de Procesos	Sí	Se cuenta con la información de los procesos del DOTP, ESBO y RPI, y servicios auxiliares: agua, vapor saturado y aceite térmico.
Diagrama de Tuberías e Instrumentación (DTI)	No	Se cuenta con información de la instrumentación básica.
Plano de Localización General (Layout)	Sí	-
Hojas de Diseño de Equipos	No	Sólo se obtuvieron los datos de dimensionamiento de los equipos.
Hojas de seguridad de las sustancias	Sí	La información se comparó con datos de internet.
Integrado de Tuberías	Sí	Se cuenta con los sistemas de vapor saturado y aceite térmico.

Tabla 7.1.2. Datos de proceso y de servicios auxiliares.

Información	¿Obtenida?	Notas
Consumo de gas combustible	Sí	Se obtuvieron los datos para los años de estudio.
Caracterización del gas natural	No	Se establecieron valores aproximados como base para los cálculos involucrados con el consumo de gas natural.
Caracterización de los servicios auxiliares	No	Se obtuvieron de internet.
Condiciones meteorológicas	N/A	Se obtuvieron de internet.
Condiciones de combustión	Sí	Valores arbitrarios, establecidos con base en la experiencia de los operadores.
Condiciones de operación	Sí	Se complementó con los datos de campo.

2. Conforme al estudio de los datos obtenidos se realizaron una serie de visitas a la planta de estudio para verificar que la información obtenida estuviera actualizada y determinar preliminarmente las primeras oportunidades de ahorro. Para esto se realizó un estudio de campo para identificar las cuestiones a ser tomadas en consideración en la planta de estudio, como el formato establecido en la Tabla 7.1.3.

Tabla 7.1.3. Observaciones a ser tomadas en consideración en la planta.

Fecha	Carácter	Detalles	Acciones a implementar

Con respecto a los rubros de la Tabla 7.1.3 se llenaron del siguiente modo:

- i. *Fecha*. Indica la fecha en la que se realizó la visita a la planta estudio.
 - ii. *Carácter*. Conforme se identificaron distintas cuestiones a ser analizadas se realizó una generalización de ellas.
 - o Área desaprovechada.
 - o Energía térmica desperdiciada.
 - o Cuestiones administrativas.
 - o Cuestiones de seguridad.
 - iii. *Detalles*. Indica, de manera general los sucesos observados en la planta que representen un punto de oportunidad.
 - iv. *Acciones a implementar*. Se estableció una serie de recomendaciones para poder atender el incidente.
3. Con la información del punto anterior, se realizó una caracterización del estado actual de los sistemas a analizar, los cuales se enlista a continuación:
 - o Equipos de calentamiento de aceite térmico (Hornos).
 - o Generador de vapor (Caldera 1).
 - o Sistema de distribución de aceite térmico.
 - o Sistema de distribución de agua de servicio.
 - o Sistema de distribución de vapor saturado.
 - o Dispositivos de calentamiento y enfriamiento de los reactores (chaquetas y serpentines).
 - o Descarga de condensados.
 - o Torre de enfriamiento.
 4. Finalmente se analizó con el personal de planta estudio el nivel de información existente en la organización, la formación interna y la política de la empresa en el ámbito de la eficiencia energética.

PASO 1. DIAGNOSTICO ENERGÉTICO.

El objetivo del Diagnóstico Energético es determinar el grado de eficiencia con la que es utilizada la energía. Consiste en el análisis y estudio de todas las formas y fuentes de energía que utiliza la planta. Éste otorgó la información apropiada para establecer los planes y procedimientos adecuados para lograr las metas de ahorro y eficiencia. Los puntos a ser considerados fueron los siguientes:

- Análisis preliminar de datos de consumo, costos de energía y requerimientos energéticos de producción, para mejorar el entendimiento de los factores que contribuyen a la variación de los índices energéticos de la planta.
- Balance energético de los procesos principales de la planta estudio, así como los balances energéticos específicos de los equipos y líneas de producción intensivas en consumo de energía para su cuantificación.
- Identificación de las áreas de oportunidad que ofrecen potencial de ahorro de energía.
- Evaluación económica de los volúmenes de ahorro alcanzables y las medidas técnicamente aplicables para lograrlo y establecer objetivos definidos y claros de ahorro de energía.

Para el cálculo del Diagnostico Energético se realizó lo siguiente:

1. Se estableció una caracterización del gas natural, con base en la NOM-001-SECRE-2010, para los cálculos posteriores, obteniéndose además los precios a usuarios finales del gas combustible.
2. Se realizó una contabilidad energética con base en los datos históricos. Dichos datos fueron proporcionados por el personal de la planta estudio, representados como el consumo de gas natural de los equipos térmicos (m³).
3. Con la caracterización y el consumo de gas se calculó la energía total disponible con base en el poder calórico.
4. Con base en los datos de combustión históricos de la empresa y las condiciones meteorológicas del lugar, se obtuvo la energía aprovechada por los equipos.
5. Con la energía total y la energía aprovechada se obtuvieron las pérdidas en la combustión.
6. La información recabada, junto con los registros y mediciones realizados dentro de la planta, se utilizaron para obtener los balances de materia y energía generales para cada uno de los procesos principales del sitio (DOTP, RPI y ESBO).
7. Con los datos de requerimiento energético de los productos principales (balances de materia y energía de los procesos) y la energía recuperada por los equipos térmicos se obtuvieron las pérdidas por distribución.
8. Finalmente, se realizó un resumen del diagnóstico energético y se compararon los años de estudio (2015 a 2017).

PASO 2. IDENTIFICACIÓN DE LOS PROCESOS A ANALIZAR.

Basados en toda la información anterior se analizaron las oportunidades de ahorro de energía para todos los servicios y operaciones que se realizan en las instalaciones. Para la identificación de las propuestas de ahorro se analizaron las actividades esenciales (Macro procesos o procesos globales) y se fueron desglosando hacia cada uno de sus componentes (micro procesos), con el fin de llegar a conocer en forma detallada cada uno de los procesos y las interceptaciones entre ellos. Para ello se dividieron en dos los escenarios, conforme a las pérdidas: Perdidas por combustión y perdidas por distribución.

Equipos térmicos – Pérdidas en la combustión.

- Se seleccionaron los sistemas a analizar, en este caso fueron los equipos térmicos:
 - Equipos de calentamiento de aceite térmico (Hornos 1, 2, 3 y 4).
 - Generador de vapor (Caldera 1).
- Se determinó el nivel de sensibilidad existente en la empresa en el mantenimiento de los equipos de proceso con objeto de alcanzar el óptimo rendimiento desde el punto de vista de la eficiencia energética. Para el cálculo de las eficiencias energéticas de los equipos térmicos actuales se utilizó la siguiente ecuación:

$$\eta = \frac{q_{conversión}}{q_{Total}} * f_p$$

- Se revisaron varias propuestas para aumentar la eficiencia energética de los equipos de calentamiento y el generador de vapor, y disminuir las pérdidas energéticas, basadas en los costos de inversión. Dichas propuestas se enlistan en la Tabla 7.1.4.

Tabla 7.1.4. Propuestas para disminuir las pérdidas energéticas de los equipos de térmicos.

Tipo	Propuesta	
Sin inversión	Trabajar con el equipo con las características actuales.	
	Prender el equipo sólo cuando se requiera aumentar la generación de energía en la planta (Intermitencia programada).	
	Apagar el equipo para no volver a ser utilizado.	
Con inversión	Modificar el Horno 1, cambiando el mismo de uno a tres pasos.	
	Instalación de un economizador al horno.	
	Compra de un nuevo equipo	Horno con las características del Horno 4 y con economizador.
		Horno con las características del Horno 4 y sin economizador.
Caldera nueva para sustituir la actual.		

- Se describieron las propuestas, comparando ventajas y desventajas. Para el caso de las propuestas con inversión, se analizó el aumento de la eficiencia energética y los tiempos de retorno a la inversión.
- Se realizó la selección de las mejores propuestas para cada equipo térmico.

Procesos – Pérdidas por distribución y falta de mantenimiento en tuberías.

- Se seleccionaron las áreas a analizar, en este caso fueron las siguientes:
 - Mantenimiento general de las tuberías.
 - Servicios auxiliares: aceite térmico, agua de servicio y vapor saturado.
- Se realizó un mapeo de los procesos, identificando detallando todos los pasos a lo largo de la cadena de proceso, analizando los pasos que agregan valor y los que no lo hacen

(desecho). Esto permitió obtener las condiciones de operación actuales para cada uno de los servicios

3. A partir de los parámetros de operación y las propiedades de los servicios auxiliares se analizó la flexibilidad de estos valores y las repercusiones obtenidas. En este paso fueron apareciendo una serie de posibles propuestas de mejora, las cuales se analizaron cuidadosamente, simulando distintos escenarios, a fin de obtener metas claras con base en el concepto de ahorro energético.
 - o Modificación de los parámetros de operación.
 - o Mantenimiento de las tuberías y de los reactores.
 - o Identificación de fuentes de energía desaprovechadas.
 - o Búsqueda de tecnologías nuevas que disminuyan el consumo de energía del proceso.
4. Los resultados del punto anterior permitieron obtener las primeras propuestas. Sin embargo, fue requerido un estudio de prioridad, estableciendo objetivos o metas específicos, para eliminar las propuestas menos factibles.
5. Tras obtener las propuestas de ahorro se obtuvieron los valores monetarios, los cuales fueron un punto clave para poder enlistar las oportunidades reales.
6. Aunque existen propuestas que a futuro muestran una gran factibilidad, se requiere que se siga analizando la situación a fin de obtener metas más claras, por lo que dichas propuestas se enlistaron en los trabajos futuros.

PASO 3. POTENCIALES DE AHORRO.

En esta sección se explicaron los hallazgos del análisis anteriormente descrito, incluyendo una visión general de cada una de las propuestas seleccionadas. Las actividades realizadas en este paso fueron las siguientes:

1. Se enlistaron las propuestas a ser revisadas. A partir de esto se separó en tres grandes rubros:
 - o Propuestas que no requieren inversión.
 - o Propuestas que requieren inversión mínima (propuestas de mantenimiento).
 - o Propuestas que requieren alta inversión (proyectos de mejora).
2. Con base en la información del PASO 2, se estableció una reseña de la situación actual y una descripción general de la propuesta, describiendo las ventajas no sólo económicas de ésta.
3. Se determinó y evaluó económicamente los volúmenes de ahorro alcanzables y las medidas técnicamente aplicables para lograr la propuesta y establecer objetivos definidos y claros de ahorro de energía.
4. Finalmente se enlistaron de manera general las actividades relacionadas con la implementación de las propuestas.

PASO 4. IMPLEMENTACIÓN Y EVALUACIÓN DE LAS PROPUESTAS DE AHORRO.

Finalmente, se dio pie a establecer programas de ahorro y eficiencia de energía, encaminados a los siguientes objetivos:

- Análisis de las relaciones entre los costos y beneficios de las diferentes determinaciones dentro del contexto financiero y gerencial de la empresa, para poder priorizar su implementación.
- Diseño y aplicación de sistemas particulares para el ahorro de energía en los diferentes procesos que la utilizan.
- Desarrollo del plan de acción para la realización de todos los proyectos de ahorro de energía, incluyendo fechas, metas y responsabilidades, que permita dar continuidad al programa de ahorro de energía de la empresa.
- Evaluación con respecto a la disminución del consumo de energía, sin afectar los niveles de producción.

Cabe mencionar que este paso en el trabajo fue meramente informativo, ya que depende de la aceptación de las propuestas de ahorro obtenidas en el presente trabajo, dentro de la planta estudio.

VIII. RESULTADOS Y ANÁLISIS.

Este capítulo tiene por objeto recuperar los resultados sobresalientes, conforme al Marco Teórico y los datos recopilados. Para esto se estableció una serie de pasos que pretende explicar o apuntalar la validez de esos resultados logrados, a fin de obtener los potenciales de ahorro de energía y económicos que puedan implementarse en la planta estudio:

- PASO 1. Diagnostico energético.
- PASO 2. Identificación de los procesos a analizar.
- PASO 3. Potenciales de ahorro.
- PASO 4. Implementación y evaluación de las propuestas de ahorro.

1. PASO 1. DIAGNOSTICO ENERGÉTICO.

1.1. ENERGÍA TOTAL DISPONIBLE

1.1.1. Características del gas natural.

Con base en los datos de NOM-001-SECRE-2010 (Tabla 8.1.1) y los datos recolectados, se estableció una caracterización general de la composición para el gas natural y las condiciones de operación de éste, como se muestra en la Tabla 8.1.1. Dichos valores fueron utilizados como base para el análisis energético.

Tabla 8.1.1. Especificaciones del Gas Natural⁽¹⁸⁾.

Sustancia	Formula	Unidad	Valor
Metano	CH ₄	% mol	89.60
Etano	C ₂ H ₆	% mol	6.00
Propano	C ₃ H ₈	% mol	2.50
n-Butano	C ₄ H ₁₀	% mol	1.30
Dióxido de carbono	CO ₂	% mol	0.40
Nitrógeno	N ₂	% mol	0.20
Propiedad		Unidad	Valor
Poder calorífico superior		MJ/m ³	40.45
Temperatura de operación		°C	25.90
Presión de operación		Bar	4.60

Cabe señalar, que se está tomando valores arbitrarios de las propiedades del gas natural para el cálculo (poder calórico y composición). Sin embargo, dichos valores varían y resulta necesario monitorearlos con respecto al tiempo, para obtener un análisis más exacto.

1.1.2. Costos del gas natural.

Se obtuvieron los precios del gas natural a usuarios finales, los cuales son cálculos propios, con base en información reportada por el distribuidor de gas natural de la empresa estudio. Los datos reportados de 2012 a 2017 se muestran en la Tabla 8.1.4.

⁽¹⁸⁾ NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural.

Tabla 8.1.4. Variación del costo del gas natural.

Año	Precio del gas natural (Promedio Anual, M\$N/GJ)	Variación (%)
2012	\$53.75	-
2013	\$68.05	26.61
2014	\$77.86	14.41
2015	\$61.75	-20.68
2016	\$72.96	18.14
2017	\$93.80	28.57

*Fuente: Datos abiertos - CRE, gob.mx.

1.1.3. Consumo total de gas natural.

Se obtuvo el consumo total de gas natural en los años de estudio (2015 a 2017), de los equipos térmicos, el cual se muestra de manera simplificada en la Tabla 8.1.2.

Tabla 8.1.2. Consumo de gas natural anual (m³).

Año	Horno 1	Horno 2	Horno 3	Horno 4	Total Hornos	Caldera	Total utilizado
2015	551,216	331,073	928,877	-	1,811,166	121,415	1,932,581
2016	732,332	255,139	759,899	-	1,747,370	171,309	1,918,679
2017	402,769	309,182	820,137	78,831	1,610,919	154,614	1,765,533

Con el dato del poder calórico mostrado en la Tabla 8.1.2 (40.45 MJ/m³) y el consumo de gas natural, se realizó el cálculo de la energía total disponible (Suministro), la cual se muestra en la Tabla 8.1.3. Dichos valores se consideran como la energía total disponible en el sistema.

Tabla 8.1.3. Energía total disponible (GJ).

Año	Horno 1	Horno 2	Horno 3	Horno 4	Total Hornos	Caldera	Total suministro
2015	22,297	13,392	37,573	-	73,262	4,911	78,173
2016	29,623	10,320	30,738	-	70,681	6,929	77,611
2017	16,292	12,506	33,175	3,189	65,162	6,254	71,416

1.2. ENERGÍA GENERADA POR DE LOS EQUIPOS TÉRMICOS.

Indica la energía liberada por los hornos y el generador de vapor por medio de la quema de combustibles, para su cálculo son necesarios los siguientes datos.

- o Caracterización del gas natural.
- o Condiciones climatológicas.
- o Datos de combustión.

1.2.1. Datos de combustión.

Con base en la experiencia de los operadores, se definieron los parámetros de operación aproximados de la combustión del gas natural, de acuerdo con el mes y el equipo térmico

que se trate, como parámetros en la combustión. La Tabla 8.1.5 muestra las temperaturas de combustión en la chimenea y el exceso de aire para cada uno de los equipos térmicos.

Tabla 8.1.5. Condiciones de combustión del gas natural en los equipos térmicos.

Equipo	Condición	Unidad	Ene – Mar	Abr - Jun	Jul – Sep	Oct - Dic
Horno 1	Temp. de gases de combustión	°C	277.70	369.60	369.55	338.95
	Exceso aire	%	17.8	44.6	40.9	34.4
Horno 2	Temp. de gases de combustión	°C	290.50	369.60	358.20	339.43
	Exceso aire	%	16.7	49.3	49.0	38.3
Horno 3	Temp. de gases de combustión	°C	362.00	362.00	373.45	365.82
	Exceso aire	%	30.0	30.0	32.9	31.0
Horno 4	Temp. de gases de combustión	°C	-	-	-	95.80
	Exceso aire	%	-	-	-	29.2
Caldera	Temp. de gases de combustión	°C	239.60	272.20	245.75	252.52
	Exceso aire	%	16.8	87.9	83.3	62.7

Como ya se mencionó, dichos valores se basan en la experiencia de los operadores de la planta estudio y no han sido actualizados desde 2015, por lo que es recomendable mantener especial atención a estas condiciones para obtener un análisis más preciso.

1.2.2. Condiciones meteorológicas.

Se buscaron las condiciones meteorológicas de la localidad de Tultitlan de Mariano Escobedo, Edo. de México, que es el lugar donde se encuentra la planta estudio, las cuales se muestran en la Tabla 8.1.6.

Tabla 8.1.6. Condiciones meteorológicas del municipio de Tultitlan, Edo. de México.

Año	Condición	Unidad	Ene – Mar	Abr - Jun	Jul – Sep	Oct - Dic
2015	Temperatura ambiente	°C	26.00	27.67	26.67	26.33
	Humedad relativa	%	85.33	86.00	84.67	87.67
	Presión atmosférica	Bar	1.031	1.028	1.029	1.030
2016	Temperatura ambiente	°C	27.00	28.33	26.33	25.67
	Humedad relativa	%	76.33	75.13	85.97	83.77
	Presión atmosférica	Bar	1.032	1.031	1.030	1.034
2017	Temperatura ambiente	°C	27.00	30.33	26.33	24.67
	Humedad relativa	%	71.10	77.00	85.97	64.53
	Presión atmosférica	Bar	1.034	1.027	1.029	1.031

Fuente: Meteorored.mx, clima Tultitlan de Mariano Escobedo.

Uno de los mayores inconvenientes de manejar volumen quemado de gas natural es que, como existen variaciones diarias de las condiciones meteorológicas, no se puede asegurar un consumo real de masa de gas natural quemado, lo que hará que las propiedades del gas natural dentro de la planta varíen y los cálculos no sean exactos.

1.2.3. Energía aprovechada por los equipos térmicos.

Utilizando los valores termodinámicos se pudo obtener la energía aprovechada en los equipos térmicos, la cual se muestra en la Tabla 8.1.7.

Tabla 8.1.7. Energía por conversión en los equipos térmicos (GJ).

Año	Horno 1	Horno 2	Horno 3	Horno 4	Total Hornos	Caldera	Total por conversión
2015	11,779	9,037	27,545	-	48,361	2,713	51,074
2016	15,044	6,771	22,570	-	44,386	3,449	47,834
2017	8,269	8,045	24,367	2,772	43,453	3,129	46,582

Las Tablas 8.1.3 y 8.1.7 son análogas, representando la primera la energía adquirida por los fluidos térmicos (aceite térmico y vapor saturado), y la segunda la energía total suministrada por el gas natural. Con base en ambas, se pudieron conocer las pérdidas energéticas en los equipos térmicos, mostradas la Tabla 8.1.8, bajo en el siguiente principio:

$$q_{Total} = q_{Conversión} + q_{PPC}$$

Donde:

q_{Total} . Energía total disponible (GJ).

$q_{Conversión}$. Energía generada por los equipos térmicos (GJ).

q_{PPC} . Energía perdida por combustión (GJ).

Tabla 8.1.8. Energía perdida en los equipos térmicos (GJ).

Año	Horno 1	Horno 2	Horno 3	Horno 4	Total Hornos	Caldera	Total perdido
2015	10,518	4,355	10,028	-	24,901	2,198	27,099
2016	14,578	3,549	8,168	-	26,296	3,481	26,296
2017	8,023	4,461	8,808	416	21,709	3,125	24,834

1.3. ENERGÍA REQUERIDA POR LOS PROCESOS.

Para el cálculo de la energía requerida por los procesos, se obtuvo la producción total en los tres años de estudio para cada uno de los productos la cual se muestra en la Tabla 8.1.9.

Tabla 8.1.9. Producción por producto.

Sustancia	Producción (ton)		
	2015	2016	2017
<i>DOTP</i>	12,935	13,794	14,109
<i>ESBO</i>	6,174	6,587	6,724
<i>RPI</i>	673	679	747
<i>Otros productos</i>	4,963	5,223	5,475
TOTAL	24,745	26,284	27,055

La Tabla 8.1.10 muestra los requerimientos térmicos, conforme a lo analizado anteriormente de los balances de materia y energía por proceso, para cada uno de los productos principales.

Tabla 8.1.10. Requerimientos energéticos de los procesos principales.

Sustancia	Requerimientos térmicos (kJ/kg)	
	Sustracción	Sustracción
DOTP	-902.29	-902.29
ESBO	-1,173.51	-1,173.51
RPI	-608.67	-608.67

Con base en las Tablas 8.1.9 y 8.1.10 se obtuvo la energía total utilizada por los procesos de producción y las pérdidas por concepto de distribución de fluidos térmicos, lo cual se muestra en la Tabla 8.1.11.

Tabla 8.1.11. Energía utilizada por los procesos (GJ).

Año	Total por conversión	Total utilizado	Perdido por distribución
2015	51,074	29,906	21,168
2016	47,834	31,744	16,090
2017	46,582	32,729	13,853

1.4. RESUMEN DEL ANÁLISIS ENERGÉTICO TOTAL.

Conforme a lo anterior, en la Tabla 8.1.12 se engloban los resultados de la energía utilizada en los años de estudio.

Tabla 8.1.12. Resumen de energía utilizada y costos asociados.

Año	Prom. (M\$N/GJ)	Unidad	Total disponible	Total por conversión	Pérdida en calentamiento	Utilizada en proceso	Pérdida por distribución
2015	\$61.75	GJ	78,173	51,074	27,099	29,906	21,168
		M\$N	\$4,852,080	\$3,169,895	\$1,682,185	\$1,849,494	\$1,320,401
Eficiencia		%	100.0%	65.33%	34.67%	38.26%	27.08%
2016	\$72.96	GJ	77,611	47,834	29,776	31,744	16,090
		M\$N	\$5,688,163	\$3,497,314	\$2,190,849	\$2,304,682	\$1,192,513
Eficiencia		%	100.0%	61.63%	38.37%	40.90%	20.73%
2017	\$93.36	GJ	71,416	46,582	24,834	32,729	13,854
		M\$N	\$6,666,705	\$4,359,509	\$2,307,196	\$3,064,498	\$1,295,011
Eficiencia		%	100.0%	65.23%	34.77%	45.83%	19.40%

Se observa que, de manera general, los equipos de calentamiento (hornos) y generación de vapor (caldera) tienen una eficiencia del 64.1%; es pertinente buscar alternativas para aumentar la eficiencia térmica de dichos equipos. Adicionalmente, del total disponible de energía, solamente alrededor del 41.5% se utiliza en los servicios de calentamiento (aceite térmico y vapor saturado) para los procesos de producción de los productos principales, lo que indica que se deben realizar trabajos de mantenimiento para mejorar las condiciones

de las tuberías de transporte de fluidos térmicos, pues existen pérdidas económicas muy grandes. Los Gráficos 8.1.1 y 8.1.2 muestran la distribución de la energía y los costos asociados.

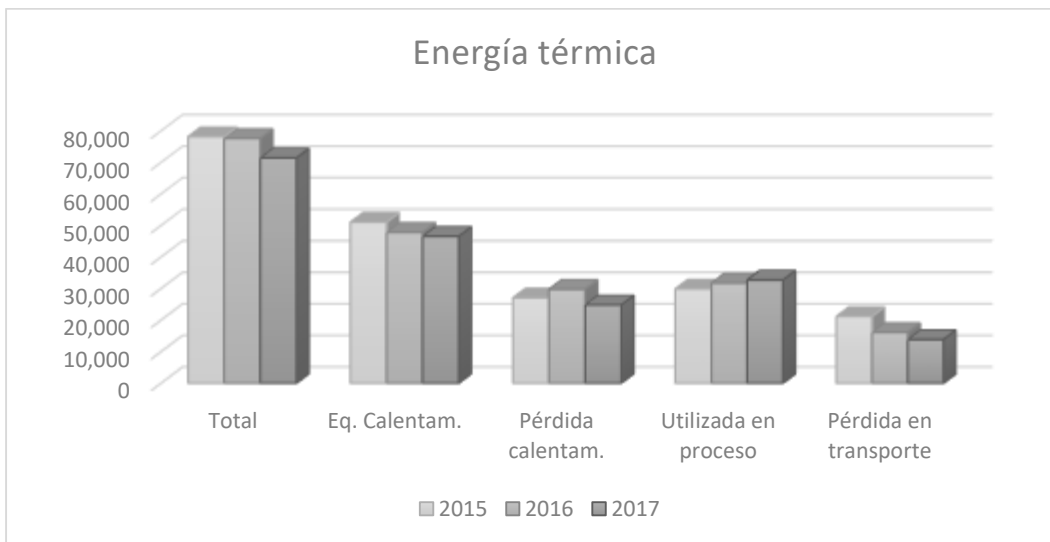


Gráfico 8.1.1. Distribución de la energía térmica.

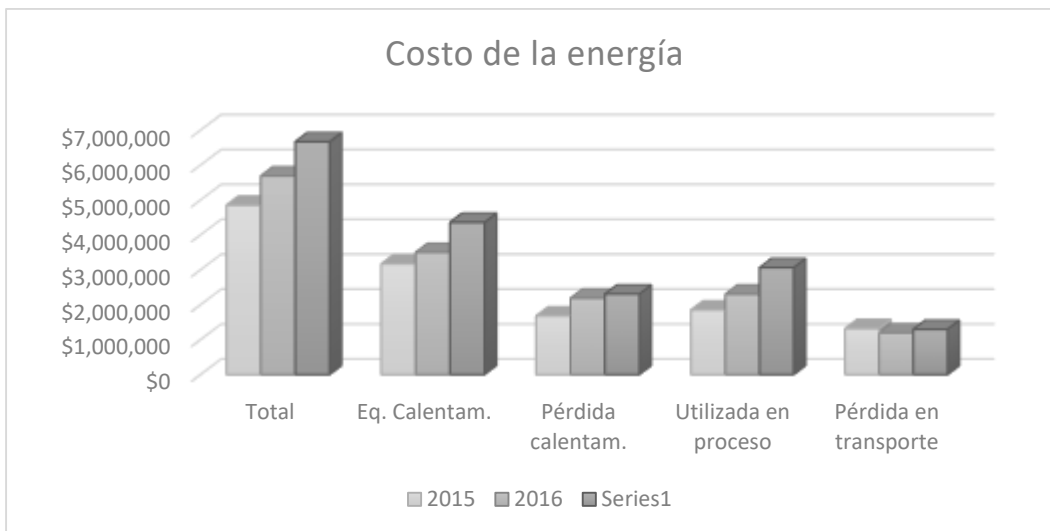


Gráfico 8.1.2. Costos asociados a la distribución de la energía térmica.

Como se puede observar en el Gráfico 8.1.1, la cantidad de gas natural utilizado en los años 2015 y 2016 es muy similar; sin embargo, para 2017 disminuyó, aunque existió un aumento en la producción; esto se debe a que se apagó el Horno 1 y comenzó a trabajarse con el Horno 4. En contraste, el Gráfico 8.1.2 muestra un aumento en el gasto por este concepto, debido al aumento en el precio del gas natural, aunque debe mencionarse que los cambios en la planta permitieron mantener casi constante las pérdidas por calentamiento.

Con respecto al transporte de la energía por los fluidos térmicos y su aprovechamiento en los procesos de producción, las pérdidas de energía se han visto disminuidas hasta en un 50%, por concepto de mantenimiento y reparaciones. Sin embargo, las pérdidas económicas parecen mantenerse constantes, similar a las pérdidas por calentamiento, a pesar de todos los trabajos de mantenimiento realizados en 2017.

La volatilidad de los precios de los combustibles hace pertinente tomar en consideración la búsqueda de alternativas que aumenten la eficiencia térmica de los equipos térmicos y trabajos de mantenimiento que minimicen las pérdidas económicas. La Tabla 8.1.13 muestra las pérdidas por conceptos de calentamiento y distribución de fluidos térmicos.

Tabla 8.1.13. Pérdidas económicas en los años de estudio.

Año	Unidad	Total disponible	Pérdida en la combustión	Pérdida por distribución	Pérdidas totales
2015	GJ	78,173	27,099	21,168	48,267
	M\$N	\$4,852,080	\$1,682,185	\$1,320,401	\$3,002,586
2016	GJ	77,611	29,776	16,090	45,867
	M\$N	\$5,688,163	\$2,190,849	\$1,192,513	\$3,383,362
2017	GJ	71,416	24,834	13,854	38,687
	M\$N	\$6,666,705	\$2,307,196	\$1,295,011	\$3,602,207

De 2015 a 2017 se han aumentado en gran medida los trabajos de mantenimiento, lo que ha permitido disminuir casi un 50% las pérdidas de energía por concepto de transporte de fluidos térmicos; mientras que, por concepto de calentamiento en los equipos térmicos, los trabajos de mantenimiento y la compra del Horno 4, permitieron disminuir las pérdidas en casi un 10%. Sin embargo, debido al aumento de los precios del gas natural, este potencial de ahorro energético no se ha visto reflejado, en cuestiones económicas, aunque se puede hablar de una amortiguación prevista por la tendencia al aumento de los combustibles.

Si bien es cierto que no existirán máquinas con eficiencia del 100% y los trabajos de mantenimiento no logran pérdidas iguales a cero, se deben buscar alternativas para disminuir las pérdidas por los conceptos antes mencionados. Los trabajos de mantenimiento deben continuar y los equipos obsoletos deben ser remplazados, debido a que todo esto contribuirá al ahorro de los costos de la energía y las variaciones futuras, debidas a la volatilidad en los precios de los combustibles, y promoverá la sustentabilidad económica, política y ambiental, lo cual ha de demostrar que es una empresa que se preocupa por el ahorro energético, comprometida con el ambiente.

2. PASO 2. IDENTIFICACIÓN DE LOS PROCESOS A ANALIZAR.

2.1. EQUIPOS TÉRMICOS – PÉRDIDAS POR EFICIENCIAS.

2.1.1. Eficiencias energéticas.

Dado que se tiene una composición y poder calórico del gas natural establecida, además de conocerse las condiciones meteorológicas y de combustión, se pueden establecer las eficiencias energéticas de los mismos (η), definidas como el cociente de la energía por

conversión en los equipos térmicos por la energía total disponible. Sin embargo, debido a las observaciones realizadas en la planta acerca del estado físico, de conservación y mantenimiento de los equipos térmicos, y por regla heurística, se debe aplicar un factor de pérdidas (f_p) por radiación, convección y falta de mantenimiento a través de las paredes, piso y bóveda del equipo, lo que pone de manifiesto la eficiencia del equipo.

$$\eta = \frac{q_{\text{conversión}}}{q_{\text{Total}}} * f_p$$

Se debe aclarar que el factor de pérdidas (f_p) aplicado no es uniforme, esto debido a que los estados físicos observados en los equipos no son similares en todos, los más deteriorados son el Horno 1 y la Caldera. Adicionalmente, no se puede proporcionar un valor numérico real a la falta de mantenimiento o los problemas físicos de los equipos de calentamiento, es meramente interpretativo y el obtener un valor tan alto del factor de pérdidas indica que las condiciones del equipo no son las más adecuadas.

Con base en lo anterior, se calcularon las eficiencias energéticas de los equipos térmicos para los tres años estudiados, las cuales se muestran en la Tabla 8.2.1.

Tabla 8.2.1. Factor de pérdidas y eficiencias de los equipos de calentamiento.

Equipo	2015		2016		2017	
	f_p	Eficiencia	f_p	Eficiencia	f_p	Eficiencia
Horno 1	29.0%	52.6%	31.0%	51.5%	32.0%	50.5%
Horno 2	8.5%	67.4%	12.0%	66.0%	13.0%	64.6%
Horno 3	-	73.3%	-	73.5%	-	73.5%
Horno 4	N/A	N/A	N/A	N/A	-	86.9%
Caldera 1	28.0%	55.0%	35.0%	50.2%	35.0%	50.1%

La Tabla 8.2.2 muestra lo observado sobre la integridad de los equipos de calentamiento, lo que podría explicar el que el valor de factor f_p sea tan grande en algunos equipos.

Tabla 8.2.2. Estado actual de los equipos y líneas de calentamiento.

Equipo	Apreciación del estado físico del equipo
Horno 1	<ul style="list-style-type: none"> o Insuficiente aislamiento térmico o éste se encuentra deteriorado, pues en la zona se percibe una gran cantidad de energía térmica que se está disipando al ambiente. o Las líneas de entrada y salida de aceite térmico no cuentan con aislamiento. o Existe deterioro visible en las líneas de alimentación. o Presencia de derrames entre los sellos e interconexiones. o A pesar de que se realiza mantenimiento en este equipo, a los pocos meses (tres a seis meses) presenta los mismos problemas. o Tiempo de uso muy alto (35 años)
Horno 2	<ul style="list-style-type: none"> o Insuficiente aislamiento térmico o éste se encuentra deteriorado, pues en la zona se percibe una gran cantidad de energía térmica que se está disipando al ambiente. o Deterioro visible en las líneas de alimentación. o Tiempo de uso muy alto (35 años)

Equipo	Apreciación del estado físico del equipo
Horno 3	o A pesar de su tiempo de uso tan alto (35 años), no presenta grandes problemas.
Horno 4	o Sin problemas, pues es un equipo nuevo.
Caldera 1	<ul style="list-style-type: none"> o Insuficiente aislamiento térmico o éste se encuentra deteriorado, pues en la zona se percibe una gran cantidad de energía térmica que se está disipando al ambiente. o Existe deterioro visible en las líneas de alimentación. o Presencia de fugas de vapor visibles e incluso cargas completas perdidas por ruptura de líneas internas y paros por requerimiento de mantenimiento. o A pesar de que se realiza mantenimiento en este equipo, a los pocos meses (tres a seis meses) presenta los mismos problemas. o Tiempo de uso muy alto (35 años)

Finalmente la Tabla 8.2.3 establece las condiciones actuales de los equipos de calentamiento y el generador de vapor; a partir de esto fue que se comenzó a trabajar en las propuestas para aumentar la eficiencia de los equipos.

Tabla 8.2.3. Estado actual de los equipos térmicos.

Equipo	Capacidad (MM BTU/h)	Eficiencia real	Estado actual	Pérdidas económicas anuales (M\$N)		
				2015	2016	2017
Horno 1	4.0	50.52%	Apagado actualmente	\$654,942	\$1,090,702	\$734,051
Horno 2	4.0	64.58%	Abastece la zona sur	\$269,391	\$251,961	\$417,367
Horno 3	8.0	73.46%	Abastece la zona norte	\$622,203	\$596,044	\$821,615
Horno 4	4.0	87.56%	Abastece la zona sur	\$ -	\$ -	\$41,033
TOTAL POR HORNOS				\$1,546,536	\$1,938,707	\$1,973,033
Caldera 1	2.1	50.07%	Apagado actualmente	\$135,649	\$252,261	\$293,130
Caldera 2	3.3	85.19%	En propuesta de compra		\$ -	\$ -
TOTAL POR CALDERAS				\$135,649	\$252,261	\$293,130
TOTAL REAL				\$1,682,185	\$2,190,968	\$2,307,196

La normatividad actual está impulsando la eficiencia térmica en todo el mundo, afectando a todos los sectores e influyen en las instalaciones, las construcciones nuevas u en los edificios existentes, en lo que respecta al cuidado del medio ambiente. En la industria influye en todos los usos energéticos: iluminación, ventilación, calefacción, refrigeración y aire acondicionado.

Para las empresas industriales y comerciales, los diferentes organismos de estandarización están creando estándares de sistemas de gestión energética, conforme con los estándares de gestión de calidad y cuidado medioambiental. Además, se están desarrollando estándares de servicios de eficiencia térmica. Instalar equipos eficientes e implementar planes de mejora de eficiencia térmica, ya no es una opción, sino que se está convirtiendo en una obligación.

2.1.2. Factor de servicio de los equipos térmicos.

El factor de servicio o de disponibilidad de un equipo o sistema es una medida que indica el tiempo que está disponible éste, respecto de la duración total durante la que se hubiese deseado que funcionase. Dicho factor permite considerar la flexibilidad de un equipo de adaptación a diversas circunstancias o necesidades. El factor de servicio se calculará con la siguiente ecuación:

$$\text{factor de servicio} = \frac{\text{Horas reales de operación}}{\text{Horas al año}}$$

La Tabla 8.2.4 muestra la capacidad real que han presentado los equipos de calentamiento en los años de estudio (2015 a 2017), como referente del factor de servicio que ha tenido cada uno de ellos.

Tabla 8.2.4. Capacidad real de los equipos de calentamiento

Año	Concepto	Unidad	Capacidad de diseño por equipo (GJ/h)				
			Horno 1	Horno 2	Horno 3	Horno 4	Total
			3.79	3.79	7.58	3.79	19.08
2015	Capacidad Real	GJ/h	1.99	2.55	5.56	-	10.11
	Factor de servicio	%	60.62%	36.30%	50.80%	-	-
2016	Capacidad Real	GJ/h	1.95	2.50	5.57	-	10.02
	Factor de servicio	%	78.48%	27.75%	41.55%	-	-
2017	Capacidad Real	GJ/h	1.92	2.45	5.57	3.41	13.34
	Factor de servicio	%	53.18%	33.71%	44.86%	34.24%	-

Como se puede observar, el Horno 1 es el equipo que más tiempo había estado trabajando, esto ocurrió hasta noviembre de 2017, cuando fue apagado. Sin embargo, como se observó en el Diagnóstico Energético (Tabla 8.1.8), este equipo fue el que presentó las mayores pérdidas energéticas, y por consiguiente las mayores pérdidas económicas, con respecto a los equipos de calentamiento; esto se debe a su baja eficiencia energética (alrededor del 50%).

De manera general, se puede apreciar que los factores de servicio de los equipos térmicos han sido muy baja (casi del 50% en promedio), por ello que se estén utilizando en gran medida equipos con baja eficiencia como los Hornos 1 y 2 (50 y 65% de eficiencia, respectivamente), y se está desaprovechando el potencial de equipos de mayor capacidad y eficiencia como el Horno 3, lo que se traduce en una gran cantidad de energía perdida que escapa en los gases de combustión.

El Horno 4 que se adquirió a principios de 2017 y comenzó a trabajar, tras las pruebas iniciales y de puesta en marcha, hasta octubre del mismo año, mostrando una gran capacidad desde el principio y cumpliendo con los objetivos que se tenían propuestos. Por lo anterior, es pertinente buscar trabajar con este equipo lo más cercano a su máxima capacidad.

2.1.3. Propuestas para disminuir las pérdidas energéticas de los equipos térmicos.

Existen dos tipos de propuesta a ser analizadas en este caso: las que representan inversión y las que no representan inversión.

2.1.3.1. Propuestas que no representan inversión.

Estas propuestas indican modificar la operación de los equipos sin realizar cambios físicos en éstos. En la Tabla 8.2.5 se muestran dichas propuestas, con una breve descripción de éstos y las características más relevantes.

Tabla 8.2.5. Propuestas que no representan inversión.

Propuesta	Descripción	Ventajas	Desventajas
Mantener las condiciones actuales	Trabajar con el equipo con las características actuales, pero realizando programación de mantenimiento preventivo.	<ul style="list-style-type: none"> No se requiere inversión o puede ser menor al realizar mantenimiento preventivo. Las instalaciones y los equipos se mantienen más tiempo trabajando, aunque sea con bajo rendimiento. Dado que el personal tiene que trabajar en buenas condiciones para que el mantenimiento sea efectivo, se logran 	<ul style="list-style-type: none"> Pueden producirse fallos en la ejecución, si no hay revisiones periódicas, que provocarían un retraso en la puesta en marcha correcta. En caso de falla, resulta imposible garantizar el tiempo que se demorará el proceso de reparación y volver a la operación. El equipo puede ya no dar abasto suficiente, si se aumenta la producción. Las roturas
Intermitencia programada	Prender el equipo sólo cuando se requiera aumentar la generación de energía en la planta. Similar al punto anterior,	<ul style="list-style-type: none"> No se requiere ninguna inversión. Al estar el equipo fuera de operación, será más fácil dar mantenimiento y, con esto, se asegurará que el equipo se encuentra en condiciones de operar, 	<ul style="list-style-type: none"> El equipo se encontrará totalmente frío cuando se requiera que trabaje, lo que indica grandes tiempos desperdiciados, mayor gasto de gas natural quemado y bajas eficiencias energéticas al inicio.
Apagado del equipo	Como su nombre lo indica, significa apagar el equipo para no volver a ser utilizado.	<ul style="list-style-type: none"> No se requiere ninguna inversión y los costos de operación disminuirán, pues solamente se utilizarán equipos con mejores condiciones. 	<ul style="list-style-type: none"> Para el caso de la caldera, se requiere vapor saturado para el calentamiento en el proceso de elaboración de ESBO. Representa la pérdida de un equipo y costos por desmantelamiento si se desea recuperar

2.1.3.2. Propuestas que representan inversión.

Estas propuestas indican realizar cambios físicos en los equipos de calentamiento para aumentar su eficiencia térmica o la instalación de equipos nuevos, a través de un costo de inversión, el cual implica los trabajos de quitar equipos obsoletos y poner los nuevos equipos o accesorios y la instalación de equipos complementarios e instrumentación. Las Tablas 8.2.6 a 8.2.10 muestran los costos de inversión para cada una de las propuestas.

Tabla 8.2.6. Inversión de un horno con cambio de uno a tres pasos.

Part.	Descripción	Total (M\$N)
1	Calentador de aceite térmico de tres pasos: Capacidad Térmica 1,513 MCal/hr y eficiencia del equipo 75%.	\$80,000
2	Trabajos de instalación del nuevo equipo, quemador y caja de control.	\$50,000
Total		\$130,000

Tabla 8.2.8. Inversión de un horno nuevo con eficiencia de 79%.

Part.	Descripción	Total (M\$N)
1	Calentador de aceite térmico. o Capacidad Térmica 1,020 MCal/hr. o Eficiencia del equipo 79%.	\$535,000
2	Trabajos de instalación del nuevo equipo, quemador y caja de control.	\$160,000
Total		\$695,000

Tabla 8.2.7. Inversión de la instalación de un economizador (precalentador de aire).

Part.	Descripción	Total (M\$N)
1	Calentador de Aire Tubular.	\$317,000
2	Trabajo de instalación del calentador y caja de control.	\$80,000
Total		\$397,000

Tabla 8.2.9. Inversión de un horno nuevo con eficiencia de 87%.

Part.	Descripción	Total (M\$N)
1	Calentador de aceite térmico: Capacidad Térmica 1,020 MCal/hr, eficiencia del equipo 87%.	\$656,000
2	Bomba de aceite térmico.	\$68,000
3	Calentador de Aire Tubular.	\$317,000
4	Trabajos de instalación del nuevo equipo, quemador y caja de control.	\$110,000
Total		\$1,151,000

Tabla 8.2.10. Inversión de una caldera nueva con eficiencia de 85%.

Part.	Descripción	Total (M\$N)
1	Generador de vapor. o Capacidad Térmica 832 MCal/hr. o Eficiencia del equipo 79%.	\$930,000
2	Trabajos de instalación del nuevo equipo, quemador y caja de control.	\$221,000
Total		\$1,151,000

Con base en lo anterior se observa el aumento que se obtendría para cada uno de los equipos por propuesta (Tabla 8.2.11), siendo éste el primer parámetro para la selección de la propuesta más adecuada, en comparación con su costo de inversión.

Tabla 8.2.11. Aumento en eficiencias por propuesta.

Propuesta		Costo de inversión	Aumento en la eficiencia térmica			
			Horno 1	Horno 2	Horno 3	Caldera 1
Modificar el horno actual, cambiando el mismo de uno a tres pasos.		\$130,000	25%	N/A	N/A	N/A
Instalación de un economizador (precalentador de aire).		\$397,000	10%	5%	2%	N/A
Compra de un nuevo equipo	Horno con las características del Horno 4, con economizador instalado, para alcanzar una eficiencia de 87%.	\$1,151,000	37%	22%	12%	N/A
	Horno con las características del Horno 4, sin economizador, para alcanzar una eficiencia de 79%.	\$695,000	29%	14%	4%	N/A
	Caldera con eficiencia del 85%.	\$1,521,000	N/A	N/A	N/A	35%

Por medio del VPN (Valor presente neto) se obtuvieron los tiempos de retorno para cada una de las propuestas, lo cual se muestra en la Tabla 8.2.12. Cabe señalar que, por el bajo aumento de la eficiencia del Horno 3 para cada propuesta y potenciales de ahorros casi nulos, los tiempos de recuperación se hicieron tan grandes que no resulta conveniente tenerlos en consideración.

Tabla 8.2.12. Tiempo de retorno a la inversión de cada propuesta (meses).

Propuesta		Unidad	Potencial de ahorro y retorno a la inversión		
			Horno 1	Horno 2	Caldera 1
Modificar el horno actual, cambiando el mismo de uno a tres pasos.		M\$/día	\$2,312	N/A	N/A
		Meses	2.1 – 2.2		
Instalación de un economizador (precalentador de aire).		M\$/día	\$919	\$1,833	N/A
		Meses	9.9 – 17.0	7.6 – 8.5	
Compra de un nuevo equipo	Horno con las características del Horno 4, con economizador instalado, para alcanzar una eficiencia de 87%.	M\$/día	\$2,112	\$1,247.58	N/A
		Meses	11.2 – 13.2	22.3 – 27.7	
	Horno con las características del Horno 4, sin economizador, para alcanzar una eficiencia de 79%.	M\$/día	\$2,673	\$1,338.38	N/A
		Meses	9.0 – 10.2	16.1 – 20.5	
	Caldera con eficiencia del 85%.	M\$/día	N/A	N/A	\$1,525
		Meses			26.3 – 39.3

En la Tabla 8.2.13 se muestran las propuestas señaladas, con una breve descripción de éstos y las características más relevantes.

Tabla 8.2.13. Propuestas que representan inversión.

Propuesta	Descripción	Ventajas	Desventajas
<p>Modificar el horno actual, cambiando el mismo de uno a tres pasos</p>	<p>Realizar una modificación dentro del equipo, de uno a tres pasos.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aumentaría la eficiencia térmica y disminuyen los costos operativos. ▪ En la modificación se realizará una revisión del equipo que permitirá identificar riesgos y atenderlos antes de ocurrir un incidente. ▪ Representa el menor tiempo de recuperación y casi el mayor aumento en eficiencia térmica. ▪ Se recuperará un equipo actualmente apagado, con una mejor eficiencia. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Es común que algunas fallas sean originadas al momento de la ejecución, si no existen revisiones periódicas. ▪ En caso de falla, resulta imposible garantizar el tiempo que se demorará el proceso de reparación y volver a la operación.
<p>Instalación de un economizador (precalentador de aire)</p>	<p>Adicionar un precalentador de aire al horno, para aprovechar el calor de los gases de combustión.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aumentaría la eficiencia térmica y disminuyen los costos operativos. ▪ Para realizar la instalación del calentador se realizará una revisión del equipo, lo que permitirá identificar riesgos y atenderlos antes de que ocurra un incidente. ▪ Mientras mayor sea la temperatura del aire a la entrada del quemador, mejor será la combustión 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Se dificulta determinar, de manera precisa, el nivel de depreciación o desgaste de las piezas que conforman los distintos equipos, ya que solamente se realizaría la instalación del precalentador sin modificar al equipo. ▪ Debido al desgaste de los equipos, el aumento en la eficiencia puede ser bajo. ▪ Es común que algunas fallas sean originadas al momento de la ejecución, si no existen revisiones periódicas. ▪ Se pueden producir fallos en la ejecución, lo que podría provocar un retraso en la puesta en marcha correcta de todos los equipos. ▪ En caso de falla, resulta imposible garantizar el tiempo que se demorará el proceso de reparación y volver a la operación. ▪ El costo de inversión es muy alto, en comparación con el ahorro obtenido, lo que representa un tiempo de recuperación alto.
<p>Compra de un nuevo equipo</p>	<p>Comprar un equipo nuevo para sustituir a los de menor eficiencia.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aumentaría la eficiencia térmica y disminuyen los costos operativos. ▪ Representa los mayores aumentos en eficiencia. ▪ Se recuperará un equipo que presenta muchos problemas (Caldera 1) y se abre camino para proyectos futuros de calentamiento con vapor y recuperación de condensados. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ El costo de inversión es muy alto, en comparación con el ahorro obtenido, lo que representa un tiempo de recuperación alto.

2.1.4. Selección de las propuestas.

Los criterios de selección de cada propuesta se basan no sólo en los potenciales de ahorro que representan y los aumentos en las eficiencias, sino también en los tiempos de recuperación, mantenimiento requerido y riesgos que puedan representar. La Tabla 8.2.14 muestra las propuestas más adecuadas para cada equipo de calentamiento y una breve descripción de la selección de ellas.

Tabla 8.2.14. Propuestas seleccionadas.

Equipo	Propuesta seleccionada	Potencial de ahorro anual (M\$N)	Detalles de selección
Horno 1	Modificar el horno actual, cambiando el mismo de uno a tres pasos	\$360,418	El Horno 1 presenta la menor eficiencia térmica, en cuanto a los hornos, y, aunque se realizan constantes trabajos de mantenimiento, al poco tiempo (tres a seis meses) vuelve a presentar problemas. Con esta propuesta de mejora se recuperará el Horno 1, el cual actualmente se encuentra fuera de operación. Esta propuesta representa el menor tiempo de recuperación por su baja inversión y casi el mayor aumento en eficiencia térmica.
Horno 2	Intermitencia programada	\$ -	El Horno 2 sería ahora el que tendría la menor eficiencia térmica, si se realizan las otras propuestas. Se propone una alternancia de apagado y volver a utilizar cuando se requiera una mayor cantidad de energía térmica por aumento en la producción. Los equipos apagados pueden ser revisados para dar mantenimiento (revisión periódica) y con esto pudiese aumentar la eficiencia térmica.
Horno 3	Mantener condiciones actuales	\$ -	Las propuestas mencionadas no aumentan en gran medida la eficiencia térmica y por ello los ahorros serán muy bajos, lo que representa tiempos muy grandes de recuperación.
Caldera 1	Compra de un nuevo generador de vapor (Caldera 2)	\$204,998	La Caldera 1 presenta una muy baja eficiencia térmica y, aunque se realizan constantes trabajos de mantenimiento, al poco tiempo (tres a seis meses) vuelve a presentar problemas, además de presentar muchas fugas de cargas completas. A pesar de su tiempo tan alto de recuperación, la compra de una nueva caldera representa la apertura de proyectos futuros de calentamiento con vapor los procesos de elaboración de DOTP y RPI para disminuir los tiempos y recuperación de condensados para disminuir los costos por compra de agua, tratamiento y gas natural requerido.

Adicional a estas propuestas es necesario realizar un programa de mantenimiento preventivo periódico para poder seguir trabajando en las condiciones más adecuadas.

2.1.5. Mantenimiento de equipos térmicos.

Los equipos térmicos son instalaciones que consumen prácticamente la totalidad de los combustibles en la industria, por ello, es preciso conocer su funcionamiento, criterios básicos de diseño y las medidas de ahorro y eficiencia más comunes.

Los factores que más influyen en la eficiencia en los hornos industriales y las técnicas a emplear se indican en la Tabla 8.2.15, y para el adecuado funcionamiento de las calderas se recomienda lo tomar en consideración lo indicado en la Tabla 8.2.16.

Tabla 8.2.15. Factores que influyen en la eficiencia térmica de los hornos.

Factor	Descripción
Diseño y utilización del horno	<ul style="list-style-type: none"> o La selección del tipo de horno, capacidad, tipo de calefacción y forma de operar, debe realizarse mediante un estudio técnico-económico, optimizando el diseño y para uso exclusivo de las operaciones para las que se ha diseñado. o Siempre que sea posible, pasar del trabajo discontinuo a continuo, ya que en éstos deben utilizarse hornos de baja inercia térmica por alcanzar más rápidamente la temperatura de operación y tener menos pérdidas energéticas en las paradas. o Una buena estanqueidad del horno evita entradas de aire incontroladas. o El empleo de materiales refractarios permite temperaturas más altas de llama, con la consiguiente mejora de la eficacia.
Proceso	<ul style="list-style-type: none"> o Siempre que sea posible, trabajar a la capacidad de la instalación. o Automatizar al máximo el control del proceso, operaciones de carga y descarga, evitando operaciones erróneas. o Aprovechar la energía desprendida en los procesos exotérmicos. o No operar nunca a temperaturas más altas de lo necesario. o Emplear aire enriquecido y precalentado para mejorar la cinética del proceso y el balance térmico. o Emplear oxígeno puro como comburente para minimizar el volumen de gases de combustión. o Utilizar quemadores recuperativos o regenerativos.
Alimentación	<ul style="list-style-type: none"> o Evitar humedad excesiva del producto, secándolo antes de suministrarse al horno, y estudiar el almacenamiento de las materias primas, evitando tiempos prolongados a la intemperie. o Mejorar el proceso químico y el intercambio térmico mediante el uso de materias primas con granulometrías adecuadas. o Utilizar materiales semielaborados procedentes de procesos en los que se obtienen con una eficacia térmica mayor, que la que se consigue en el proceso principal. o Utilizar fundentes con el fin de rebajar la temperatura de operación.
Combustión	<ul style="list-style-type: none"> o Optimizar la combustión utilizando equipos de análisis de gases y regulándola automáticamente. o Uso de combustibles precalentados. o Trabajar a una temperatura de llama cercana a la teórica como sea posible.
Efluentes	<ul style="list-style-type: none"> o No refrigerar, o no dejar enfriar, los productos intermedios que posteriormente deban ser calentados. o La temperatura de salida de gases y productos más adecuada es la necesaria para la etapa siguiente. o Si la temperatura de los efluentes es mayor que la requerida, pueden utilizarse para precalentar la carga, el aire de combustión, el combustible, utilizándolo en otra parte del mismo proceso o instalar una caldera de recuperación. o Recircular parte de los gases efluentes si su temperatura es superior a la requerida para disminuir el exceso de aire, limitando la temperatura en la cámara de combustión.
Mantenimiento y pérdidas	<ul style="list-style-type: none"> o Programar el mantenimiento preventivo para evitar paradas imprevistas. o Calcular el empleo óptimo de los aislantes para evitar temperaturas de pared excesivas. o Eliminar la visión desde el exterior de las zonas rojas del horno con el fin de cortar pérdidas por radiación. o Utilizar el calor de las refrigeraciones para usos diversos, tales como calefacción, vaporización al vacío, etc. o Acortar el tiempo de las paradas, evitando perder todo el calor acumulado en los hornos.

Tabla 8.2.16. Factores que influyen en la eficiencia térmica de la caldera.

Factores	Descripción	Solución
Hollín	Se produce en combustiones incompletas.	Ajustar quemadores, y realizar labores de limpieza.
Estanqueidad	Pueden producirse entradas parásitas de aire, o fugas de humos (atención al CO).	Detectar y corregir.
Ventilación	Una entrada insuficiente de aire exterior puede empobrecer el contenido de oxígeno en el aire comburente, y disminuir la eficiencia de la combustión.	Mantener rejillas o huecos de entrada libres y limpios.
Chimeneas	En las paredes internas de las chimeneas suele incrustarse hollín, el cual debe ser retirado, ya que éste contiene restos de azufre que en contacto con el agua de lluvia puede producir ácido sulfúrico que corroa las paredes metálicas.	Extraer periódicamente los hollines depositados generalmente en su base, que pueden obstruir parcialmente la salida de humos, influyendo negativamente en el tiro y, por tanto, en la combustión.
Condensaciones en los humos	Debido a las caídas de temperatura a la entrada de los economizadores o recuperadores de calor, se puede llegar a formar ácido sulfúrico.	Evitar que la temperatura de entrada de los fluidos a los economizadores descienda por debajo del punto de rocío del anhídrido sulfuroso/sulfúrico de los humos (aprox. 130°C), para impedir su condensación y formación de ácido sulfúrico.
Incrustaciones en las superficies de intercambio de calor	Las incrustaciones en las superficies de los generadores de vapor dificultan la transmisión de calor a través de ellas disminuyendo sensiblemente el rendimiento, llegando a formar una capa tan gruesa, que impide la refrigeración de los tubos o, lo que es peor, originando su rotura o aplastamiento.	Verificar sistemáticamente la buena calidad del agua de alimentación y, sobre todo, del agua de caldera.
Quemadores	Encendidos defectuosos, combustiones incompletas y, como consecuencia, descenso del rendimiento.	Verificar y limpiar sistemáticamente las cabezas de pulverización mecánica, o asistida, o por centrifugación. Seguir meticolosamente las instrucciones del fabricante para situar exactamente los elementos en su posición correcta, manteniendo las distancias prescritas.

2.2. FALTA DE MANTENIMIENTO EN TUBERÍAS – PÉRDIDAS POR DISTRIBUCIÓN.

Con respecto a la empresa estudiada, las pérdidas por concepto de distribución de fluidos térmicos han disminuido del 27% a menos del 20% del total de la compra de gas natural. Sin embargo, debido al aumento en los costos del gas combustible, esto no se ha visto reflejado de manera significativa.

Por tal motivo fue pertinente revisar los procesos de distribución y analizar las anomalías que puedan ser corregidas.

2.2.1. Mantenimiento tuberías.

2.2.1.1. Relación con la energía total y con la disponible de los equipos de calentamiento.

Con respecto a los servicios de calentamiento, las pérdidas por transporte del aceite térmico representan casi el 90% del total de las pérdidas por transporte, mientras que el vapor solamente representa alrededor del 10% de las pérdidas totales. La Tabla 8.2.17 representa las pérdidas por concepto de transporte total y de los dos servicios de calentamiento (aceite térmico y vapor saturado).

Tabla 8.2.17. Pérdidas por concepto de transporte de fluidos térmicos.

Año	Precio del gas natural (M\$N/GJ)	Unidad	Pérdida en el aceite térmico	Pérdida en el vapor	Pérdidas totales por distribución
2015	\$61.75	GJ	19,713	1,455	21,168
		%	93.1	6.9	100.0
2016	\$72.96	GJ	13,984	2,106	16,090
		%	86.9	13.1	100.0
2017	\$93.36	GJ	12,094.63	1,759	13,854
		%	87.3	12.7	100.0

De manera general se puede observar que, de 2015 a 2017, se han aumentado en gran medida los trabajos de mantenimiento, lo que ha permitido disminuir las pérdidas de energía por concepto de transporte de fluidos térmicos (casi un 50%) y tener grandes ahorros energéticos; sin embargo, debido al aumento de los precios del gas natural, esta disminución energética no se ha visto reflejada, en cuestiones económicas. En este caso se puede hablar de una amortiguación prevista por la tendencia al aumento de los combustibles. Por lo tanto, los trabajos de mantenimiento deben continuar, debido a que todo esto contribuirá al ahorro de los costos de la energía y las variaciones futuras, debidas a la volatilidad en los precios de los combustibles, y promoverá la sustentabilidad económica, política y ambiental, lo cual ha de demostrar que es una empresa que se preocupa por el ahorro energético, comprometida con el ambiente.

2.2.1.2. Aislamiento térmico.

Dentro de la planta se manejan fluidos con temperaturas muy altas, como el aceite térmico 280 °C, vapor saturado a 170 °C y condensado a 130 °C, que se distribuyen como servicios

de calentamiento y este último como descarga abierta a drenaje. Como ya se mencionó, la NOM-009ENER-1995 establece que se debe instalar aislamiento térmico en superficies con temperatura de 60 °C (acabado es metálico) y 65 °C (acabado es no metálico). Actualmente se están realizando trabajos de inspección para identificar las secciones en mal estado o que no cuentan con el aislamiento adecuado, reportando las secciones prioritarias y haciendo las requisiciones al área de Compras, para su posterior programación para instalación. La Tabla 8.2.18 muestra la apreciación del estado del aislamiento térmico de reactores y líneas de servicios, como resultado de la observación física en planta.

Tabla 8.2.18. Estado del aislamiento térmico en reactores y líneas de servicio.

Equipo	Proceso o servicio	Apreciación del estado físico del aislamiento térmico
Reactor 1	ESBO	No requiere aislamiento térmico.
Reactor 2	RPI	Fondo del reactor sin aislamiento y el de la columna se encuentra deteriorado; se observan fugas de aceite térmico y lámina del forro se encuentra sumida.
Reactor 3	DOTP	Secciones del fondo del reactor sin aislamiento o es deficiente, y se observan fugas de aceite térmico.
Reactor 4	ESBO	Aislamiento corroído en varias secciones del reactor.
Reactor 5	DOTP	Algunas secciones de fondo y cuerpo presentan aislamiento deficiente o presentan sólo la malla.
Reactor 6	DOTP	Algunas secciones de fondo y cuerpo presentan aislamiento deficiente y con lámina de forro desprendida.
Reactor 7	DOTP	Aislamiento en muy mal estado y secciones desnudas o sólo cubiertas por la lámina de forro, el fondo está totalmente a la intemperie; la columna tiene una ligera deformación en la lámina del forro.
Reactor 8	ESBO	No requiere aislamiento térmico.
Reactor 9	DOTP	Fondo y cuerpo inferior completamente desnudos, tapa con aislamiento deficiente, malla visible y sección a la intemperie.
Reactor 10	DOTP y RPI	En buen estado, presenta poco deteriorado.
Aceite térmico	Tubería de servicio	Aislamiento en muy mal estado y secciones desnudas; existen pequeñas fugas entre los sellos de bridas y accesorios de tubería dañados.
Vapor saturado	Tubería de servicio	Aislamiento en muy mal estado y secciones desnudas; existe vibración en varias secciones de tubería.
Condensado	Tubería de servicio	Ahora que se está pensando en la recuperación de condensados, se requerirá que estas líneas cuenten con el aislamiento adecuado.

2.2.1.3. Control de fugas y derrames.

Para el caso de los reactores, debido al desgaste de los reactores por el tiempo (35 años de vida útil), muchos presentaban problemas de este tipo y el mantenimiento ya no era tan costeable, tales son los reactores R-2, R-3, R-6, R-7 y R-9, siendo este último el que presenta la mayor cantidad de daño y el R-10 que ha comenzado a presentar pequeñas fugas. Los costos de mantenimiento de los sistemas de calentamiento de los reactores (serpentines y chaquetas) son muy altos, esto debido a todas las pruebas que se deben realizar para asegurar que se trabaje en condiciones seguras. Esto a largo plazo tampoco es rentable, pues tras las reparaciones a los tres a seis meses vuelven a presentarse problemas. Sin embargo, el calentamiento de los reactores es muy importante para que los productos puedan obtenerse con la calidad requerida. Es por ello que se recomienda, la compra de un nuevo reactor o al menos tratar de disminuir el uso de los reactores que presentan mayor cantidad de daño, como el reactor R-9.

Con respecto a las tuberías, presentan menor daño que los hornos, la caldera y los reactores, por lo que los trabajos de mantenimiento pueden representar un gran ahorro a largo plazo. Se ha observado que la mayoría de las fugas y derrames se deben a los siguientes problemas:

- o Entre accesorios de tubería, porque la soldadura se encuentra dañada; siendo las uniones entre diferentes tramos y las conexiones los puntos más vulnerables.
- o En drenes y boquillas porque las bridas no cuentan con los espárragos necesarios y no se logra el sellado completo, percibiendo escurrimientos sobre los equipos.
- o Entre bridas porque los empaques ya no logran sellar por completo.
- o Secciones que requieren mantenimiento en el aislamiento o no cuentan con éste.
- o Falta de mantenimiento y desgaste en las chaquetas de los reactores.
- o Integridad de los serpentines internos de los reactores.

La Tabla 8.2.19 muestra los costos para reponer una tonelada de cada uno de los servicios, indicando cada uno de los conceptos asociados:

- o Bombeo. Por requerimiento de potencia de bombeo.
- o Energía. Por concepto de calentamiento y cambio de fase (para el vapor).
- o Tratamiento. Tratamiento químico.
- o Recuperación. Costo de compra.

Tabla 8.2.19. Costos por tonelada para cada servicio.

Servicio	Costo por concepto (M\$N/ton)				
	Reposición	Energía	Tratamiento	Bombeo	Total
Aceite Térmico (282 °C)	\$4,692.75	\$70.93	\$ -	\$0.34	\$4,764.02
Agua de servicio (15 °C)	\$65.28	\$ -	\$70.00	\$0.24	\$135.51
Vapor saturado (7 bar)	\$65.28	\$507.39	\$70.00	\$0.24	\$642.90

Como se puede observar, las pérdidas totales de aceite térmico son las más altas, debido al costo por reposición de aceite; sin embargo, los costos por concepto de energía para el vapor y la gran facilidad que tiene este para fugarse, a las condiciones que se encuentra, hacen que sea necesario mantener especial atención en las tuberías de vapor.

Con respecto al aceite térmico, por experiencia se sabe que la empresa pierde, por concepto de fugas entre accesorios de tubería y empaques de bridas, alrededor de 20 a 30 tambos de aceite térmico al año. Inicialmente, se obtuvieron los datos de un tambo de aceite térmico, los cuales se muestran en la Tabla 8.2.20 y se obtuvieron los costos inherentes al aceite térmico, que permiten llevarlo a las condiciones requeridas por el ciclo de distribución, mostrados en la Tabla 8.2.21.

Tabla 8.2.20. Datos generales de un tambo de aceite térmico.

Condición	Unidad	Valor
Costo del tambo	M\$N/tambo	\$800.00
Capacidad por tambo	Ltr./tambo	200
Compra anual	Tambos	20 – 30

Tabla 8.2.21. Pérdidas por fugas de aceite térmico.

Año	Precio del gas natural (M\$N/GJ)	Unidad	No. de tambos				
			15	20	25	30	35
2015	\$61.75	kg	2,557.13	3,409.51	4,261.89	5,114.27	5,966.65
		GJ	1,692.37	2,256.49	2,820.61	3,384.73	3,948.86
		M\$N	\$ 12,104.51	\$ 16,139.35	\$ 20,174.18	\$ 24,209.02	\$ 28,243.86
2016	\$72.96	kg	2,556.81	3,409.08	4,261.35	5,113.62	5,965.89
		GJ	1,691.27	2,255.02	2,818.78	3,382.53	3,946.29
		M\$N	\$ 12,123.39	\$ 16,164.52	\$ 20,205.65	\$ 24,246.78	\$ 28,287.91
2017	\$93.36	kg	2,556.32	3,408.43	4,260.53	5,112.64	5,964.75
		GJ	1,689.61	2,252.82	2,816.02	3,379.23	3,942.43
		M\$N	\$ 12,157.74	\$ 16,210.32	\$ 20,262.90	\$ 24,315.48	\$ 28,368.06

Si bien los costos por las pérdidas en fugas de aceite térmico no son tan altos, en comparación con otros conceptos, se debe de tomar en consideración el riesgo que conlleva la presencia de derrames, con respecto a los trabajadores, a los equipos y a las demás tuberías, pues las tuberías ya se ven comprometidas al presentar este problema, lo que puede acarrear a pérdidas más grandes de materia prima y lotes completos, costos de reparaciones materiales afectados y daños al personal.

El sistema vapor saturado de la planta estudio presenta un del costo del vapor de alrededor de \$642.90 por tonelada (0.63 \$/kg). Aunque no es posible tener pleno conocimiento de la cantidad exacta del vapor fugado, se puede tener una aproximación de las pérdidas a través de aproximaciones, dependiendo el diámetro del orificio en una tubería de vapor. La Tabla 8.2.22 muestra las pérdidas economías estimadas que se tendrían en una línea que trabaja a 7 bar.

Tabla 8.2.22. Pérdidas por fugas de vapor anuales.

Concepto	Unidad	Diámetro del orificio (mm)					
		0.79	1.58	3.17	4.76	6.35	9.52
Pérdida de vapor	kg/h	1.5	6.0	24.0	54.1	95.9	215.9
	M\$N	\$7,715	\$30,859	\$123,438	\$278,198	\$493,236	\$1,110,424

Como se puede observar, a pesar de los diámetros tan pequeños de orificio, se pueden perder grandes cantidades de vapor y con ello grandes pérdidas económicas por reposición de agua, tratamiento y energía.

2.2.1.4. Disminución de los tiempos de calentamiento por trabajos de mantenimiento.

Inicialmente se identificaron los puntos donde existen pérdidas por disipación de energía al ambiente y que pueden estar afectando los tiempos de calentamiento, los cuales se señalan a continuación:

- o Baja eficiencia de los hornos.
- o Falta de aislamiento o insuficiente en líneas de distribución de aceite térmico y chaquetas de los reactores.
- o Fugas en las tuberías de aceite térmico entre soldaduras.
- o Fugas entre los sellos dañados de bridas.
- o Fugas entre los sellos de bridas por falta de espárragos.

El requerimiento de energía de los procesos depende directamente de lo que se esté produciendo, por lo que puede considerarse constante, por lo tanto, aunque se aumente la energía producida por los hornos, si las tuberías y los reactores presentan un severo deterioro, esta energía en su mayoría se perderá. Por lo tanto se propone una nueva que se vea afectada por los trabajos de mantenimiento y mejora.

$$q'_{perdido} = (q_{hornos} - q_{procesos}) * (1 - f_{rec})$$

$$q'_{perdido} = q_{aprov} * (1 - f_{rec})$$

Donde:

$q'_{perdido}$: Energía perdida disminuida.

q_{aprov} : Energía aprovechada.

f_{rec} : Factor de recuperación por mantenimiento.

Como se puede observar, los trabajos de mantenimiento, identificados por el factor de recuperación por mantenimiento (f_{rec}), afectaran directamente a la energía perdida por transporte, la cual se convertirá en energía aprovechada. En otras palabras, al disminuir las pérdidas de energía por distribución de aceite térmico caliente, se puede aumentar la energía aprovechada en la etapa de calentamiento del proceso de producción de DOTP. Cabe señalar que, al factor de recuperación por mantenimiento (f_{rec}), similar al factor de pérdidas en los hornos (f_p), no puede asignársele un valor numérico real, es meramente interpretativo; los ahorros que se tengan, tras los trabajos de mantenimiento, darán una idea más clara sobre su valor. Por lo anterior, se establecieron los datos base para el cálculo del potencial de ahorro por mantenimiento, los cuales se muestran en la Tabla 8.2.23.

Tabla 8.2.23. Condiciones de cálculo para el potencial de ahorro por mantenimiento.

Condición	Unidad	Valor
Energía total, transportada por el aceite térmico	GJ	43,453.17
Temperatura de salida del aceite térmico del horno	°C	282.0
Temperatura de entrada del aceite térmico al horno	°C	275.0
Horas laboradas al año	h	8000

En la Tabla 8.2.24 se ejemplifican varios escenarios donde, el aumento del factor de recuperación, permite conocer los valores de la energía pérdida y la aprovechada, y los potenciales de ahorros económicos por recuperación de energía perdida en la distribución de aceite térmico.

Tabla 8.2.24. Aprovechamiento de la energía por mantenimiento.

frec (%)	T ₃ (°C)	T ₄ (°C)	ΔT (°C)	q _{aprov} (GJ)	q _{per} (GJ)	q _{DOTP} (GJ)
0%	281.03	275.98	5.05	31,359	12,095	22,072
20%	281.22	275.78	5.44	33,777	9,676	23,775
40%	281.42	275.59	5.83	36,196	7,257	25,478
60%	281.61	275.39	6.22	38,615	4,838	27,180
80%	281.81	275.20	6.61	41,034	2,419	28,883
100%	282.00	275.00	7.00	43,453	-	30,585

Como se puede observar, al aumentar la recuperación de energía perdida, aumenta el aprovechamiento de la energía en gran medida; además, los tiempos de calentamiento para el proceso de producción de DOTP también se verán influenciados por esto, como se muestra en la Tabla 8.2.25.

Tabla 8.2.25. Variación del tiempo de calentamiento por mantenimiento.

frec (%)	Tiempo de calentamiento (h)						Mejora (%)
	Reactor 3	Reactor 5	Reactor 6	Reactor 7	Reactor 9	Reactor 10	
0%	12.0	12.0	8.0	8.0	7.3	12.0	0.00%
20%	11.1	11.1	7.4	7.4	6.8	11.1	7.16%
40%	10.4	10.4	6.9	6.9	6.3	10.4	13.37%
60%	9.7	9.7	6.5	6.5	5.9	9.7	18.79%
80%	9.2	9.2	6.1	6.1	5.6	9.2	23.58%
100%	8.7	8.7	5.8	5.8	5.3	8.7	27.83%

Como se puede observar, los tiempos en la etapa de calentamiento se verán disminuidos al aumentar la recuperación de la energía debido a los trabajos de mantenimiento, esto se debe a que existirá una menor disipación de energía al ambiente en la sección de la chaqueta y con ello una mayor transferencia.

2.2.2. Aceite térmico.

Con base en la experiencia, se ha observado que el aceite térmico que se ha calentado cerca de su temperatura granel máxima (290 °C), al enfriarse comienza a perder su estabilidad al disminuir su temperatura por debajo de 250 °C, volviéndose una sustancia muy viscosa, aumentando la potencia requerida para el bombeo.

2.2.2.1. Temperaturas reales del sistema de distribución de aceite térmico.

Como ya se ha visto, cerca del 30% de la energía generada en los hornos se pierde en las tuberías de distribución de aceite térmico, por problemas de falta de aislamiento y fugas. Dicha energía perdida es la suma de las pérdidas de los hornos hasta la entrada de las chaquetas de los reactores y de retorno. La Tabla 8.2.26 muestra los datos del aceite térmico y gas natural quemado en los hornos.

Tabla 8.2.26. Requerimientos totales de gas natural en 2017.

Perfil de temperaturas (°C)			Unidad	η: Eficiencia térmica por horno (%)				Gas natural total
				Horno 1	Horno 2	Horno 3	Horno 4	
T ₁	T ₂	ΔT		50.75%	64.33%	73.45%	86.94%	
282.0	275.0	7.0	m ³	402,769	309,182	820,137	78,831	1,610,919
			GJ	16,292	12,506	33,175	3,189	65,162
			M\$N	\$1,520,983	\$1,167,569	\$3,097,096	\$297,691	\$6,083,338

La Figura 8.2.1 muestra de manera grafica lo mostrado en la Tabla 8.2.26.

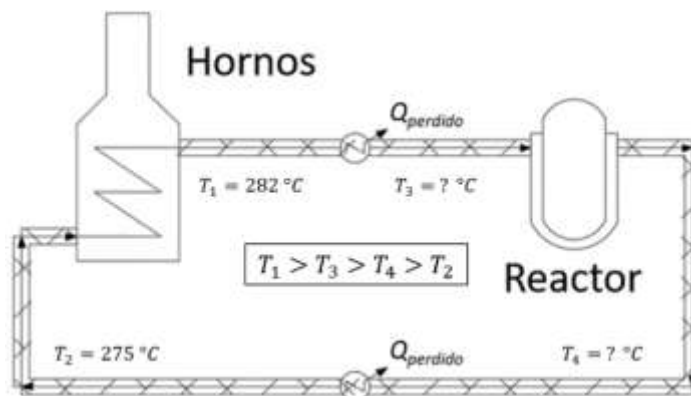


Figura 8.2.1. Circulación del aceite térmico.

Donde "T₁" y "T₂" son las temperaturas de entrada y salida de los hornos, respectivamente (282 y 275 °C), mientras que "T₃" y "T₄" son las temperaturas reales de intercambio de calor en las chaquetas de los reactores. Por lo tanto, se establece la siguiente ecuación:

$$q_{hornos} = q_{procesos} + q_{perdido\ 1} + q_{perdido\ 2}$$

Donde:

q_{hornos} . Energía total producida en los hornos.

$q_{procesos}$. Energía requerida por los procesos de producción.

$q_{perdido\ 1}$. Energía perdida por transporte de los hornos a los reactores.

$q_{perdido\ 2}$. Energía perdida por transporte de los reactores a los hornos.

Dado se desconocen las temperaturas "T₃" y "T₄", se realizó la suposición de que la energía perdida de los hornos a los reactores será la misma que de retorno, esto debido a que la distancia es técnicamente la misma de ida y vuelta, y los arreglos de tuberías son similares.

$$q_{perdido\ 1} = q_{perdido\ 2}$$

A partir de esto, se define el concepto de la energía pérdida por transporte total como la suma de las dos energías perdidas y la ecuación se corrige de la siguiente manera.

$$q_{hornos} = q_{procesos} + q_{perdido}$$

Donde:

$q_{perdido}$. Energía perdida por transporte total.

Definido esto se realizó el cálculo de "T₃" y "T₄" y los datos del balance energético por concepto de distribución de aceite térmico, los cuales se muestran en la Tabla 8.2.27.

Tabla 8.2.27. Datos de la distribución de aceite térmico anuales.

Perfil de temperaturas (°C)						Unidad	Total de los hornos	Utilizada por procesos	Perdida por distribución	Proceso DOTP
T ₁	T ₂	ΔT ₁₂	T ₃	T ₄	ΔT ₃₄					
282.0	275.0	7.0	281.0	276.0	5.1	GJ	43,453	31,358	12,094	22,072
						%	100.0	72.2	27.8	-
						M\$N	\$4,056,684	\$2,927,558	\$1,129,125	\$2,060,619

Como se puede observar, solamente existe una variación de 5 °C en la chaqueta del reactor, obteniéndose con esto tiempos muy altos para la etapa de calentamiento, es por ello que se deben plantear alternativas que permitan disminuir la pérdida de energía entre el reactor y con esto disminuir dichos tiempos, ya que el DOTP es el producto de mayor producción en la empresa estudio, representando más del 50% de la producción total.

2.2.2.2. Tiempos de calentamiento en las chaquetas de reactor.

Uno de los mayores problemas que se tienen es con respecto a los tiempos en la etapa de calentamiento en las reacciones de producción que utilizan aceite térmico como fluido de calentamiento, los cuales son muy altos. Esto debido principalmente a las pérdidas de energía en la distribución de aceite térmico; al aumentar las pérdidas de energía en la distribución, mayores serán los tiempos de calentamiento.

Para el caso del proceso de elaboración del DOTP se construyó la Tabla 8.2.28, la cual muestra los tiempos en la etapa de calentamiento por reactor.

Tabla 8.2.28. Tiempos en la etapa de calentamiento por reactor.

Unidad	No. de reactor					
	Reactor #3	Reactor #5	Reactor #6	Reactor #7	Reactor #8	Reactor #10
GJ/carga	33.08	33.08	22.05	22.05	20.21	33.08
Ton/carga	2.96	2.96	1.97	1.97	1.64	2.60
h/carga	12.0	12.0	8.0	8.0	7.3	12.0

Para disminuir los tiempos en la etapa de calentamiento se han encontrado dos soluciones lógicas, sin modificar la producción:

- Aumentar la cantidad de energía distribuida por el aceite térmico, lo que representa un mayor consumo de gas natural en los equipos térmicos.

- b) Disminuir las pérdidas de energía en la distribuida por el aceite térmico, a través del mantenimiento de las tuberías, reparando las fugas y mejorando el aislamiento existente.

2.2.2.3. Coeficiente de transferencia de calor global ("U").

Suponiendo que no hay cambios de fase, y que no hay intercambios con otros medios, el flujo térmico de calor transferido de un fluido a otro, a través de la superficie de transferencia de calor, puede expresarse con la siguiente ecuación:

$$q = UA\Delta T_m$$

Donde:

q: Flujo térmico transferido [W] o [Btu/h].

A: Superficie de transferencia de calor [m²] o [pie²].

U: Coeficiente global de transferencia de calor [W/m² K] o [BTU/h ft² °F].

ΔT_m : Diferencia media logarítmica de temperatura entre los fluidos [K] o [°F].

La diferencia de temperatura media logarítmica se usa para determinar la fuerza que impulsa la transferencia de calor en sistemas de flujo

$$\Delta T_m = \frac{\Delta T_1 - \Delta T_2}{\ln(\Delta T_1 / \Delta T_2)}$$

Donde:

ΔT_1 : Diferencia entre las temperaturas iniciales de los fluidos [K] o [°F].

ΔT_2 : Diferencia entre las temperaturas finales de los fluidos [K] o [°F].

A partir de lo anterior se calculó "U" para los reactores presentes en la Planta. La Tabla 8.2.29 muestra los datos de diseño de los reactores y la Tabla 8.2.30 los datos de cálculo que se tienen en la planta estudio. Como ya se indicó en el Capítulo V, sección 1.1, la carga al reactor, en el proceso del DOTP se calienta hasta una temperatura 183 °C (temperatura muy cercana a la de ebullición de la fase líquida).

Tabla 8.2.29. Datos de diseño de los reactores.

Concepto	Unidad	No. de reactor					
		Reactor #3	Reactor #5	Reactor #6	Reactor #7	Reactor #8	Reactor #10
Área de transf. (Int.)	m ²	42.998	46.186	34.701	33.617	34.501	43.760
Área de transf. (Ext.)	m ²	42.662	45.818	34.401	33.316	34.201	43.418
Área de transf. (Calc.)	m ²	37.097	39.841	29.914	28.970	29.740	37.755
Capacidad	Ton/Lote	21.14	21.14	14.10	14.10	12.92	21.14
Requerimiento por lote	GJ/Lote	33.08	33.08	22.05	22.05	20.21	33.08
Tiempo de calentamiento	hrs.	11.99	11.99	7.99	7.99	7.33	11.99

Tabla 8.2.30. Datos de cálculo de la "U".

Concepto	Unidad	Valor
Temperaturas del aceite térmico (°C)	T _f	281.03
	T _o	275.98
Temperaturas de la carga dentro del reactor (°C)	t _f	183.00
	t _o	15.00
LTMD	K	166.42
ΔT REAL	K	141.45
Carga energética del aceite térmico	MJ/h	2,759,040

Se investigaron valores aproximados de coeficientes de transferencia de calor global en la literatura, obteniéndose los datos de la Tabla 8.2.31. Estos valores indican un orden de magnitud y no establecen límites a ningún valor. Los coeficientes del equipo real pueden ser más pequeños o más grandes que los valores listados.

Tabla 8.2.31. Coeficiente de transferencia de calor total aproximado, "U"⁽²⁰⁾.

Calentamiento en un tanque agitado		
Fluido de calentamiento	Fluido en el tanque	U (BTU/h ft ² °F)
Aceite térmico	Orgánicos	25-50

A partir de estos valores y con base en los datos, se calcularon los valores actuales de "U" de los reactores presentes en la planta estudio, los cuales se muestran en la Tabla 8.2.32.

Tabla 8.2.32. "U" de los reactores de la planta estudio (BTU/h ft² °F).

No. de reactor					
Reactor #3	Reactor #5	Reactor #6	Reactor #7	Reactor #8	Reactor #10
25.72	23.95	31.90	32.94	32.08	12.0

Si bien los valores se muestran bajos, se encuentran dentro de lo esperado. A partir de esto es que se puede pensar en un rediseño que permita elevar los valores de "U" para mejorar la transferencia y mejorar el proceso de producción del DOTP, al disminuir los tiempos en la etapa de calentamiento.

2.2.2.4. Bombeo del aceite térmico.

Para el cálculo de la potencia de una bomba hidráulica se utilizó la ecuación

$$P_{B\text{Real}} = \frac{\rho Q g h_B}{\eta}$$

Donde:

P_b: Es la potencia teórica de la bomba (W).

ρ: Es la densidad del fluido (kg/m³).

g: Es la aceleración de la gravedad (generalmente se adopta: 9.81 m/s²).

⁽²⁰⁾ Branan, Carl R., "RULES OF THUMB FOR CHEMICAL ENGINEERS". Gulf Professional Publishing, 2002.

Q: Es el flujo (m³/s).

h_b: Es la ganancia de carga en la bomba o altura dinámica de la bomba (m).

η: Eficiencia de bombeo.

Con base en lo anterior, se establecieron los datos base para el cálculo de bombeo, los cuales se muestran en la Tabla 8.2.33.

Tabla 8.2.33. Condiciones para el cálculo a menores flujos de aceite térmico.

Condición	Unidad	Valor
Energía total, transportada por el aceite térmico	kJ/h	5,431,647
h _b BASE	m	25.0
Eficiencia de bombeo	%	60.0
Costo de la electricidad 2017	M\$/kW*h	\$0.74
Horas laboradas al año	h	8000

Cabe señalar que el valor de la energía total transportada por el aceite térmico es el obtenido en 2017 e indica el total de energía entregada por los equipos térmicos (hornos) al aceite térmico. Con esto se construyó la Tabla 8.2.34, la cual muestra los datos actuales del sistema de bombeo de aceite térmico y los costos que se tuvieron en 2017.

Tabla 8.2.34. Bombeo de aceite térmico.

Perfil de temperatura (°C)			M (kg/h)	P _b (kW)		P _b Total (kW)	Gasto total por bombeo (M\$N)
T _o	T _f	ΔT		Corriente fría	Corriente caliente		
275.0	282.0	7.0	244,091	27.71	27.71	55.43	\$328,938

2.2.3. Agua de servicio.

2.2.3.1. Costos de suministro de agua.

Con respecto a la Figura 8.2.2, de los 81.1 m³/día de agua disponible en la planta, solamente 9.1 m³/día se recirculan dentro de la planta, mientras que se deben reponer 72.0 m³/día a través de pipas y agua municipal. Los costos por cada concepto de suministro son:

- Agua municipal con un costo de 70 M\$/m³.
- Agua de pipas con un costo de 50 M\$/m³.

2.2.3.2. Balance de agua de agua de servicio en la planta.

La distribución general del agua dentro de la planta estudio se muestra en la Figura 8.2.2⁽¹⁹⁾.

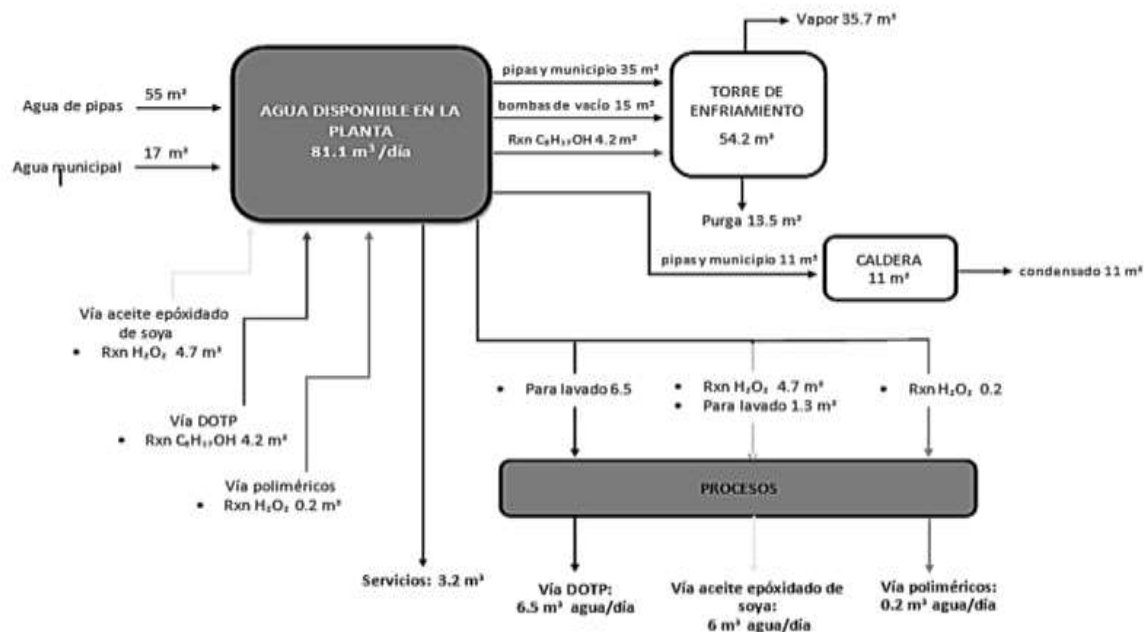


Figura 8.2.2. Balance general del agua en la planta estudio⁽¹⁹⁾.

2.2.3.3. Conceptos de agua pérdida.

La Tabla 8.2.35 muestra los costos para reponer una tonelada de agua de servicio (15 °C).

Tabla 8.2.35. Costos por tonelada de agua de servicio.

Servicio	Costo por concepto (M\$N/ton).			
	Suministro	Tratamiento	Bombeo	Total
Agua de servicio	\$65.28	\$70.00	\$0.24	\$135.51

Con base en lo anterior se construyó la Tabla 8.2.36, la cual muestra los gastos que se están teniendo por la reposición de agua en la planta. Cabe señalar que no se están contando los servicios sanitarios, pues el agua de este concepto no requiere tratamiento químico y está fuera del alcance del proyecto por no tratarse de un servicio de procesos.

Tabla 8.2.36. Gastos por agua repuesta.

Unidad	Agua de pipas	Agua municipal	Servicios sanitarios	Total diario	Total anual
m ³ /día	55.0	17.0	3.2	68.8	22,933.33
M\$N/día	\$7,447	\$2,302	\$433	\$9,316	\$3,105,264

2.2.3.4. Trabajos de disposición de agua contaminada.

Dentro del balance general mostrado en la Figura 8.2.2, existen varios conceptos de agua que no se pueden recuperar, que representan grandes cantidades de agua a ser tratada. La Tabla 8.2.37 muestra las pérdidas que la planta presenta y las medidas que se están tomando en consideración para disminuir su valor diario.

⁽¹⁹⁾ Cabrera M., Catalina (2016), "PROPUESTA DE UN PROCESO BASADO EN TECNOLOGÍAS DE TRATAMIENTO PRIMARIO PARA LA DEPURACIÓN DEL AGUA EFLUENTE DE LA PRODUCCIÓN DE PLASTIFICANTES Y RESINAS". UNAM, México.

Tabla 8.2.37. Pérdidas diarias de agua dentro de la planta.

Concepto	Descripción	Medidas tomadas	Flujo (m ³ /día)
Para lavado del ESBO	Contiene sustancias como: ESBO, ácido fórmico, agua oxigenada, sosa cáustica y tensoactivos.	Se realiza tratamiento para poder ser desechada sin dañar al ambiente.	1.3
Para lavado del DOTP	Contiene sustancias como: ácido tereftálico, 2-etilhexanol, sosa cáustica y alcoholes lineales (C-6 a C-10).	Se están realizando pruebas electroquímicas para poder ser desechada sin dañar al ambiente.	2.3
TOTAL			4.6

Dichas medidas ya se están implementando y se sigue trabajando, a nivel laboratorio, para optimizarse y seguir cumpliendo con lo estipulado en la NOM-001-SEMARNAT-1996.

2.2.4. Vapor saturado.

La Figura 8.2.3 muestra la distribución del vapor saturado en la planta.

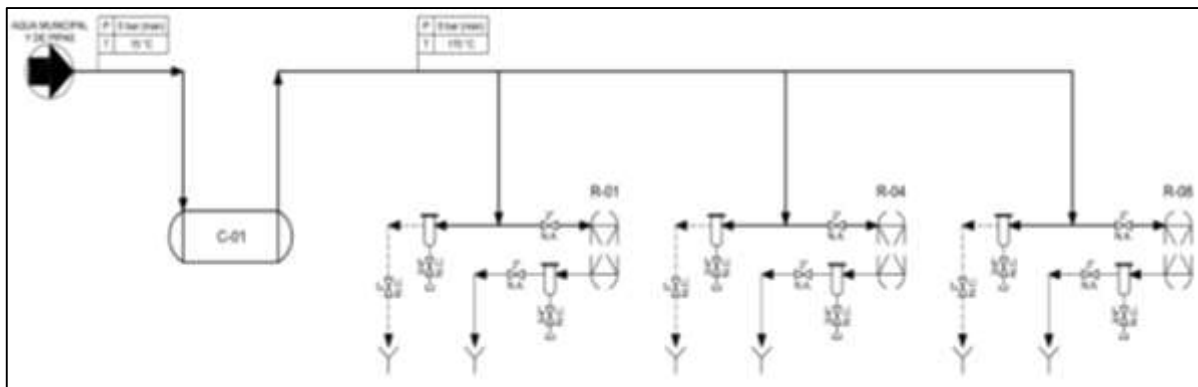


Figura 8.2.3. Distribución del vapor saturado en la planta estudio.

Adicional a lo anterior, el sistema de distribución de vapor saturado se encuentra conectado a los otros siete reactores.

2.2.4.1. Generación de vapor saturado.

La Tabla 8.2.38 relaciona la energía total disponible (gas natural quemado), con la energía utilizada en el proceso de producción de ESBO y las pérdidas de energía en todo el sistema.

Tabla 8.2.38. Resumen del sistema de calentamiento por vapor.

Año	Vapor saturado producido (ton)	Unidad	Generada Caldera	Utilizada por proceso	Pérdidas TOTALES
2015	1,003	GJ	2,713	1,258	1,455
		%	100%	25.6%	75.4%
		M\$N	\$167,658	\$77,930	\$89,728
2016	1,275	GJ	3,449	1,342	2,106
		%	100%	19.2%	80.8%
		M\$N	\$249,810	\$97,065	\$152,744
2017	1,157	GJ	3,129	1,370	1,759
		%	100%	21.9%	78.1%
		M\$N	\$294,419	\$127,941	\$166,478

Las pérdidas de energía totales, para el vapor saturado, son un acumulado de la energía que escapa en los gases de combustión (pérdidas en la combustión), energía latente no aprovechada y las pérdidas reales por falta de mantenimiento en tuberías de distribución de vapor saturado. Lo anterior se muestra en la Tabla 8.2.39.

Tabla 8.2.39. Relación de las pérdidas de energía para el vapor saturado.

Año	Unidad	Total disponible	Pérdida en la combustión	Utilizada por proceso	Energía latente no aprovechada	Pérdida por distribución REAL
2015	GJ	4,911	2,198	1,258	797	658
	%	100%	44.8%	25.6%	16.2%	13.4%
	M\$N	\$303,307	\$135,648.76	\$77,930	\$49,090	\$40,638
2016	GJ	6,929	3,481	1,342	1,270	836
	%	100%	50.2%	19.2%	18.3%	12.2%
	M\$N	\$502,071	\$252,260.95	\$97,065	\$92,194	\$60,550
2017	GJ	6,254	3,125	1,370	1,000	758
	%	100%	50.0%	21.9%	16.0%	12.1%
	M\$N	\$587,549	\$293,130.22	\$127,941	\$95,115	\$71,362

Como se puede ver, el aumento en las pérdidas por combustión en el generador de vapor (Caldera 1), por concepto económico, es debido al aumento en el precio del gas natural; ya que, por concepto de energía, se observa una disminución del 10% de 2016 a 2017. Mientras que, las pérdidas por concepto de energía latente no aprovechada y por distribución real se han mantenido en 16% y 12%. Esto indica que, gracias a los trabajos de mantenimiento, las pérdidas energéticas no se vieron aumentadas; sin embargo, las pérdidas económicas han aumentado debido al aumento en el precio del gas natural.

2.2.4.2. Calidad de salida del vapor.

Cuando se considera, desde el punto de vista de ser un medio de transferencia de calor,

el vapor tiene propiedades superiores que no ofrecen otros medios de calor. Tales como un calentamiento uniforme y tiempos de calentamiento más bajos. Además, la cantidad de calor latente entregado es de 2 a 5 veces mayor que la cantidad de calor sensible contenido en un líquido térmico. Sin embargo, los costos energéticos para evaporar y deshidratar serán mucho más altos en comparación con los procesos que requieren el calor sensible. Es por ello que se debe buscar que el intercambio de calor en los serpentines de los reactores sea el máximo, tal que pueda utilizarse todo el calor latente y acercarse lo más posible al líquido saturado, esto es posible al dar mantenimiento a los serpentines de los reactores.

La calidad salida del vapor es la condición de la mezcla bifásica que sale de los serpentines del reactor, una vez que ha transferido el calor latente para la etapa de deshidratación, la cual está expresada como la fracción vapor; mientras menor sea su valor, mayor será la energía transferida y menores las pérdidas por energía desaprovechada. En la Tabla 8.2.40 se muestran los datos de entalpía del vapor y el líquido saturado, a las dos condiciones de operación.

Tabla 8.2.40. Datos de entalpía del vapor saturado.

Condiciones	Entalpía (kJ/kg)	
	Vapor saturado	Líquido saturado
@T = 170 °C y P = 6.9 bar	2,767.77	718.66
@T = 135 °C y P = 2.1 bar	2,726.87	567.77

Conforme a la calidad de salida del vapor se define el calor latente total, el cual se define como la suma de la energía aprovechada por el proceso y la energía desaprovechada que será desechada al ambiente.

A partir de lo anterior se define la energía total generada en la caldera como la suma de la energía aprovechada por el proceso más el calor latente desaprovechado y las pérdidas por concepto de distribución.

$$q_{latente} = q_{procesos} + q_{desaprov}$$

$$q_{C-1} = q_{procesos} + q_{desaprov} + q_{PR}$$

Donde:

q_{C-1} . Energía generada por la Caldera 1 (GJ).

$q_{perdido}$. Energía perdida (GJ).

$q_{latente}$. Calor latente de la corriente de vapor (GJ).

$q_{desaprov}$. Calor latente que no es aprovechado (GJ).

q_{PR} . Energía perdida por concepto de distribución real (GJ).

Conforme a lo anterior, y los datos de la Tabla 8.2.40, se calculó el gasto energético y las fracciones vapor tras el intercambio de energía en los serpentines de los reactores, lo cual se muestra en la Tabla 8.2.41.

Tabla 8.2.41. Gasto energético del vapor saturado.

Año	Vapor producido (Ton)	Energía (GJ)			Eficiencia por distribución (%)	Fracción vapor (%)	
		Generada Caldera	Utilizada por Proceso	Pérdida por distribución		7 bar	2.1 bar
2015	1,003	2,713	1,258	1,455	46.4	38.8	43.8
2016	1,275	3,449	1,342	2,106	38.9	48.6	53.1
2017	1,157	3,129	1,370	1,759	43.8	42.2	47.0

Como se puede observar en la Tabla 8.2.41, de 2015 a 2016, las pérdidas de energía por concepto de distribución aumentaron en casi un 40%, aunque la producción de ESBO aumentó solamente un 6.3%; esto nos indica que las tuberías de vapor saturado presentaron gran deterioro. Para 2017, se realizaron trabajos de mantenimiento en este sistema, lo que disminuyó en un 10% las pérdidas por este concepto. Con respecto a la energía no aprovechada, se puede apreciar que, aunque la producción de ESBO aumentó un 2% de 2016 a 2017, la disminución del vapor producido en un 10% permitió disminuir las pérdidas por este concepto en más de 20%.

Por lo anterior se puede apreciar que casi el 60% de las pérdidas se deben a la falta de aprovechamiento de la energía latente de la corriente, mientras que solamente el 40% de las pérdidas se deben a la falta de mantenimiento en las tuberías de distribución de vapor saturado. Una propuesta para disminuir dichas pérdidas es disminuir el flujo de vapor saturado para aumentar la transferencia de energía y con ello disminuir las pérdidas por distribución y calor latente no aprovechado. Esto se puede lograr, disminuyendo el flujo de gas natural quemado en la Caldera 1, lo que disminuirá el vapor generado. La Tabla 8.2.42 ejemplifica varios escenarios donde se varió el flujo másico de vapor generado.

Tabla 8.2.42. Pérdidas de energía a distintos flujos de vapor (GJ).

% de flujo de vapor	Generada Caldera	Energía latente no aprovechada	Pérdida por distribución REAL	Efic. por distribución (%)	Pérdida Total	Energía ahorrada	Variación (%)
120.0%	3,755	1,475	910	36.5	2,385	-626	-35.5
100.0%	3,129	1,000	758	43.8	1,759	-	-
90.0%	2,816	763	683	48.7%	1,446	313	17.7
80.0%	2,503	526	607	54.7%	1,133	626	35.5
75.0%	2,347	408	569	58.4%	977	782	44.3

Como se puede apreciar, al disminuir el flujo de vapor generado, manteniendo el requerimiento de energía en los procesos de producción de ESBO, mayor será la energía distribuida por el vapor, lo que se traduce en un mayor intercambio de calor latente del vapor a los reactantes y una disminución en las pérdidas por concepto de distribución. Conforme a los tiempos de calentamiento para la etapa de deshidratación se construyó la Tabla 8.2.43 que muestra el vapor producido y la energía transferida en los serpentines.

Tabla 8.2.43. Energía transferida a distintos flujos de vapor.

% de flujo de vapor	Vapor producido (Ton)	Flujo de vapor (kg/h)	Energía a suministrar (kJ/kg)	Energía transferida (kJ/h)
120%	1,388	174	987	171,258
100%	1,157	145	1,184	171,258
90%	1,041	130	1,316	171,258
80%	925	116	1,480	171,258
75%	868	108	1,579	171,258

Como se puede observar, no existe variación en la energía aprovechada por los procesos de producción (energía transferida). Por lo tanto, la disminución en los flujos de vapor saturado, no afectan a los tiempos de calentamiento, puesto que la energía total y la aprovechada son las mismas para todos los escenarios. Sin embargo, como se muestra en la Tabla 8.2.43, existe un potencial de ahorro para la potencia de bombeo significativo, que hay que tomar en consideración si se desea disminuir los costos operativos. Adicional a la recomendación, se propone que se realice un análisis sobre el impacto que tendrá dicha variación de los flujos de vapor saturado en la cinética reacción y cómo afectará a la integridad de las sustancias reactantes.

2.2.4.3. Recuperación de condensados.

Como ya se mencionó, durante la etapa de deshidratación del proceso de producción de ESBO se descarga condensado, el cual viene a una temperatura de 170 °C. La mezcla líquido-vapor se descarga de las trampas de vapor a una temperatura de 135 °C. Esto representa un gran desperdicio de las energías latente y sensible que contiene el condensado (mezcla bifásica) que sale del proceso a una temperatura alta en comparación con la temperatura ambiente o la del agua en la cisterna (15 °C). Dicho vapor podría ser recuperado y reinyectado a la caldera para generar el vapor saturado requerido para el sistema de calentamiento, disminuyendo el requerimiento de agua fría, lo que se traduce en un ahorro económico, al disminuir el flujo de gas natural requerido para calentamiento. La propuesta de recuperación de condensados se muestra en la Figura 8.2.4 como una conexión entre la generación de vapor en la Caldera 1 y el sistema propuesto de recuperación de condensados. Los cambios en el proceso para la propuesta, con respecto con el sistema actual, se describen a continuación:

1. Enviar la corriente de condensados a través de un cabezal a un tanque acumulador.
2. A través de un control de nivel en el tanque, será bombeada hacia la caldera, donde aumentará su presión a la descarga a casi 800 kPa (presión requerida). Aunque existirá una potencia requerida para la nueva bomba, será mucho menor que las bombas que presurizan el agua fría, disminuyendo los costos por potencia.
3. La caldera llevará a la temperatura de saturación (170 °C) y generará nuevamente el vapor requerido. Debido a que la corriente tendrá mayor temperatura se requerirá una menor cantidad de energía, que se traduce en un ahorro económico con respecto al gas natural.

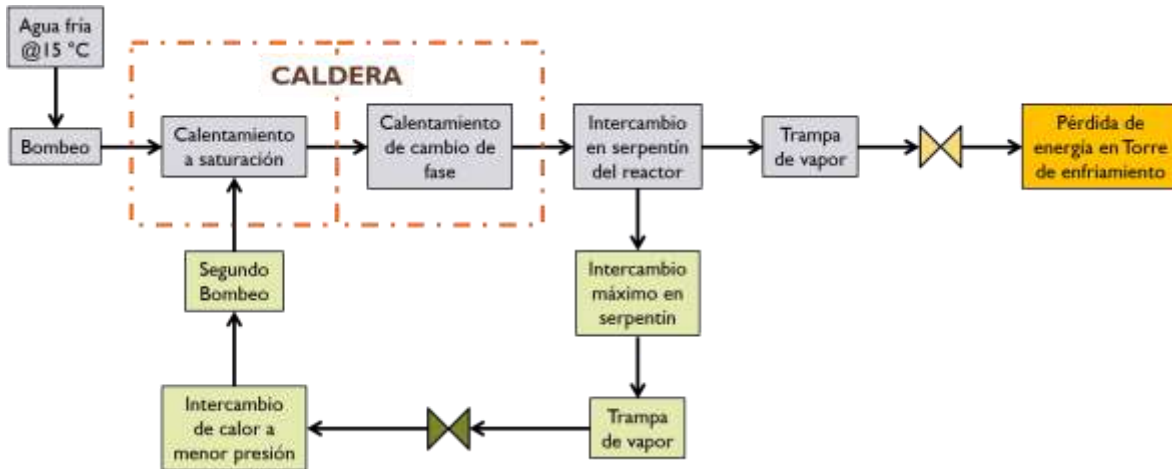


Figura 8.2.4. Diagrama de la generación de vapor y recuperación de condensado.

Los condensados contienen calor sensible que debe aprovecharse: su recuperación supone una reducción del coste de generar vapor. Además, la presencia de condensados en el circuito de vapor puede bajar el rendimiento térmico de la instalación, siendo por ello necesario evacuarlos. La recuperación de condensados puede suponer un ahorro de combustible del 1% por cada 5 °C o 6 °C de calentamiento en el agua de alimentación a calderas. De manera general, la propuesta de recuperación de condensados se esquematiza en la Figura 8.2.5.

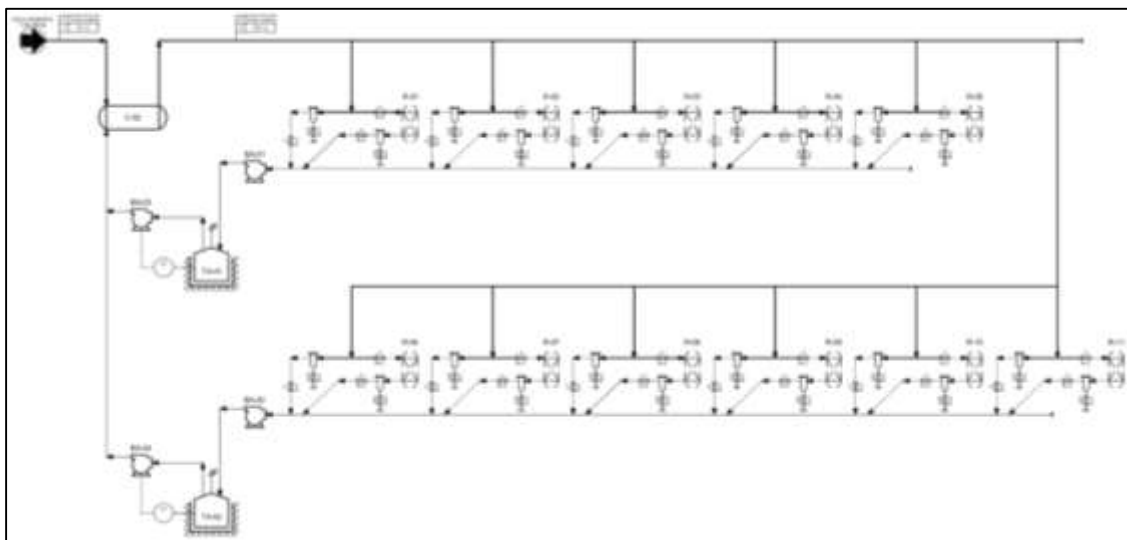


Figura 8.2.5. Diagrama propuesto del sistema de recuperación de condensados.

Dependiendo de las características del sistema que se tiene es como se realizará la selección del sistema de recuperación de condensados. Sin importar si se trata de un sistema presurizado o atmosférico es necesario atender las siguientes situaciones mostradas

en la Tabla 8.2.44.

Tabla 8.2.44. Problemas en el sistema de recuperación de condensados.

Concepto	Descripción
Baja eficiencia de la Caldera 1	Los trabajos de mantenimiento en la Caldera 1 son poco rentables, pues a los pocos meses vuelven a presentarse problemas. Además, la caldera tiene largos periodos de apagado.
Perdidas de energía por disipación	La disipación de calor al ambiente puede provocar caídas de presión en las tuberías y efectos de flasheo; la presencia de vapor en las tuberías de succión puede generar cavitación en las bombas, vibración en las tuberías y golpes de ariete, representado grandes gastos operativos por reposición de agua, tratamiento, energía eléctrica por bombeo y gas natural consumido.
Golpes de ariete	Representan un peligro en las líneas de distribución de vapor mal drenadas, cuando el condensado se acumula y forma una bolsa sólida de agua. Esta agua no se puede comprimir, a diferencia del vapor, y por ello puede causar daños en las tuberías y accesorios cuando es arrastrada por el vapor a alta velocidad.
Instrumentación insuficiente	La instrumentación insuficiente no permite monitorear el sistema de vapor y prevenir situaciones inseguras que pudiesen presentarse.
Calor latente	El calor latente que se pierde en las trampas de vapor. Se requiere buscar el intercambio máximo de calor latente del vapor saturado para alcanzar el líquido saturado antes de buscar su recuperación.
Incrustaciones y corrosión	Seguir programa de tratamiento de agua adecuado para minimizar los efectos potenciales de incrustaciones y corrosión en el sistema de vapor y condensado. Los sólidos precipitados forman depósitos que pueden contaminar el suministro de vapor y cualquier área donde se use vapor.

Con respecto a la recuperación de condensados, se definen dos sistemas posibles de recuperación de condensados: un sistema presurizado y uno atmosférico. La selección entre un sistema atmosférico o presurizado debe basarse en un cuidadoso análisis económico con los costos y beneficios de cada uno, que debe incluir los siguientes factores:

- Sensibilidad a la contrapresión.
- Relacionar el número de equipos que drenan el condensado que se recuperará con las limitantes económicas y físicas.
- Necesidad de un sistema de recuperación de vapor flash.

Este proyecto sería el más ambicioso, pues pretende recuperar el condensado, a las mayores condiciones posibles, para ser almacenado en un tanque y posteriormente reinyectada a la caldera, sustituyendo las tuberías de descarga de condensado existentes.

Requiere la ingeniería completa de diseño de tuberías y equipos de bombeo de fluidos presurizados, separación de fases y desfogue, además de realizar todo el estudio en campo para la instalación, compra de materiales y equipos, instalación de la red de condensados, trabajos de limpieza e instalación, aislamiento, pruebas finales, arranque y mantenimiento.

3. PASO 3. POTENCIALES DE AHORRO.

Las propuestas de ahorro identificadas en el PASO 2 pueden dividirse en tres conceptos:

- Propuestas que no requieren inversión.
- Propuestas que requieren inversión mínima (mantenimiento).
- Propuestas que requieren alta inversión (proyectos).

3.1. PROPUESTAS QUE NO REQUIEREN INVERSIÓN.

Se refiere a las propuestas que se pueden llevar a cabo modificando solamente los parámetros de operación, sin necesidad de una inversión. Se identificaron tres propuestas que representan un potencial de ahorro:

- Estrategia de operación de los equipos de calentamiento.
- Variación de las temperaturas del aceite térmico en los equipos de calentamiento.
- Disminución de flujos del vapor saturado.

3.1.1. Estrategia de operación de los equipos de calentamiento.

Como mostró en la Tabla 8.2.4, los equipos térmicos presentan factores de servicio muy bajos (grandes tiempos de reposo), indicando que no se está aprovechando al máximo la capacidad de los equipos térmicos.

Independientemente de que se realicen los trabajos de mejora para los equipos de calentamiento, indicados en la Tabla 8.2.14, se recomiendan las siguientes cuestiones para aumentar la capacidad anual de los equipos térmicos y disminuir los costos por requerimiento de gas natural quemado:

1. Horno 1. Mantener apagado hasta que se realicen los trabajos de remodelación (cambio de uno a tres pasos); tras realizar la modificación, se recomienda trabajar a la mayor capacidad posible.
2. Horno 2. Prender solamente cuando exista un mayor requerimiento energético del que puedan otorgar los equipos de mayor capacidad energética (Hornos 3 y 4, y el Horno 1 si realiza el trabajo de modificación).
3. Horno 3. Trabajar a la mayor capacidad posible, aprovechando su alta capacidad de diseño (8.0 MMBTU/h).
4. Horno 4. Trabajar a la máxima capacidad posible, pues éste es el equipo con la mayor eficiencia térmica (87%), lo que representa las menores pérdidas económicas.
5. Tomar en consideración que todos los equipos térmicos requieren periodos de reposo para trabajos de revisión y mantenimiento, por lo que se propone realizar trabajos de mantenimiento para mantenerlos a las capacidades que se tienen.

Lo anterior permitirá obtener los mayores potenciales de ahorro y utilizar los equipos de calentamiento a la mayor capacidad posible sin dañar su integridad mecánica. Además, ya se estará considerando tiempo de reposo para revisión de anomalías y trabajos de mantenimiento. Para ejemplificar los ahorros que se tendrían con las cuestiones descritas

anteriormente se construyó la Tabla 8.3.1, la cual muestra los datos obtenidos en 2017, con respecto al factor de servicio.

Tabla 8.3.1. Factores de servicio de los equipos térmicos en 2017.

Concepto	Unidad	Equipo térmico			
		Horno 1	Horno 2	Horno 3	Horno 4
Energía total por conversión	GJ	8,269	8,045	24,367	2,772
Eficiencia energética	%	50.52%	64.58%	73.46%	86.91%
Horas reales de operación	h	4,318	3,286	4,375	814
Factor de servicio	%	53.18%	33.71%	44.86%	34.24%

Conforme al requerimiento energético y los costos de 2017 se construyó la Tabla 8.3.2, la cual muestra un aumento en el factor de servicio del Horno 3 y complementa el requerimiento energético con el Horno 2, mientras el Horno 4 se mantiene trabajando a la máxima capacidad.

Tabla 8.3.2. Factores de servicio de los equipos de calentamiento propuestos.

Concepto	Horno 1	Horno 2	Horno 3	Horno 4
Original	53.18%	33.71%	44.86%	34.24%
Inicio	-	8.42%	49.94%	57.93%
Final	-	0.00%	53.64%	57.93%

Con lo anterior se construyó la Tabla 8.3.3, la cual muestra el requerimiento energético de 2017 y los escenarios propuestos a través de la estrategia de operación de los equipos de calentamiento.

Tabla 8.3.3. Requerimiento energético en 2017 (GJ).

Aumento en el factor de servicio	Horno 1	Horno 2	Horno 3	Horno 4	TOTAL
Original	8,269	8,045	24,367	2,772	43,453
0.00%	-	1,805	24,367	17,281	43,453
0.82%	-	1,605	24,567	17,281	43,453
2.47%	-	1,204	24,969	17,281	43,453
4.12%	-	802	25,370	17,281	43,453
5.76%	-	401	25,771	17,281	43,453
7.41%	-	-	26,172	17,281	43,453

Con los datos de la Tabla 8.3.3 se construyó la Tabla 8.3.4, la cual muestra la variación en los costos de operación por concepto de compra de gas natural.

Tabla 8.3.4. Costos del gas natural por nuevos factores de servicio (M\$N).

Aumento en el factor de servicio	Horno 1	Horno 2	Horno 3	Horno 4	TOTAL	Variación
Original	\$1,520,983	\$1,167,569	\$3,097,096	\$297,691	\$6,083,338	-
0.00%	\$ -	\$260,947	\$3,097,092	\$1,856,695	\$5,214,734	16.66%
0.82%	\$ -	\$231,953	\$3,122,587	\$1,856,695	\$5,211,235	16.74%
2.47%	\$ -	\$173,965	\$3,173,576	\$1,856,695	\$5,204,236	16.89%
4.12%	\$ -	\$115,976	\$3,224,566	\$1,856,695	\$5,197,237	17.05%
5.76%	\$ -	\$57,988	\$3,275,555	\$1,856,695	\$5,190,238	17.21%
7.41%	\$ -	\$ -	\$3,326,544	\$1,856,695	\$5,183,239	17.37%

Al implementar la estrategia establecida anteriormente se puede disminuir los costos por concepto de compra de gas natural alrededor de un 17%, ya que se estarían utilizando los equipos con mayor eficiencia energética y existirían menores pérdidas de energía en los gases de combustión, mientras que se tienen pequeñas variaciones con respecto a los factores de servicio de los equipos de calentamiento, tal como se mostró en la Tabla 8.3.2.

Aunque los ahorros no parecen tan altos en un principio, bajo esta nueva estrategia de operación se puede aumentar la energía térmica disponible con lo gastado en 2017, como se muestra en la Tabla 8.3.5.

Tabla 8.3.5. Máxima energía disponible con lo gastado en 2017

Concepto	Unidad	Horno 2	Horno 3	Horno 4	TOTAL
Energía disponible	GJ	1,944	29,260	19,389	50,594
Tiempo de operación	h/año	794	5,254	5,694	-
Factor de servicio	%	9.1%	60.0%	65.0%	-
Costos reales	M\$N	\$281,050	\$3,719,077	\$2,083,212	\$6,083,338

Como se puede observar, con la estrategia de operación se puede aumentar la energía disponible en un 16.43%, con los mismos costos operativos. Considerando lo anterior, se puede pensar un amortiguamiento para los aumentos en los costos futuros del gas natural.

— Actividades relacionadas.

Actividades preventivas que no representan costos o son relativamente bajos:

- Programas de revisión visual periódicos de los equipos de calentamiento, incluyendo juntas y tuberías internas y externas, aislamiento e instrumentación para cerciorarse que éstos se encuentran en buenas condiciones y reportar anomalías.
- Informe de secciones que requieren mantenimiento.

Actividades que representan costos:

- Requisición de material a Compras, cotización y adquisición del material requerido.

- Revisión de las líneas que requieren ser sacadas de operación para hacer los trabajos de soldadura.
- Trabajos de limpieza y retirado de aislamiento para realizar mantenimiento.
- Trabajo de soldadura para reparar las secciones afectadas o cambios totales.
- Instalación de aislamiento en secciones que no cuenten con él o remplazo de secciones con aislamiento dañado.
- Mantenimiento de los instrumentos de control y dispositivos de relevo de presión para mantener en condiciones seguras de operación.

3.1.2. Variación de las temperaturas del aceite térmico en los equipos de calentamiento.

La propuesta consiste en aumentar la transferencia de energía en las chaquetas de los reactores, obteniendo un aumento en la variación de la temperatura entre la entrada y la salida de éstos, manteniendo el flujo de aceite térmico y a las condiciones que se tiene actualmente.

Por lo anterior, se establecieron los datos base para el cálculo del potencial de ahorro energético a flujo constante, los cuales se muestran en la Tabla 8.3.6.

Tabla 8.3.6. Condiciones para el cálculo conforme al ΔT .

Condición	Unidad	Valor
Energía total, transportada por el aceite térmico	GJ	43,453.17
Flujo másico	kg/h	244,091.45
Horas laboradas al año	h	8000

Con los datos de la Tabla 8.3.6 se crearon los diferentes escenarios, basados en dos cuestiones:

- Considerando que se implemente la estrategia de operación de los equipos de calentamiento mostrada en el punto anterior (3.1.1. Estrategia con los equipos de calentamiento).
- Sin superar las temperaturas de granel máxima y de degradación al enfriarse (intervalo entre 290 y 250 °C, respectivamente) del aceite térmico.

En la Tabla 8.3.7 se muestran dichos escenarios, donde se modificaron las temperaturas de entrada y salida de los hornos para conocer los valores de la energía pérdida y la aprovechada.

Tabla 8.3.7. Valores de la energía conforme al ΔT .

Perfil de temperaturas (°C)						Conceptos de energía (GJ)		
T ₁	T ₂	ΔT_{12}	T ₃	T ₄	ΔT_{34}	Disponible	Aprovechada	Perdida
Temperaturas inferiores.								
282.0	275.0	7.0	275.98	281.03	5.05	43,453	31,359	12,095
282.0	274.0	8.0	275.12	280.89	5.77	49,626	35,814	13,813
282.0	273.0	9.0	274.26	280.75	6.49	55,791	40,262	15,529
282.0	272.0	10.0	273.40	280.62	7.22	61,947	44,705	17,242
282.0	270.0	12.0	271.68	280.34	8.66	74,234	53,572	20,662
282.0	267.0	15.0	279.93	269.11	10.82	92,600	66,826	25,774
Temperaturas superiores.								
283.0	275.0	8.0	276.12	281.89	5.77	49,695	35,863	13,832
284.0	275.0	9.0	276.26	282.75	6.49	55,946	40,374	15,572
285.0	275.0	10.0	276.40	283.62	7.22	62,205	44,891	17,314
285.0	273.0	12.0	274.68	283.34	8.66	74,543	53,795	20,748
285.0	270.0	15.0	282.93	272.11	10.82	92,985	67,104	25,881

Con base en las Tablas 8.2.3 y 8.2.4, y las cuestiones indicadas anteriormente sobre los equipos de calentamiento, se construyó la Tabla 8.3.8, la cual relaciona la capacidad real con el factor de servicio y los costos asociados al consumo de gas natural por equipo.

Tabla 8.3.8. Costos conforme al aumento del ΔT , a flujo constante (M\$N).

T ₁ (°C)	T ₂ (°C)	ΔT_{12} (°C)	η : Eficiencia térmica por horno (%)				Costos totales por gas natural	Potencial de ahorro
			Horno 1	Horno 2	Horno 3	Horno 4		
			50.75%	64.33%	73.45%	86.94%		
Temperaturas inferiores.								
282.0	275.0	7.0	\$1,520,983	\$1,167,569	\$3,097,096	\$297,691	\$6,083,338	\$ -
282.0	274.0	8.0	\$ -	\$ -	\$2,548,489	\$3,175,802	\$5,724,291	\$359,047
273.0	282.0	9.0	-	-	3,332,042	3,175,802	6,507,845	-\$424,506
282.0	272.0	10.0	\$ -	\$ -	\$4,114,506	\$3,175,802	\$7,290,309	-\$1,206,971
282.0	270.0	12.0	\$ -	\$741,878	\$5,026,430	\$3,175,802	\$8,944,110	-\$2,860,772
282.0	267.0	15.0	\$ -	\$1,987,335	\$6,269,979	\$3,175,802	\$11,433,117	-\$5,349,779
Temperaturas superiores.								
283.0	275.0	8.0	\$ -	\$ -	\$2,557,206	\$3,175,802	\$5,733,008	\$350,330
284.0	275.0	9.0	-	-	3,351,655	3,175,802	6,527,457	-\$444,119
285.0	275.0	10.0	\$ -	\$ -	\$4,147,195	\$3,175,802	\$7,322,997	-\$1,239,659
285.0	273.0	12.0	\$ -	\$762,806	\$5,047,325	\$3,175,802	\$8,985,932	-\$2,902,594
285.0	270.0	15.0	\$ -	\$2,013,492	\$6,296,096	\$3,175,802	\$11,485,390	-\$5,402,052

*Cuestiones tomadas en consideración con el requerimiento de 2017.

Con la Tabla 8.3.8 se puede apreciar que, al aumentar el cambio de temperatura (ΔT) en el ciclo de distribución del aceite térmico, mayor será el requerimiento de gas natural y mayores serán los costos asociados a la compra de éste en la mayoría de los casos. Sin

embargo, existe una mayor cantidad de energía que el proceso del DOTP está aprovechando y esto se ve reflejado en la Tabla 8.3.9.

Tabla 8.3.9. Variación del tiempo de calentamiento (h) conforme al ΔT , a flujo constante.

ΔT_{12} (°C)	Energía disp Proceso DOTP (GJ)	No. de reactor						Variación
		Reactor #3	Reactor #5	Reactor #6	Reactor #7	Reactor #8	Reactor #10	
7.0	22,072	12.0	12.0	8.0	8.0	7.3	12.0	0.0%
8.0	25,208	10.5	10.5	7.0	7.0	6.4	10.5	12.5%
9.0	28,379	9.3	9.3	6.2	6.2	5.7	9.3	22.2%
10.0	31,532	8.4	8.4	5.6	5.6	5.1	8.4	30.0%
12.0	37,786	7.0	7.0	4.7	4.7	4.3	7.0	41.6%
15.0	47,135	5.6	5.6	3.7	3.7	3.4	5.6	53.2%

Conforme a lo anterior se puede apreciar que al aumentar el cambio de temperaturas dentro de la chaqueta, menores serán los tiempos en la etapa de calentamiento, disminuyendo hasta la mitad.

En la Tabla 8.3.10 se muestran los costos asociados al requerimiento de gas natural por equipo de calentamiento y los verdaderos potenciales de ahorro que se obtendrían ante el aumento del cambio de temperatura.

Tabla 8.3.10. Costos conforme al aumento del ΔT , a flujo constante.

ΔT (°C)	Concepto	Unidad	Capacidad de diseño por equipo (GJ/h)				Gas natural total (M\$N)	Potencial de ahorro (M\$N)
			Horno 1	Horno 2	Horno 3	Horno 4		
			3.79	3.79	7.58	3.79		
7.0 (2017)	Capacidad Real	GJ/h	1.24	1.01	3.05	1.37	\$6,083,338	\$ -
	Factor de servicio	%	32.7%	26.5%	40.2%	36.3%		
	Costo total	M\$N	\$1,520,983	\$1,167,569	\$3,097,096	\$297,691		
7.0 Estrat.	Capacidad Real	GJ/h	-	-	1.73	3.70	\$4,939,648	\$1,143,690
	Factor de servicio	%	-	-	19.80%	86.15%		
	Costo total	M\$N	\$ -	\$ -	\$1,763,846	\$3,175,802		
8.0	Capacidad Real	GJ/h	-	-	2.51	3.70	\$5,728,649	\$ 354,689
	Factor de servicio	%	-	-	28.66%	86.15%		
	Costo total	M\$N	\$ -	\$ -	\$2,552,847	\$3,175,802		
8.4	Capacidad Real	GJ/h	-	-	2.86	3.70	\$6,083,338	\$ -
	Factor de servicio	%	-	-	32.67%	86.15%		
	Costo total	M\$N	\$ -	\$ -	\$2,907,536	\$3,175,802		

Como se puede observar, las cuestiones propuestas para los equipos de calentamiento presentan un potencial de ahorro, al utilizar el máximo de la capacidad de los equipos de alta eficiencia térmica (Hornos 3 y 4), incluso cuando se presenta un aumento en el cambio de temperatura del ciclo del aceite térmico. Lo anterior se muestra con el escenario $\Delta T = 8.4$ °C, el aumento en 1.4 °C del ciclo de aceite térmico actual presenta la ventaja de disminuir los tiempos en la etapa de calentamiento del proceso de producción del DOTP

en un 17%, con el mismo gasto económico que se tuvo en 2017; lo que se traduce en un aumento en la eficiencia general de los equipos de calentamiento del 66.7% a 80.5%.

— **Actividades relacionadas.**

Actividades preventivas que no representan costos o son relativamente bajos:

- Programas de revisión visual periódicos de los equipos de calentamiento y chaquetas de reactores, incluyendo juntas y tuberías internas y externas, aislamiento e instrumentación para cerciorarse que éstos se encuentran en buenas condiciones y reportar anomalías para su posterior mantenimiento.
- Informe de secciones que requieren mantenimiento.

Actividades que representan costos:

- Requisición de material a Compras, cotización y adquisición del material requerido.
- Revisión de las líneas que requieren ser sacadas de operación para hacer los trabajos de soldadura.
- Trabajos de limpieza y retiro de aislamiento para realizar mantenimiento.
- Trabajo de soldadura para reparar las secciones afectadas o cambios totales.
- Instalación de instrumentación adecuada para mantener en operación de manera segura los sistemas de calentamiento.
- Instalación de aislamiento en secciones que no cuenten con él o remplazo de secciones con aislamiento dañado.
- Mantenimiento de los instrumentos de control y dispositivos de relevo de presión para mantener en condiciones seguras de operación.

3.1.3. Disminución de flujos del vapor saturado.

Se propone disminuir la cantidad de gas natural quemado en el generador de vapor, a fin de disminuir la producción de vapor saturado, a pesar de que exista un aumento en la producción de ESBO. A pesar de que exista una disminución en el flujo de vapor producido, la energía transferida será la misma, como se muestra en la Tabla 8.2.41, por lo que los tiempos en la etapa de deshidratación del proceso de producción de ESBO no se verán afectados.

Esta propuesta puede aplicarse sin necesidad de inversión o los costos pueden ser muy bajos; menores flujos de vapor indican menor requerimiento de gas natural quemado para un equipo que tiene una eficiencia tan baja (50%). La Tabla 8.3.11 ejemplifica los escenarios donde se varió el flujo másico de vapor generado y las pérdidas económicas por cada uno de los conceptos de energía pérdida.

Tabla 8.3.11. Pérdidas económicas a distintos flujos de vapor.

% de flujo de vapor	Unidad	Energía latente no aprovechada	Pérdida por distribución REAL	Pérdida Total	Potencial de ahorro	Variación (%)
120.0%	GJ	1,475	910	2,385	-626	-35.5%
	M\$N	\$139,727	\$85,635	\$225,362	-\$58,884	
100.0%	GJ	1,000	758	1,759	-	-
	M\$N	\$95,115	\$71,363	\$166,478	\$-	
90.0%	GJ	763	683	1,446	313	17.7%
	M\$N	\$72,810	\$64,226	\$137,036	\$29,442	
84.3%	GJ	629	640	1,269	490	27.8%
	M\$N	\$60,188	\$60,188	\$120,377	\$46,101	
80.0%	GJ	526	607	1,133	626	35.5%
	M\$N	\$50,504	\$57,090	\$107,594	\$58,884	
75.0%	GJ	408	569	977	782	44.3%
	M\$N	\$39,351	\$53,522	\$92,873	\$73,605	

Conforme a la Tabla 8.3.11 se construyó el Gráfico 8.3.1, el cual ejemplifica las pérdidas económicas por conceptos falta de mantenimiento en la distribución, de calor latente no aprovechado y las pérdidas totales.

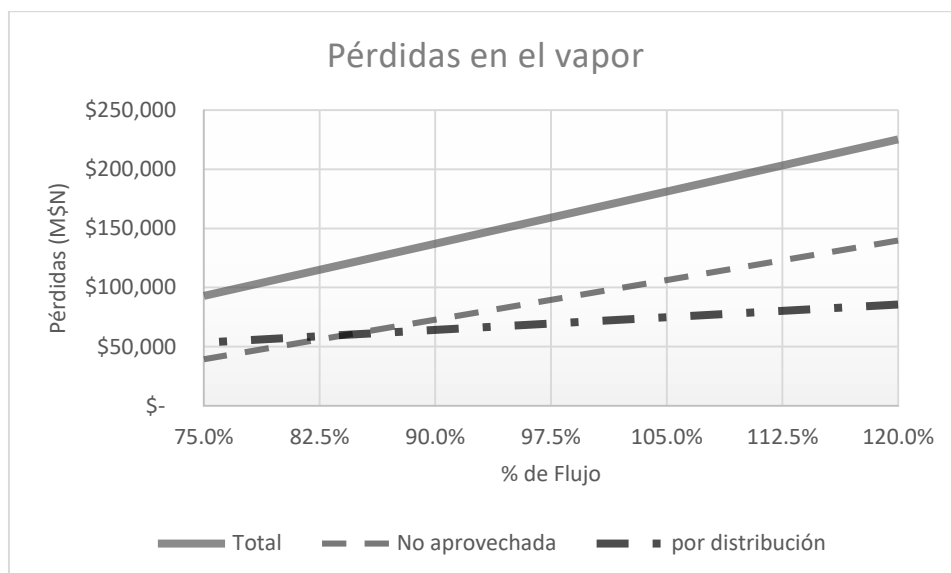


Gráfico 8.3.1. Efecto de la disminución de flujo de vapor.

Como se puede observar, la disminución del gas natural consumido, que se traduce en una disminución en el flujo de vapor saturado que se genera, presenta un potencial de ahorro económico al disminuir las pérdidas por conceptos de calor latente desaprovechado y energía perdida por distribución de casi un 44%.

— Actividades relacionadas.

Actividades preventivas que no representan costos o son relativamente bajos:

- Programas de revisión visual periódicos de los equipos de calentamiento, incluyendo juntas y tuberías internas y externas, aislamiento e instrumentación para cerciorarse que éstos se encuentran en buenas condiciones y reportar anomalías.
- Informe de secciones que requieren mantenimiento.
- Revisión de las válvulas de distribución de gas natural al generador de vapor y reporte de anomalías.

Actividades que representan costos:

- Mantenimiento de los instrumentos de control y dispositivos de relevo de presión para mantener en condiciones seguras de operación.

3.2. PROPUESTAS QUE REQUIEREN INVERSIÓN MÍNIMA (MANTENIMIENTO).

Se refiere a las propuestas que presentan una inversión baja que mejore las condiciones de operación y presente retorno a la inversión en un mínimo tiempo, que pueden ser implementadas sin necesidad de detener los procesos; también indica las propuestas que pueden no beneficiar en el ámbito de ahorro económico, pero que, a largo plazo, aseguran el buen funcionamiento adecuado de equipos y procesos, evitando pérdidas por fallas y averías. Se identificaron seis propuestas que representan un potencial de ahorro:

- Mantenimiento de los equipos térmicos.
- Mantenimiento general de tuberías de distribución de servicios de calentamiento.
- Mantenimiento de torres de enfriamiento.
- Instrumentación requerida
- Mantenimiento de trampas de vapor.
- Variación del flujo en el ciclo de distribución de aceite térmico.
- Regulador de velocidad en bombas de aceite.

3.2.1. Mantenimiento de los equipos térmicos.

Según las diversas normativas legales existentes, es obligatorio realizar análisis de la combustión en los generadores de calor (calderas, hornos, motores de combustión, etc.). Estos análisis son fundamentales a la hora de conocer el estado y el funcionamiento de los equipos con objeto de encontrar acciones que permitan optimizar los sistemas de combustión y, por tanto, obtener ahorros, tanto energéticos como económicos. Para las distintas situaciones que se pudieran presentar se muestran una serie de recomendaciones a tomar en consideración al momento de realizar la revisión de los equipos térmicos a continuación:

Temperatura de humos alta:

- Exceso de tiro.
- Suciedad en las superficies de intercambio de calor.
- Deterioro de la cámara de combustión.
- Equipo de combustión desajustado.

- Cámara de combustión mal diseñada.
- Recorrido insuficiente de los humos.
- Exceso de combustión.

Baja proporción de CO₂:

- Exceso de aire.

Acusado defecto de aire:

- Falta de estanqueidad en la cámara de combustión (filtraciones de aire).
- Mal funcionamiento del regulador de tiro.
- Cámara de combustión defectuosa.
- Llama desajustada.
- Quemador actuando en períodos de tiempo cortos o mal regulado.
- Boquilla de pulverización deteriorada o sucia, o incorrectamente seleccionada.
- Defectos de distribución de aire (en el ventilador y conductos de aire).
- Mala atomización.
- El quemador no es apropiado para el combustible utilizado.
- Presión de fuelóleo incorrecta.

Humos opacos, alto índice de inquemados sólidos:

- Mal diseño o ajuste de la cámara de combustión.
- Llama incidiendo en superficies frías.
- Mal funcionamiento del quemador.
- Tiro insuficiente.
- Mezcla no homogénea de combustible y aire. Mal suministro de combustible.
- Boquilla defectuosa o inadecuada.
- Filtraciones de aire.
- Relación aire/combustible inadecuada.
- Hogar defectuoso.
- Regulador de tiro mal ajustado.

Una de las formas de disminuir los problemas anteriores es por medio de limpieza periódica de las superficies de intercambio y ajuste del quemador. La limpieza evita la acumulación de depósitos de hollín que dificultan el intercambio calorífico, ya que actúan como aislante y disminuyen la superficie de intercambio, disminuyendo el rendimiento energético y propiciando una aumento de la temperatura de los humos.

Los costos por concepto de mantenimiento de equipos térmicos son bajos y representan grandes ahorros económicos. La correcta regulación del quemador y las limpiezas periódicas optimizan los rendimientos energéticos, lo cual puede suponer ahorros de combustible entre el 1% y el 4% de media en las instalaciones, si bien pueden darse casos de ahorro muy superiores. Dichos trabajos de mantenimiento permitirán aumentar la eficiencia de los equipos sin necesidad de invertir en reparaciones, precalentadores de aire o reemplazarlos.

3.2.2. Mantenimiento general de tuberías de distribución de servicios de calentamiento.

La falta de aislamiento aumenta la disipación de calor al ambiente en gran medida, por lo que el flujo de gas natural requerido para compensar el calor perdido será muy alto y mayores serán los gastos por éste. Todo esto representa, a largo plazo, un ahorro energético,

que se traduce en un ahorro en el uso de combustibles, ya que disminuirá la pérdida de energía por materiales sin aislamiento, se disminuirán los tiempos de la etapa de calentamiento en el proceso de producción de DOTP con el aceite térmico, esto debido a que no se enfriará el fluido (aumentando su viscosidad y dificultando el poder fluir), y los trabajadores podrán operar con un menor riesgo.

Las fugas y derrames representan una pérdida de calor que se disipa al ambiente; cuando mayor sea el porcentaje de fugas y derrames, mayor será el flujo de gas natural requerido para compensar el calor perdido y mayores serán los gastos por éste. Cabe señalar que no se observaron muchos derrames de aceite térmico entre juntas o accesorios de equipos, por lo que el análisis fue con menores porcentajes. Sin embargo, la presencia de derrames de aceite térmico genera costos muy altos en comparación con las fugas de vapor.

Los costos de inversión y mantenimiento son altos. Inicialmente se deben realizar trabajos de inspección, que identificarán las zonas a las que debe darse mantenimiento, la cotización y posterior compra de tuberías y accesorios para remplazar los dañados, la instalación de éstos y los trabajos de inspección continua para mantener el sistema en condiciones adecuadas. Sin embargo, todo esto representa, a largo plazo, un ahorro energético y de material. Las pérdidas de calor pueden reducirse de 2% a 3% con el uso de un adecuado aislamiento.

Con respecto a los costos inherentes a los trabajos de mantenimiento de tuberías del sistema de calentamiento con aceite térmico, éstos no son tan elevados, en comparación con los costos en las reparaciones de los equipos térmicos o los gastos por la compra de una mayor cantidad de gas natural, descritos anteriormente. La Tabla 8.3.12 muestra los tiempos aproximados donde se prevé que se pueda tener recuperada la inversión por mantenimiento, cabe señalar que los costos son aproximados.

Tabla 8.3.12. Tiempo de recuperación según la inversión (meses) para el aceite térmico.

frec (%)	Potencial de ahorro		Costos por mantenimiento (M\$N)		
	(GJ)	(M\$N)	\$100,000	\$200,000	\$300,000
0%	-	\$-	-	-	-
20%	2,419	\$101,727	9.1 – 11.8	18.1 – 23.6	27.2 – 35.4
40%	4,838	\$319,309	2.9 – 3.8	5.8 – 7.5	8.7 – 11.3
60%	7,257	\$536,891	1.7 – 2.2	3.4 – 4.5	5.2 – 6.7
80%	9,676	\$754,474	1.2 – 1.6	2.4 – 3.2	3.7 – 4.8
100%	12,095	\$972,056	0.9 – 1.2	1.9 – 2.5	2.8 – 3.7

Los tiempos de retorno a la inversión son muy bajos, en comparación con los beneficios que ofrece, ya que se obtendrán ahorros por consumo de gas natural quemado, pérdidas de materia prima y disminución en los tiempos de en la etapa de calentamiento del proceso de producción de DOTP.

Con respecto a los costos inherentes a los trabajos de mantenimiento de tuberías del sistema de vapor, éstos no son tan elevados, en comparación con los costos en las reparaciones de los equipos térmicos o los gastos por la compra de una mayor cantidad de gas natural, descritos anteriormente. La Tabla 8.3.13 muestra los tiempos aproximados

donde se prevé que se pueda tener recuperada la inversión por mantenimiento, cabe señalar que los costos son aproximados.

Tabla 8.3.13. Tiempo de recuperación según la inversión (años) el vapor saturado.

frec (%)	Potencial de ahorro		Costos por mantenimiento (M\$N)		
	GJ	M\$N	\$50,000	\$75,000	\$100,000
20%	151.68	\$14,273	2.7 – 3.5	4.0 – 5.3	5.4 – 7.0
40%	303.36	\$28,545	1.3 – 1.8	2.0 – 2.6	2.7 – 3.5
60%	455.05	\$42,818	0.9 – 1.2	1.3 – 1.8	1.8 – 2.3
80%	606.73	\$57,090	0.7 – 0.9	1.0 – 1.3	1.3 – 1.8
100%	758.41	\$71,363	0.5 – 0.7	0.8 – 1.1	1.1 – 1.4

La mayoría de los problemas que presentan las tuberías de vapor saturado se deben a fugas, pues el vapor a esas condiciones (7 bar de presión) tiene una alta velocidad de escape, como se muestra en la Tabla 8.2.22. Los tiempos de retorno a la inversión son muy bajos, en comparación con los beneficios que ofrece, ya que se obtendrán ahorros por consumo de gas natural quemado, pérdidas de agua y sus costos adyacentes (reposición, tratamiento, bombeo, calentamiento y energía necesaria para el cambio de fase) y mayor aprovechamiento del calor latente.

— Actividades relacionadas.

Actividades preventivas que no representan costos o son relativamente bajos:

- Programas de revisión visual periódicos de:
 - Líneas de aceite térmico y vapor saturado y equipos térmicos para cerciorarse que no existan fugas o derrames entre soldaduras o juntas.
 - Líneas de agua de servicio y de la torre de enfriamiento para cerciorarse que no existan grandes pérdidas de agua.
 - Válvulas, purgas, drenes e instrumentos para cerciorarse que no existan fugas, derrames o flujo estancado.
 - Aislamiento de líneas y equipos en buenas condiciones o secciones que no cuenten con él.
 - Anomalías generales en tuberías como vibración y corrosión.
 - Instrumentación dañada o que no esté trabajando.
 - Trampas de vapor atascadas o dañadas.
- Programas de revisión visual periódicos de las líneas de agua de servicio y de la torre de enfriamiento para cerciorarse que el sistema encuentra en buenas condiciones y reportar anomalías para su posterior mantenimiento.
- Informe de secciones que requieren mantenimiento o ser remplazadas.
- Tras los trabajos de reparación, se deben realizar programas de revisión periódicos para cerciorarse que no se tengan fugas o derrames nuevos y reportar anomalías para su posterior mantenimiento.

Actividades que representan costos:

- Requisición de material a Compras, cotización y adquisición del material requerido.
- Revisión de las líneas que requieren ser sacadas de operación para hacer los trabajos de mantenimiento.
- Trabajos de limpieza y retirado de aislamiento para realizar mantenimiento.
- Trabajo de soldadura para reparar las secciones afectadas o cambios totales, con una revisión final para asegurar que ya no existan fugas o derrames.
- Revisión de anomalías con tuberías frías y que vuelven a tener flujo tras los trabajos de mantenimiento.
- Instalado de aislamiento térmico.
- Puesta en operación nuevamente de las líneas sin flujo.

3.2.3. Mantenimiento de torres de enfriamiento.

El objetivo de las torres de enfriamiento es enfriar eficientemente grandes volúmenes de agua, poniendo en contacto aire atmosférico, expulsando consigo el calor a la atmósfera, como aire caliente y húmedo. Debido al principio de enfriamiento de agua, que consiste principalmente en la transferencia de calor latente, se pierden grandes cantidades de agua por evaporación y arrastre (50 - 70% del agua de repuesto) y por purgas (30 - 50%). Como se puede observar en la Figura 8.2.2, la torre de enfriamiento está teniendo una gran cantidad de energía perdida, por lo que es requerido que se realicen trabajos de mantenimiento para mejorar la recuperación de agua de la torre de enfriamiento; de ésta se extrajo la información de la Tabla 8.3.14.

Tabla 8.3.14. Pérdidas diarias de agua dentro de la planta.

Concepto	Descripción	Flujo (m ³ /día)
Vapor	Vapor perdido en la torre de enfriamiento por arrastre del aire.	35.7
Purga	La purga de la torre de enfriamiento.	18.5
TOTAL		54.2

Los operadores, por su parte pueden reducir el consumo de agua de la torre, obteniendo el rechazo de calor a través de las siguientes consideraciones:

- Reducción de la carga de enfriamiento y mejora de la torre y el control del sistema.
- Optimizar ciclos de concentración y reducir al mínimo el volumen de purga.
- Reducir al mínimo las pérdidas por fugas, a través del mantenimiento de tuberías, válvulas, sensores y todo el equipo para evitar fugas.
- Prevención de desbordamientos.
- Mantenimiento a las mamparas y remplazo de las que se encuentren dañadas para disminuir la pérdida de agua.
- Prevención de pérdida de cualquier efecto del viento o salpicaduras.
- Gestión adecuada de la química del agua y sistema de limpieza, controlando la corrosión, incrustaciones y crecimiento microbiológico.
- Proporcionar mejores prácticas de mantenimiento y formación enfocada a la conservación de agua.

3.2.4. Instrumentación requerida.

La instalación de instrumentación básica de los procesos para medición y control de los parámetros que participan en el uso de energía térmica, principalmente en:

- Equipos de proceso.
- Líneas de proceso y de servicios de calentamiento y enfriamiento.
- Torres de enfriamiento.

Esta instrumentación es requerida para el monitoreo y control de las condiciones de operación, mismas que son necesarias para la gestión de energía en la planta. Si se desea tener un buen análisis energético, es importante tener en consideración la instrumentación adecuada. Sin embargo, se han observado una serie de situaciones a ser atendidas con respecto a la instrumentación:

- La mayoría de los indicadores de presión y temperatura en campo se encuentran en lugares poco accesibles para poder tomar datos.
- Las mirillas de la mayoría de los instrumentos se encuentran muy sucias para poder tomar datos.
- Se requiere revisar la instrumentación y las alarmas en la caldera, pues ha soltado vapor a condiciones muy riesgosas, y no se ha tenido una alarma o algo que indique que el personal debe alejarse.

Aunque ahora se cuenta con instrumentación en los reactores y líneas de servicios auxiliares, el control de los procesos muchas veces es insuficiente. Se recomienda aplicar normas oficiales o técnicas para determinar los sitios más precisos en que se deben colocar los instrumentos y de qué tipo. En este mismo sentido es recomendable que los datos técnicos de los equipos de procesos sean actualizados.

3.2.5. Mantenimiento de trampas de vapor.

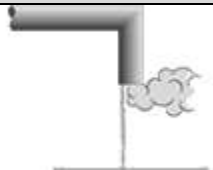

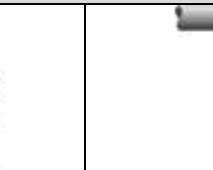
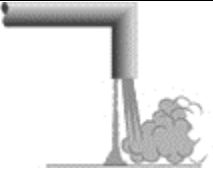




Se ha observado que siempre que existe descarga del condensado la mayor parte del flujo sigue siendo vapor y a penas y se logran percibir presencia de líquido, lo que indica que las trampas de vapor pueden no estar funcionando adecuadamente. Las trampas de vapor representan una parte importante del sistema de vapor, y juegan un papel muy importante en lo que respecta a la eficiencia térmica de un sistema térmico.

Es preciso, a fin de obtener un mantenimiento correcto de las trampas para vapor, establecer un programa adecuado, lo que según la experiencia industrial implica:

- Conocimiento de las características de todas las trampas para vapor.
- Análisis preliminar del estado actual de las trampas.
- Análisis de los posibles problemas mecánicos que se originan.
- Programa de evaluación de pérdidas y de revisión periódica de las trampas para vapor.
- Formato de reporte para asegurar la cobertura de todas las trampas y establezca un mecanismo que documente los ahorros de energía y económicos.

En la Tabla 8.3.15 se ejemplifica la manera de revisar las trampas de vapor por método visual y por sonido.

Tabla 8.3.15. Inspección de trampas visualmente y por sonido.

Trampa Operando Correctamente			
Ilustración			
Aspecto	Poco volumen de condensado en la descarga	Vapor flash y condensado descargados continuamente	Gran volumen de condensado y vapor flash descargados continuamente
Sonido	Casi sin sonido	Sonido como silbido	Silbido más fuerte
Trampa Operando Fugando			
Ilustración			
Aspecto	Descarga de vapor vivo a alta velocidad (transparente) junto con condensado	Descarga de vapor vivo a alta velocidad (transparente)	Descarga continua de vapor vivo a alta velocidad (transparente)
Sonido	Similar a una fuga de aire comprimido	Similar a una fuga de aire comprimido con ligero silbido	Silbido más fuerte
Trampa Operando Fugando			
Ilustración			
Aspecto	No hay descarga de condensado ni vapor Baja temperatura de la trampa (Fácil confundirla con trampas fuera de servicio)	Descarga suave (La capacidad de descarga es insuficiente)	
Sonido	Ninguno	Sonido muy bajo	

3.2.6. Variación del flujo en el ciclo de distribución de aceite térmico.

La propuesta consiste en aumentar la transferencia de energía a los reactores, al aumentar el flujo en el ciclo del aceite térmico, manteniendo las condiciones que se tiene actualmente. Para que esto se realice se crearon escenarios conforme a la variación del flujo, considerando que se implemente la estrategia de operación de los equipos de calentamiento mostrada en el punto anterior (3.1.1. Estrategia con los equipos de calentamiento). Cabe señalar que el motivo de que sea una Propuesta de Inversión Mínima es porque se debe invertir en la compra de tambos de 200 Ltr. de aceite térmico, los cuales, como ya se mencionó en la Tabla 8.2.20 tienen un valor aproximado de \$800.

En la Tabla 8.3.16 se muestran dichos escenarios donde se modifica el flujo de aceite térmico alimentado a los hornos para conocer los aumentos en el requerimiento energético para cada uno de los equipos térmicos.

Tabla 8.3.16. Aumento del requerimiento energético por equipo (GJ).

Flujo (kg/h)	Equipo térmico				Total	Eficiencia total de los equipos (%)
	Horno 1	Horno 2	Horno 3	Horno 4		
Orig.*	8,269	8,045	24,367	2,772	43,453	66.7%
100%	-	-	13,877	29,576	43,453	82.1%
110%	-	-	18,223	29,576	47,798	81.3%
120%	-	-	22,568	29,576	52,144	80.5%
130%	-	3,765	23,149	29,576	56,489	79.1%
140%	467	7,643	23,149	29,576	60,834	79.1%
150%	4,812	7,643	23,149	29,576	65,180	75.0%

*Orgi.: Los resultados originales, obtenidos en 2017.

Con lo anterior se puede apreciar que, al aumentar el flujo en el ciclo de distribución del aceite térmico, se pueden obtener aumentos en la energía disponible por conversión, disminuyendo las pérdidas de energía en los gases de combustión, con la estrategia antes mencionada (3.1.1. Estrategia con los equipos de calentamiento). Sin embargo, este aumento de energía disponible, indica también que mayor será el requerimiento de gas natural y mayores serán los costos asociados a la compra de éste en la mayoría de los escenarios.

Conforme a antes mencionado se construyó la Tabla 8.3.17, que muestra el aumento en los costos operativos por requerimiento de una mayor cantidad de gas natural para cada uno de los equipos de calentamiento.

Tabla 8.3.17. Aumento de los costos por equipo (M\$N).

Flujo (kg/h)	Equipo térmico				Costos totales por gas natural	Potencial de ahorro
	Horno 1	Horno 2	Horno 3	Horno 4		
Orig.	\$1,520,983	\$1,167,569	\$3,097,096	\$297,691	\$6,083,338	\$ -
100%	\$ -	\$ -	\$1,763,846	\$3,175,802	\$4,939,648	\$1,143,690
110%	\$ -	\$ -	\$2,316,147	\$3,175,802	\$5,491,949	\$591,389
120%	\$ -	\$ -	\$2,868,448	\$3,175,802	\$6,044,250	\$39,088
130%	\$ -	\$546,366	\$2,942,241	\$3,175,802	\$6,664,409	-\$581,071
140%	\$85,933	\$1,109,190	\$2,942,241	\$3,175,802	\$7,313,167	-\$1,229,829
150%	\$885,223	\$1,109,190	\$2,942,241	\$3,175,802	\$8,112,457	-\$2,029,119

*Cuestiones tomadas en consideración con el requerimiento de 2017.

La Tabla 8.3.17 muestra que con el aumento del flujo en el ciclo de distribución de aceite térmico existirá un cambio en todos los valores del análisis energético. Con lo anterior, se construyó la Tabla 8.3.18, que muestra los valores del análisis energético al variar el flujo de aceite térmico.

Tabla 8.3.18. Resumen de energía utilizada conforme al flujo de aceite térmico.

Flujo (kg/h)	Total disponible	Total por conversión	Pérdida en calentamiento	Utilizada en proceso	Pérdida por distribución
Orig.	65,162	43,453	21,709	31,359	12,095
100%	52,911	43,453	9,458	31,359	12,095
110%	58,827	47,798	11,029	34,494	13,304
120%	64,743	52,144	12,599	37,630	14,514
130%	71,386	56,489	14,897	40,766	15,723
140%	78,335	60,834	17,501	43,902	16,932
150%	86,897	65,180	21,717	47,038	18,142

A pesar de lo anterior, existe una mayor cantidad de energía que el proceso del DOTP está aprovechando y esto se ve reflejado en la Tabla 8.3.19.

Tabla 8.3.19. Variación del tiempo de calentamiento (h) al aumentar el flujo.

Flujo (kg/h)	No. de reactor						Variación
	Reactor #3	Reactor #5	Reactor #6	Reactor #7	Reactor #8	Reactor #10	
100%	11.99	11.99	7.99	7.99	7.33	11.99	0.00%
110%	10.90	10.90	7.27	7.27	6.66	10.90	9.09%
120%	9.99	9.99	6.66	6.66	6.11	9.99	16.67%
130%	9.22	9.22	6.15	6.15	5.64	9.22	23.08%
140%	8.56	8.56	5.71	5.71	5.23	8.56	28.57%
150%	7.99	7.99	5.33	5.33	4.88	7.99	33.33%

Con los datos de la Tabla 8.3.17 y 8.3.19 se puede apreciar que existen varios beneficios al aumentar el flujo de aceite térmico, implementando la estrategia de los equipos térmicos antes mencionada. La Tabla 8.3.20 muestra lo antes mencionado.

Tabla 8.3.20. Pérdidas económicas conforme al flujo de aceite térmico.

Flujo (kg/h)	Total disponible	Pérdida en calentamiento	Pérdida por distribución	Pérdidas totales	Disminución en las pérdidas
Orig.	\$6,083,338	\$2,026,654	\$1,129,126	\$3,155,779	\$ -
100%	\$4,939,648	\$882,964	\$1,129,126	\$2,012,089	\$1,143,690
110%	\$5,491,949	\$1,029,596	\$1,242,038	\$2,271,634	\$884,145
120%	\$6,044,250	\$1,176,229	\$1,354,951	\$2,531,179	\$624,600
130%	\$6,664,409	\$1,390,719	\$1,467,863	\$2,858,583	\$297,197
140%	\$7,313,167	\$1,633,809	\$1,580,776	\$3,214,584	-\$58,805
150%	\$8,112,457	\$2,027,430	\$1,693,688	\$3,721,119	-\$565,339

Conforme a la Tabla 8.3.20, se puede apreciar que se puede aumentar el flujo hasta en un 20% y obtener grandes ventajas:

- o El flujo nuevo flujo se puede calentar hasta llevarlo a 282°C con la misma cantidad de gas natural.

- Aunque las pérdidas por distribución aumenten, las pérdidas totales disminuyen, lo que presenta un potencial de ahorro que podría pagar la inversión por la compra de tambos para aumentar el flujo que circula en el ciclo de distribución de aceite térmico.
- Los tiempos en la etapa de calentamiento disminuyen en casi un 17%.

— **Actividades relacionadas.**

Actividades preventivas que no representan costos o son relativamente bajos:

- Programas de revisión visual periódicos de los equipos de calentamiento y chaquetas de reactores, incluyendo juntas y tuberías internas y externas, aislamiento e instrumentación para cerciorarse que éstos se encuentran en buenas condiciones y reportar anomalías para su posterior mantenimiento.
- Informe de secciones que requieren mantenimiento.

Actividades que representan costos:

- Requisición de cantidad de tambos de 200 Ltr. de aceite térmico a Compras y adquisición de ellos.
- Revisión de las líneas que requieren ser sacadas de operación para hacer los trabajos de soldadura.
- Trabajos de limpieza y retiro de aislamiento para realizar mantenimiento.
- Trabajo de soldadura para reparar las secciones afectadas o cambios totales.
- Instalación de instrumentación adecuada para mantener en operación de manera segura los sistemas de calentamiento.
- Instalación de aislamiento en secciones que no cuenten con él o remplazo de secciones con aislamiento dañado.
- Mantenimiento de los instrumentos de control y dispositivos de relevo de presión para mantener en condiciones seguras de operación.

3.2.7.Reguladores de velocidad en bombas de aceite térmico.

Se propone aumentar la variación de la temperatura de la entrada y la salida de las chaquetas del reactor, y por ende en todo el sistema de distribución de aceite térmico, disminuyendo el flujo de aceite térmico. Las ventajas que ofrece esta propuesta son las siguientes:

- Menor potencia requerida de bombeo, que se traduce como un ahorro en los costos de electricidad.
- Mayores tiempos de contacto entre el aceite térmico y las cargas de los reactores, lo que conlleva a una mejor transferencia de energía.
- Cambios mínimos en las propiedades del fluido (< 5%), aun cuando se aumenta el ΔT , lo que permitirá aprovechar mejor la capacidad del aceite sin afectar su integridad.

Lo anterior puede lograrse mediante el uso de Variadores de Velocidad. Con ellos se puede acelerar y desacelerar a voluntad, controlar la velocidad y mantener el factor de potencia, sin que exista variación en la presión requerida por el sistema. Las inversiones en los

variadores de velocidad se amortizan en tiempos muy cortos y posteriormente generan ahorros considerables. Además, del ahorro de energía, aportan muchas otras ventajas como las exigencias mecánicas, como golpe de ariete, cavitación y picos de par motor se reducen sustancialmente mediante las aceleraciones y desaceleraciones graduales y controladas del motor. Con esto, la vida útil de los equipos aumenta.

Un variador de velocidad flexibiliza los procesos, permitiendo que los motores trabajen a diferentes velocidades. Esto se traduce en:

- o Una regularidad perfecta tanto en la velocidad como en la potencia transmitida.
- o Una mayor eficiencia en la transmisión de la potencia suministrada por el motor.
- o Mayor seguridad en la transmisión, reduciendo los costos en el mantenimiento.
- o Menor espacio requerido y mayor rigidez en el montaje.
- o Menor tiempo requerido para su instalación.

Con base en los datos de la Tabla 8.2.33 se recomendaron nuevos ΔT superiores al que se tiene actualmente ($\Delta T = 7\text{ }^{\circ}\text{C}$) y se calcularon los flujos requeridos (Tabla 8.3.21) y con éstos se calcularon los datos de potencia (Tabla 8.3.22). Los escenarios deben limitarse a la temperatura de granel máxima que es de $290\text{ }^{\circ}\text{C}$ y de degradación al enfriarse de $250\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Tabla 8.3.21. Flujos requeridos para los ΔT propuestos.

T_o ($^{\circ}\text{C}$)	T_f ($^{\circ}\text{C}$)	ΔT ($^{\circ}\text{C}$)	T_{PROM} ($^{\circ}\text{C}$)	C_p ($\text{kJ/kg}\cdot\text{K}$)	ρ (kg/m^3)	M (kg/h)	Q (m^3/h)
275.0	282.0	7.0	278.5	3.18	688.36	244,091.45	354.60
272.0	282.0	10.0	277.0	3.17	689.33	171,218.68	248.39
267.0	282.0	15.0	274.5	3.16	690.95	114,541.99	165.78
263.0	283.0	20.0	273.0	3.15	691.92	86,085.75	124.42
260.0	285.0	25.0	272.5	3.15	692.24	68,916.53	99.56
255.0	285.0	30.0	270.0	3.14	693.86	57,630.98	83.06

Tabla 8.3.22. Disminución de la potencia requerida.

Perfil de temperaturas ($^{\circ}\text{C}$)			M (kg/h)	P_b (kW)		P_b Total (kW)	Disminución de potencia
T_o ($^{\circ}\text{C}$)	T_f ($^{\circ}\text{C}$)	ΔT ($^{\circ}\text{C}$)		Corriente fría	Corriente caliente		
275.0	282.0	7.0	244,091	27.71	27.71	55.43	0.00%
272.0	282.0	10.0	171,219	19.44	19.44	38.88	29.85%
267.0	282.0	15.0	114,542	13.01	13.01	26.01	53.07%
263.0	283.0	20.0	86,086	9.77	9.77	19.55	64.73%
260.0	285.0	25.0	68,915	7.82	7.82	15.65	71.77%
255.0	285.0	30.0	57,631	6.54	6.54	13.09	76.39%

Conforme a los datos de las Tabla 8.3.21 se construyó la Tabla 8.3.23, la cual muestra los valores de la energía pérdida y la aprovechada, que reflejara la influencia en los tiempos para la etapa de calentamiento en el DOTP.

Tabla 8.3.23. Valores de la energía conforme al ΔT .

Perfil de temperaturas (°C)						Flujo másico (kg/h)	q_{aprov} (GJ)	q_{per} (GJ)	q_{DOTP} (GJ)
T_1	T_2	ΔT_{12}	T_3	T_4	ΔT_{34}				
282.0	275.0	7.0	281.03	275.98	5.05	244,091	31,359	12,095	22,072
282.0	272.0	10.0	280.62	273.40	7.22	171,218	31,359	12,095	22,072
282.0	267.0	15.0	279.93	269.11	10.82	114,541	31,359	12,095	22,072
283.0	263.0	20.0	280.25	265.82	14.43	86,085	31,359	12,095	22,072
285.0	260.0	25.0	281.57	263.53	18.04	68,916	31,359	12,095	22,072
285.0	255.0	30.0	280.90	259.25	21.65	57,630	31,359	12,095	22,072

Como se puede observar, no existe variación en la energía aprovechada por los procesos de producción y, por ende, en la energía requerida por el DOTP. Por lo tanto, el aumento del cambio de temperaturas en la entrada y salida de los hornos y la disminución del flujo de aceite térmico, no afectan a los tiempos de calentamiento, puesto que la energía total y la aprovechada son las mismas para todos los escenarios. Adicional a la recomendación, se propone que se realice un análisis sobre el impacto que tendrá dicha variación de la temperatura en la cinética reacción y cómo afectará a la integridad de las sustancias dentro del reactor el aumento del ΔT .

Con base en lo anterior se obtuvieron los potenciales de ahorro de potencia de bombeo, de lado de la corriente caliente y la corriente fría, los cuales se muestran en la Tabla 8.3.24.

Tabla 8.3.24. Ahorros económicos para los ΔT propuestos.

Perfil de temperatura (°C)			P_b (kW)		P_b Total (kW)	Potencial de ahorro	
T_o	T_f	ΔT	Corriente fría	Corriente caliente		%	M\$N
275.0	282.0	7.0	27.71	27.71	55.43	0.00%	\$ -
272.0	282.0	10.0	19.44	19.44	38.88	29.85%	\$98,204
267.0	282.0	15.0	13.01	13.01	26.01	53.07%	\$174,581
263.0	283.0	20.0	9.77	9.77	19.55	64.73%	\$212,929
260.0	285.0	25.0	7.82	7.82	15.65	71.77%	\$236,066
255.0	285.0	30.0	6.54	6.54	13.09	76.39%	\$251,275

Con base en los datos de la Tabla 8.3.24 se construyó el Gráfico 8.3.2.

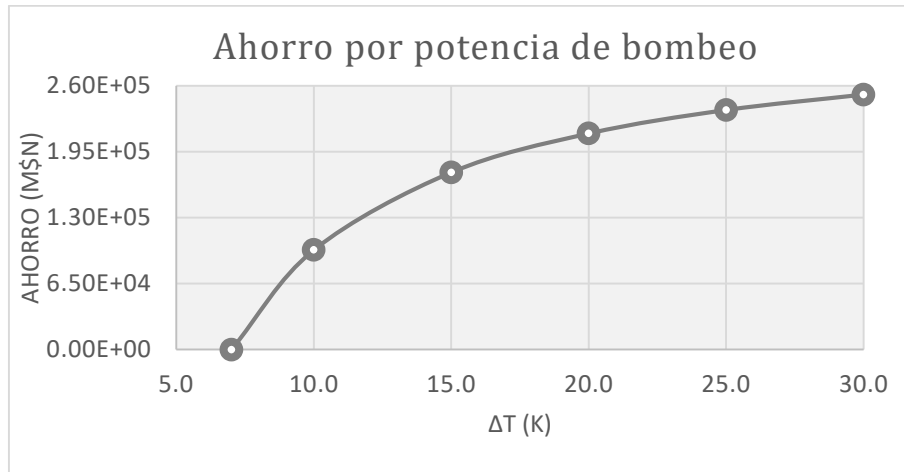


Gráfico 8.3.2. Ahorro económico por aumento del ΔT .

Como se puede observar en el Gráfico 8.3.2, al aumentar el ΔT del aceite térmico y disminuir los flujos se obtiene un mayor ahorro por potencia de bombeo, sin que exista un problema con el aceite térmico por degradación.

— Actividades relacionadas.

Actividades preventivas que no representan costos o son relativamente bajos:

- Programa de revisión visual de bombas, líneas de conexión e instrumentación.
- Informe de secciones que requieren mantenimiento o ser remplazadas.
- Realizar programas de revisión periódicos para cerciorarse que no se tengan fugas o derrames nuevos y reporte anomalías para su posterior mantenimiento.

Actividades que representan costos:

- Cotización de los motorreductores (variadores de velocidad).
- Revisión de las líneas que requieren ser sacadas de operación para hacer los trabajos de soldadura.
- Conexión del sistema de bombeo.
- Instalación de la instrumentación.
- Instalación del material aislante para todas las líneas.
- Pruebas no destructivas de los equipos y líneas nuevos.
- Pruebas de arranque y revisión de anomalías.

3.3. PROPUESTAS QUE REQUIEREN ALTA INVERSIÓN (PROYECTOS).

Se refiere a las propuestas que son proyectos completos, su inversión y sus tiempos de retorno son altos, en comparación con el concepto anterior. Las actividades relacionadas con estas propuestas requieren especial atención, pues pueden requerir tuberías que deben salir de operación y pruebas de arranque. Se identificaron cuatro propuestas que representan un potencial de ahorro:

- Modificación del Horno 1 de uno a tres pasos.
- Compra de un nuevo generador de vapor (Caldera 2).
- Recuperación de calores residuales.
- Sistema de recuperación de condensados presurizado.
- Sistema de recuperación de condensados atmosférico.
- Cambio de aceite térmico por uno sintético.

3.3.1. Modificación del Horno 1 de uno a tres pasos.

Debido al alto precio de los combustibles, la industria tiene que ser más reservado en sus gastos, por lo que no es conveniente seguir trabajando con equipos de tan baja eficiencia. El Horno 1 presenta las menores eficiencias de operación con respecto al resto de los equipos de calentamiento (50.52%) y, a pesar de todos los trabajos de mantenimiento que se han realizado, sigue teniendo muchos problemas, por lo que en la actualidad se ha apagado el equipo. De la Tabla 8.2.3 se extrajo el estado actual del Horno 1, que se muestra en la Tabla 8.3.25.

Tabla 8.3.25. Estado actual del Horno 1.

Equipo	Capacidad (MM BTU/h)	Eficiencia real	Estado actual	Pérdidas económicas anuales (M\$N)		
				2015	2016	2017
Horno 1	4.0	50.52%	Actualmente se encuentra apagado	\$654,942	\$1,090,702	\$734,051

Debido a la tendencia a la alza en los precios del gas natural, ya no es rentable mantener encendido el Horno 1, por lo que se propone su modificación estructural de uno a tres pasos, lo que aumentará la eficiencia térmica del Horno 1 hasta 75%; teniendo como costo de inversión \$130,000.00. El aumento del número de pasos aumentará el área de contacto con el aceite térmico, mejorando la transferencia de energía. Lo que se traducirá en una mejor eficiencia y una disminución en el requerimiento de gas natural quemado, para producir la misma cantidad de energía. Como se presentó en la Tabla 8.2.14, la modificación de uno a tres pasos del Horno 1 presenta un potencial de ahorro anual de \$360,418 por concepto de pérdidas en la combustión, con respecto al gas natural. La Tabla 8.3.26 muestra la comparación del Horno 1 en las condiciones actuales y el cambio a tres pasos, además del potencial de ahorro.

Tabla 8.3.26. Comparación económica del Horno 1 de uno y tres pasos.

Concepto	Eficiencia	Unidad	Costo total	Pérdidas
Energía total disponible	100%	GJ	16,292	-
		M\$N	\$1,494,530	\$-
Condiciones actuales	50%	GJ	8,269	8,023
		M\$N	\$760,479	\$734,051
Cambio de uno a tres pasos	75%	GJ	12,219	4,073
		M\$N	\$1,120,897	\$373,632
Potencial de ahorro anual (M\$N)				\$360,418

Es importante mencionar que aunque el costo de inversión por esta propuesta es menor, en comparación con los que comparte esta misma sección, por los trabajos de integración a los procesos y largos periodos de pruebas de arranque, se debe tener especial atención, ya que se trata de la recuperación de un equipo primordial, que presenta muchos problemas y baja eficiencia es todo un proyecto.

— **Actividades relacionadas.**

Todas las actividades relacionadas con la propuesta de instalación de un nuevo generador de vapor presentan costos.

- o Revisión de las líneas que requieren ser sacadas de operación para hacer los trabajos de soldadura.
- o Trabajos de limpieza y separación de soldaduras.
- o Desmantelamiento del Horno 1.
- o Aterrizaje del Horno 1 modificado.
- o Instalado de tuberías y accesorios y conexión del sistema de bombeo.
- o Instalación de la instrumentación.
- o Instalación del material aislante.
- o Pruebas no destructivas del equipo y líneas de conexión.
- o Pruebas de arranque y revisión de anomalías.
- o Programas de revisión periódicos para cerciorarse que el equipo se encuentra en buenas condiciones y reportar anomalías.

3.3.2.Compra de un nuevo generador de vapor (Caldera 2).

El generador de vapor saturado actual (Caldera 1) ha presentado muchos problemas, comenzando por sus bajas eficiencias de operación (50.24%), las grandes cantidades de vapor fugado y que los tubos externos e internos se rompen continuamente, permitiendo que el vapor escape junto con los gases de combustión. Como ya se mencionó, éste se encuentra a una temperatura de 170 °C, lo que representa un peligro para los operadores que se encuentren en las cercanías. Todo este vapor que se fuga representa grandes cantidades de energía disipada al ambiente y gastos de gas natural para reponer el vapor perdido. Adicionalmente, la NOM-020-STPS-2011 establece los requisitos y medidas de seguridad para el funcionamiento de generadores de vapor o calderas en los centros de trabajo, a fin de prevenir riesgos a los trabajadores y daños en las instalaciones, considerando el vapor saturado, a las condiciones de trabajo como un fluido peligroso. De la Tabla 8.2.3 se extrajo el estado actual de la Caldera 1, que se muestra en la Tabla 8.3.27.

Tabla 8.3.27. Estado actual de la Caldera 1.

Equipo	Capacidad (MM BTU/h)	Eficiencia real	Estado actual	Pérdidas económicas anuales (M\$N)		
				2015	2016	2017
Caldera 1	2.1	50.07%	Actualmente se encuentra apagado	\$135,649	\$252,261	\$293,130

Los costos de mantenimiento de la caldera son muy altos, esto debido a todas las pruebas que se deben realizar para asegurar que la caldera trabaje en condiciones seguras. Esto a largo plazo tampoco es rentable, pues el equipo vuelve a fallar en un corto periodo de tiempo. Sin embargo, la generación de vapor es muy importante para los procesos, por ello debe mantenerse en condiciones adecuadas. Por ello, se propone la compra de una nueva caldera de 100 CV y 14 bar de presión (siendo 60 CV y 8 bar las condiciones de la caldera que se tiene actualmente), con una eficiencia térmica de 87% y un costo aproximado de \$1'151,000.00. Como se presentó en la Tabla 8.2.14, la compra de un nuevo generador de vapor (Caldera 2), presenta un potencial de ahorro anual de \$204,998 por concepto de pérdidas en la combustión, con respecto al gas natural. La Tabla 8.3.28 muestra la comparación de la Caldera 1 y la Caldera 2 de manera más detallada, además del potencial de ahorro por el cambio.

Tabla 8.3.28. Comparación económica entre la Caldera 1 y la Caldera 2.

Concepto	Eficiencia	Unidad	Costo total	Pérdidas
Energía total disponible	100.0%	GJ	6,254	-
		M\$N	\$587,549	\$ -
Caldera 1	50.0%	GJ	3,129	3,125
		M\$N	\$294,419	\$293,130
Caldera 2	85.0%	GJ	5,316	938
		M\$N	\$499,417	\$88,132
Potencial de ahorro anual (M\$N)				\$204,998

Adicional al ahorro, por concepto de compra de gas natural, es la disminución de los costos para reposición de agua y conversión de vapor a las condiciones requeridas (saturación a 7 bar), la cual se muestra en la Tabla 8.3.29.

Tabla 8.3.29. Costos por tonelada de vapor saturado por caldera.

Equipo	Costo por concepto (M\$N/ton)				
	Recuperación	Energía	Tratamiento	Bombeo	Total
Caldera 1	\$65.28	\$507.39	\$70.00	\$0.24	\$642.90
Caldera 2	\$65.28	\$298.46	\$70.00	\$0.24	\$433.98

Como se puede observar, existe una disminución en los costos de la energía requeriría (sensible y latente) en casi un 40% y un potencial de ahorro total de casi el 30%. Con base a lo anterior, se construyó la Tabla 8.3.30 que muestra el potencial de ahorro para producir el requerimiento diario de vapor saturado (11 m³).

Tabla 8.3.30. Disminución en los costos de producción del vapor saturado.

Unidad	Costos por 11 m ³ /día		Potencial de ahorro
	Caldera 1	Caldera 2	
M\$N/día	\$7,065	\$4,769	\$2,296
M\$N/año	\$2,355,198	\$1,589,826	\$765,372

El ahorro total por producción de vapor saturado, debido a los conceptos manejados en la Tabla 8.3.29, muestra que la caldera de vapor se estaría pagando mucho antes de lo que se prevé en la Tabla 8.2.12, ya que en ésta sólo se toma en consideración el ahorro por concepto de gas natural. Lo anterior se describe en la Tabla 8.3.31, que muestra el tiempo de recuperación corregido.

Tabla 8.3.31. Tiempo de retorno a la inversión de la Caldera 2 (meses).

Propuesta	Unidad	Potencial de ahorro y tiempo de retorno a la inversión.
Caldera con eficiencia del 85%.	M\$/día	\$2,296
	Meses	19.5 – 26.1

— Actividades relacionadas.

Todas las actividades relacionadas con la propuesta de instalación de un nuevo generador de vapor presentan costos.

- o Revisión del espacio disponible para la instalación del nuevo generador de vapor.
- o Revisión de las líneas que requieren ser sacadas de operación para hacer los trabajos de soldadura.
- o Trabajos de limpieza y separación de soldaduras.
- o Desmantelamiento de la Caldera 1.
- o Aterrizaje del nuevo generador de vapor en el área seleccionada.
- o Instalado de tuberías y accesorios.
- o Conexión del sistema de bombeo.
- o Instalación de la instrumentación y los sistemas de alivio de presión (venteo).
- o Instalación del material aislante.
- o Pruebas no destructivas del equipo y líneas de conexión.
- o Pruebas de arranque y revisión de anomalías.
- o Programas de revisión periódicos para cerciorarse que el equipo se encuentra en buenas condiciones y reportar anomalías para posteriores trabajos de mantenimiento.

3.3.3. Recuperación de calores residuales.

Se desarrollan alternativas para incrementar la eficiencia térmica en procesos industriales mediante la recuperación de los calores residuales generados en distintos equipos de calentamiento y que generalmente son desechados directamente al ambiente, pudiendo ser reutilizados para algunos usos en etapas posteriores de los procesos con propósitos económicos. Por otro lado, el uso de calores residuales contribuye significativamente a la disminución del consumo de combustible (disminución de costos operativos) y de emisiones de gases de efecto invernadero (Figura 8.3.1).



Figura 8.3.1. Implementación de recuperadores de calor en hornos continuos.

Normalmente, la recuperación del calor de los gases de combustión se suele hacer instalando economizadores para calentar el agua de alimentación, situándolo entre la salida de la caldera y la entrada en la chimenea. En este caso se deben analizar dos situaciones:

- o Las temperaturas de entrada del agua a los economizadores y encontrar el mínimo posible para evitar la corrosión.
- o La presencia de azufre en el gas natural. Deben tomarse precauciones para reducir la corrosión de los tubos por formación de ácido sulfúrico.

En el caso de los hornos, para aprovechar al máximo sus posibilidades energéticas, la recuperación de calor sensible de los humos se realiza de diversas maneras: recuperación mediante producción de vapor o mediante precalentamiento de aire.

Para ambos casos, el aumentar la temperatura en la alimentación de los equipos térmicos (agua o aire), permite disminuir los flujos de gas natural quemado. Los costos por la instalación de economizadores que se muestran en la Tabla 8.2.7 y presentan un potencial de ahorro aceptable, con respecto al tiempo de recuperación, pensando como un segundo sistema de apoyo (Tablas 8.2.11 y 8.2.12).

3.3.4. Sistema de recuperación de condensados presurizado.

En este sistema se propone recuperar el condensado a la mayor presión posible, esto para disminuir la compra de combustibles para calentar agua, pues ésta desde el principio ya estará a una temperatura alta, además de un ahorro en la compra de agua. La Figura 8.3.2 muestra un esquema del sistema de recuperación presurizado con los equipos principales.

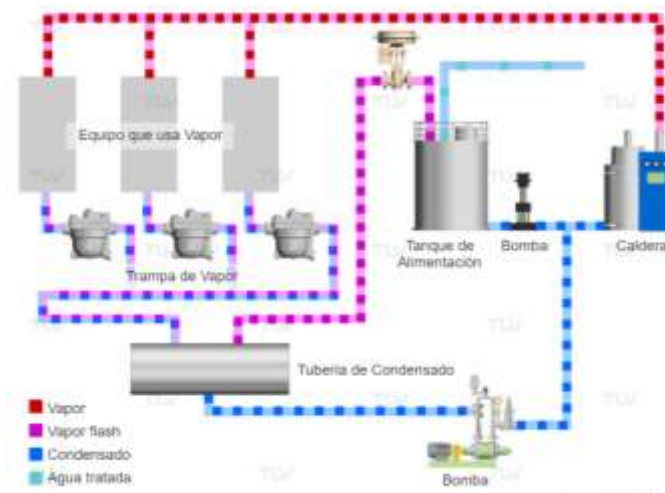


Figura 8.3.2. Sistema de recuperación presurizado.

Inicialmente se establecieron los datos específicos del problema para realizar los cálculos pertinentes, tales como las condiciones ambientales, el flujo diario de agua a la caldera, las eficiencias del nuevo horno y de bombeo, y los costos de gas natural y electricidad; además de los valores para llevar el agua fría hasta vapor saturado. Lo anterior se presenta en la Tabla 8.3.32.

Tabla 8.3.32. Datos específicos del vapor saturado.

Concepto	Condición	Unidad	Valor
Condiciones ambientales	Presión ATM	Bar	1.03
	Temperatura AMB	°C	17.9
Datos operativos	Eficiencia Horno nuevo	%	85.19
	Eficiencia de bombeo actual	%	60.0%
	Eficiencia de bombeo nuevo	%	75.0%
	Costo del gas natural 2017	M\$/GJ	\$93.80
	Costo de la electricidad 2017	M\$/kW*h	\$0.74
Datos del agua a vapor saturado	Flujo	m ³ /día	11.00
	Calor latente	kJ/kg	2,049.11
	Calor sensible	kJ/kg	654.43
	Potencia requerida	kJ/kg	1.15

Como se puede observar en la Tabla 8.3.32, el calor latente representa el 75.8% del requerimiento energético generado por la caldera y el calor sensible solamente el 24.2%; el objetivo de la recuperación de condensados es disminuir el calor sensible requerido para llevar el líquido presurizado a la temperatura de saturación (170 °C) y la potencia de bombeo, ya que no existe un método para disminuir el calor latente, manteniendo las condiciones constantes. La Tabla 8.3.33 muestra las condiciones seleccionadas para el estudio y la elaboración de los escenarios.

Tabla 8.3.33. Caídas de presión propuestas.

Condición	Unidad	Vapor saturado	Caída de presión (bar)					Agua fría
			4.76	3.56	2.66	1.76	0.86	
Presión MAN	Bar	6.86	2.10	3.30	4.20	5.10	6.00	0.00
Presión ABS	bar	7.90	3.14	4.34	5.24	6.14	7.07	1.03
Temperatura	°C	169.87	135.00	143.90	152.08	159.04	165.14	15.00

A mayor temperatura se regresen los condensados al sistema, se obtendrá mayor eficiencia. Por cada 6 °C de temperatura que se deben añadir al agua de alimentación, se reduce la eficiencia del sistema en 1%. Adicionalmente, los sistemas actuales de trapeo de vapor llevan el vapor hasta una presión muy baja (2.1 bar), lo que implica un gran gasto por concepto de bombeo.

Las Tablas 8.3.34 y 6.3.35 muestran la disminución del calor sensible y de la potencia de bombeo requeridos, respectivamente, para distintos porcentajes de recuperación de condensados, a las condiciones señaladas en la Tabla 8.3.33.

Tabla 8.3.34. Disminución del calor sensible requerido para el sistema presurizado.

P _{man} (bar)	Porcentaje de condensado recuperado									
	100%		80%		60%		40%		20%	
	(kJ/h)	Variación	(kJ/h)	Variación	(kJ/h)	Variación	(kJ/h)	Variación	(kJ/h)	Variación
0.00	299,678	0.0%	299,678	0.0%	299,678	0.0%	299,678	0.0%	299,678	0.0%
2.10	68,783	77.0%	114,962	61.6%	161,141	46.2%	207,320	30.8%	253,499	15.4%
3.30	51,373	82.9%	101,034	66.3%	150,695	49.7%	200,356	33.1%	250,017	16.6%
4.20	35,282	88.2%	88,161	70.6%	141,040	52.9%	193,919	35.3%	246,798	17.6%
5.10	21,521	92.8%	77,152	74.3%	132,783	55.7%	188,415	37.1%	244,046	18.6%
6.00	9,427	96.9%	67,477	77.5%	125,527	58.1%	183,577	38.7%	241,627	19.4%

Tabla 8.3.35. Disminución del requerimiento por bombeo para el sistema presurizado.

P _{man} (bar)	Porcentaje de condensado recuperado									
	100%		80%		60%		40%		20%	
	(kJ/h)	Variación	(kJ/h)	Variación	(kJ/h)	Variación	(kJ/h)	Variación	(kJ/h)	Variación
0.00	524	0.0%	524	0.0%	524	0.0%	524	0.0%	524	0.0%
2.10	313	40.4%	355	32.3%	397	24.2%	440	16.2%	482	8.1%
3.30	236	55.0%	294	44.0%	351	33.0%	409	22.0%	467	11.0%
4.20	178	66.1%	247	52.9%	316	39.7%	386	26.4%	455	13.2%
5.10	119	77.4%	200	61.9%	281	46.4%	362	31.0%	443	15.5%
6.00	59	88.8%	152	71.1%	245	53.3%	338	35.5%	431	17.8%

Con los datos de las Tablas 8.3.34 y 6.3.35, y con los costos operativos de la Tabla 8.3.33, se construyó la Tabla 8.3.36, la cual muestra los ahorros anuales por disminución en energía térmica y potencia requeridos.

Tabla 8.3.36. Ahorros económicos para el sistema presurizado.

P _{man} (bar)	Porcentaje de condensado recuperado (%)				
	100%	80%	60%	40%	20%
2.10	\$203,722	\$162,977	\$122,233	\$81,489	\$40,744
3.30	\$219,183	\$175,346	\$131,510	\$87,673	\$43,837
4.20	\$233,452	\$186,761	\$140,071	\$93,381	\$46,690
5.10	\$245,670	\$196,536	\$147,402	\$98,268	\$49,134
6.00	\$256,422	\$205,137	\$153,853	\$102,569	\$51,284

Con respecto al agua de reposición, la Tabla 8.3.37 muestra el potencial de ahorro por recuperación de condensados.

Tabla 8.3.37. Potencial de ahorro de agua de reposición.

Año	Unidad	Diario				Anual
		Agua de pipas	Agua municipal	Tratamiento y bombeo	Potencial de ahorro	Potencial de ahorro
20.0%	m ³	1.73	0.53	-	2.26	755
	M\$N	\$121.09	\$26.73	\$158.81	\$306.63	\$102,211
40.0%	m ³	3.46	1.07	-	4.53	1,510
	M\$N	\$242.19	\$53.47	\$317.61	\$613.27	\$204,423
60.0%	m ³	5.19	1.60	-	6.79	2,265
	M\$N	\$363.28	\$80.20	\$476.42	\$919.90	\$306,634
80.0%	m ³	6.92	2.14	-	9.06	3,019
	M\$N	\$484.37	\$106.94	\$635.23	\$1,226.54	\$408,846
100.0%	m ³	8.65	2.67	-	11.32	3,774
	M\$N	\$605.46	\$133.67	\$794.03	\$1,533.17	\$511,057

Conforme mayor sea la recuperación del condensado, menores serán los costos por concepto de agua de reposición. De manera descriptiva, los datos de la Tabla 8.3.37 se muestran en el Gráfico 8.3.3.

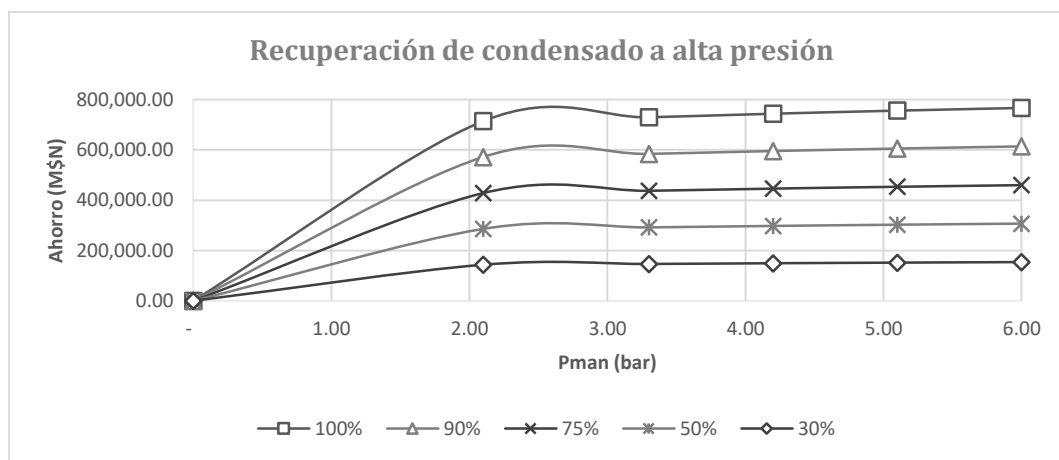


Gráfico 8.3.3. Ahorros económicos para el sistema presurizado.

Como se puede observar en el Gráfico 8.3.3, conforme mayor sea la presión a la que se recupere el condensado, mayor será el ahorro que se obtendrá. Sin embargo, dado que se trata de un sistema presurizado, los costos de inversión serán mayores que si se tratara de un sistema abierto (atmosférico), esto debido a que se deben sustituir las tuberías y trampas de vapor existentes por unas nuevas que soporten la presión de trabajo, compra de los tanques presurizados, accesorios y tuberías de condensado con cedulas mayores a las estándar, además de sistemas de bombeo, válvulas de seguridad o discos de ruptura, instrumentación y material aislante para todas las líneas y equipos del sistema de reinyección a la caldera. También deben tomarse en consideración los gastos involucrados en los trabajos de desmantelamiento, limpieza e instalación, pruebas no destructivas, pruebas de arranque y los trabajos posteriores de mantenimiento. La Tabla 8.3.38 muestra los tiempos aproximados donde se prevé que se pueda tener recuperada la inversión, dependiendo de los costos de proyecto que se puedan tener, basado en los potenciales de ahorro mostrados en las Tablas 8.3.36 y 8.3.37.

Tabla 8.3.38. Tiempo de recuperación según la inversión (años) para sistema presurizado.

P _{man} (bar)	Costo de inversión del proyecto (M\$N)				
	\$1,000,000	\$1,250,000	\$1,500,000	\$1,750,000	\$2,000,000
2.10	1.40 – 2.33	1.75 – 2.91	2.10 – 3.50	2.45 – 4.08	2.80 – 4.66
3.30	1.37 – 2.28	1.71 – 2.85	2.05 – 3.42	2.40 – 3.99	2.74 – 4.56
4.20	1.34 – 2.24	1.68 – 2.80	2.01 – 3.36	2.35 – 3.92	2.69 – 4.48
5.10	1.32 – 2.20	1.65 – 2.75	1.98 – 3.30	2.31 – 3.85	2.64 – 4.41
6.00	1.30 – 2.17	1.63 – 2.71	1.95 – 3.26	2.28 – 3.80	2.61 – 4.34

Conforme mayor sea la presión a la que se recupere el condensado, menor será el tiempo de recuperación de la inversión, pero también, mayores serán los requerimientos de mantenimiento y seguridad.

3.3.5. Sistema de recuperación de condensados atmosférico.

La Figura 8.3.3 muestra un esquema del sistema de recuperación atmosférico con los equipos principales.

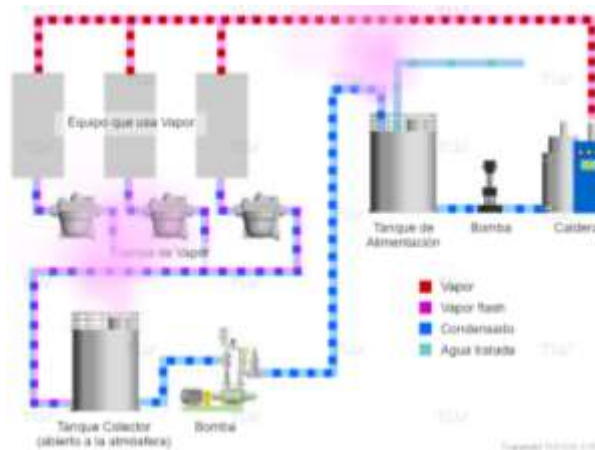


Figura 8.3.3. Sistema de recuperación atmosférico.

La Tabla 8.3.39 muestran la disminución del calor sensible y de la potencia de bombeo requeridos para distintos porcentajes de recuperación de condensados, a las condiciones antes descritas en la Tabla 8.3.32.

Tabla 8.3.39. Disminución de los requerimientos energéticos para el sistema atmosférico.

Recuperado (%)	Trabajo de bombeo		Calor sensible	
	(kJ/h)	Variación	(kJ/h)	Variación
0%	524	299,678	0.0%	0.0%
20%	432	242,493	17.6%	19.1%
40%	365	190,812	30.5%	36.3%
60%	322	144,633	38.5%	51.7%
80%	305	103,957	41.8%	65.3%
100%	313	68,783	40.4%	77.0%

Como se observa en la Tabla 8.3.39, el menor requerimiento de potencia de bombeo se da cuando se recupera el 70% del condensado y posterior a eso vuelve a aumentar. Sin embargo, esto no ocurre con los requerimientos térmicos, los cuales disminuyen, conforme se recupere una mayor cantidad de condensado. Con esto se construyó la Tabla 8.3.40, la cual muestra los ahorros anuales por disminución de los requerimientos energéticos.

Tabla 8.3.40. Ahorros económicos para el sistema atmosférico (M\$N).

Recuperado (%)	Ahorro por bombeo	Ahorro por energía térmica	Potencial de ahorro total
20%	\$152.27	\$42,910.26	\$43,062.53
40%	\$263.31	\$81,691.41	\$81,954.73
60%	\$333.13	\$116,343.46	\$116,676.59
80%	\$361.72	\$146,866.40	\$147,228.12
100%	\$349.09	\$173,260.23	\$173,609.32

Con respecto a los ahorros económicos, de manera descriptiva, los datos de la Tabla 8.3.40 se muestran en el Gráfico 8.3.4.

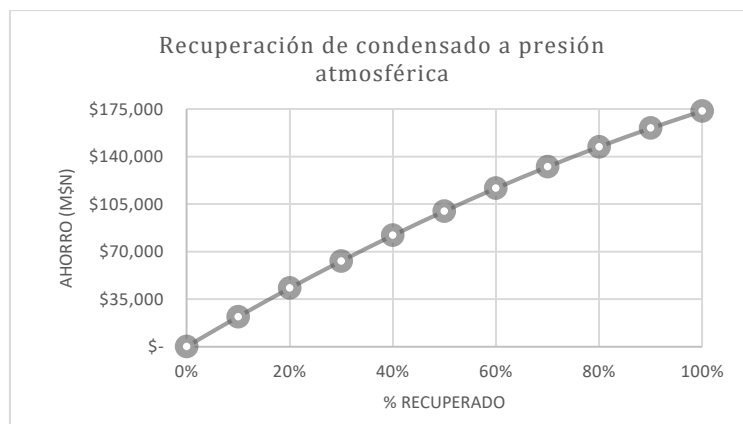


Gráfico 8.3.4. Ahorros económicos para el sistema atmosférico.

Como se puede observar en el Gráfico 8.3.4, conforme mayor sea la recuperación de condensado, mayor será el ahorro que se tendrá, pues los ahorros por disminución de la potencia de bombeo no figuran ni el 0.5% del ahorro total.

Con respecto a los costos de inversión, si bien son muy altos, no lo son tanto como en el sistema de recuperación de condensados presurizado, puesto que se pueden utilizar los sistemas de descarga de condensados y conectar las tuberías y accesorios nuevos, con menor cédula (estándar), a lo ya existente; adicionalmente, se requiere la compra del tanque atmosférico con su válvula de venteo, menor cantidad de instrumentación pues las condiciones no son tan críticas y sistemas de bombeo con su respectivo material aislante para todas las líneas y equipos del sistema de reinyección a la caldera. También deben tomarse en consideración los gastos involucrados en los trabajos de limpieza e instalación, pruebas no destructivas, pruebas de arranque y los trabajos posteriores de mantenimiento. La Tabla 8.3.41 muestra los tiempos aproximados donde se prevé que se pueda tener recuperada la inversión, dependiendo de los costos de proyecto que se tengan, basado en los potenciales de ahorro mostrados en las Tablas 8.3.37 y 8.3.40.

Tabla 8.3.41. Tiempo de retorno a la inversión (años) para el sistema atmosférico.

Recuperado (%)	Costo de inversión del proyecto			
	\$500,000.00	\$750,000.00	\$1,000,000.00	\$1,250,000.00
20%	2.65 – 3.44	3.97 – 5.16	5.30 – 6.88	6.62 – 8.60
40%	1.34 – 1.75	2.01 – 2.62	2.69 – 3.49	3.36 – 4.37
60%	0.91 – 1.18	1.36 – 1.77	1.82 – 2.36	2.27 – 2.95
80%	0.69 – 0.90	1.04 – 1.35	1.38 – 1.80	1.73 – 2.25
100%	0.56 – 0.73	0.84 – 1.10	1.12 – 1.46	1.40 – 1.83

— Actividades relacionadas.

Todas las actividades relacionadas con la propuesta de recuperación de condensados presentan costos.

- o Revisión de los espacios y diseño de la red de recuperación de condensado.
- o Cotización de los sistemas de bombeo, tanque de almacenamiento, accesorios de tuberías, aislamiento térmico requerido y sistemas de alivio de presión (venteos, válvulas de alivio de presión y discos de ruptura).
- o Revisión de las líneas que requieren ser sacadas de operación para hacer los trabajos de soldadura.
- o Trabajo de limpieza de las tuberías para instalar la red de recuperación de condensados.
- o Trabajo de limpieza de las tuberías para instalar la red de recuperación de condensados.
- o Trabajos de revisión de anomalías de los sistemas de descarga de condensados.
- o Trabajos de desmantelamiento para sustituir los accesorios dañados o por tuberías nuevas que soporten la presión de trabajo.
- o Trabajos de mantenimiento para reparar anomalías en sistema de descarga de condensados y trampas de vapor, y de soldadura para reparar las secciones

afectadas o cambios totales, con una revisión final para asegurar que ya no existan fugas o derrames.

- o Aterrizaje de los nuevos equipos en las áreas seleccionadas.
- o Instalado de tuberías y accesorios.
- o Conexión del sistema de bombeo.
- o Instalación de la instrumentación y los sistemas de alivio de presión (venteos, válvulas de alivio de presión y discos de ruptura).
- o Instalación del material aislante para todas las líneas y equipos del sistema de reinyección a la caldera.
- o Pruebas no destructivas de los equipos y líneas nuevos.
- o Pruebas de arranque y revisión de anomalías.
- o Programas de revisión periódicos para cerciorarse que la red se encuentra en buenas condiciones y reportar anomalías para posteriores trabajos de mantenimiento.

3.3.6. Cambio de aceite térmico por uno sintético.

La propuesta consiste en la sustitución completamente el aceite térmico actual (THERMINOL® 55 HEAT TRANSFER FLUID), que se utiliza para el calentamiento en las chaquetas de los reactores, por uno sintético con mejores propiedades. Se recomienda el cambio completo del aceite térmico de uno a otro, ya que no es recomendable el mezclado entre dos tipos distintos, ya que llegan a no tener compatibles. Para esta propuesta se utilizaron dos aceites térmicos alternativos: THERMINOL® 66 y THERMINOL® 68.

La Tabla 8.3.42 muestra las propiedades generales de los aceites térmicos estudiados.

Tabla 8.3.42. Temperatura de granel y temperatura de degradación del aceite térmico.

Aceite térmico	Rango de temperaturas (°C)		Rangos de temperaturas de operación propuestos (°C)	
	De degradación	De degradación	Entrada	Salida
THERMINOL® 55	250.0	290.0	255.0	285.0
THERMINOL® 66	-	345.0	260.0	330.0
THERMINOL® 68	-	360.0	27.0	345.0

Para realizar la comparación entre el aceite actual y los propuestos se tomó como base el Coeficiente de transferencia de calor global ("U"), el cual se calculó con los con los datos de las Tablas 8.2.29 y 8.3.42. Para esto se estableció el perfil de temperaturas de distribución de aceite térmico, el cual se muestra en la Tabla 8.3.43.

Tabla 8.3.43. Datos de la distribución de aceite térmico anuales.

Perfil de temperaturas (°C)						Proceso DOTP
T ₁	T ₂	ΔT ₁₂	T ₃	T ₄	ΔT ₃₄	
282.0	275.0	7.0	281.0	276.0	5.1	22,072
325.0	310.5	14.5	323.0	312.6	10.5	41,832
340.0	320.6	19.4	337.3	323.3	14.0	50,471

Con base en lo anterior, se construyó la Tabla 8.3.44, la cual muestra los datos requeridos para el cálculo de "U".

Tabla 8.3.44. Datos de cálculo de la "U" para cada aceite térmico.

Concepto	Unidad	THERMINOL® 55	THERMINOL® 66	THERMINOL® 68
Temperaturas del aceite térmico (°C)	T _f	281.03	323.00	337.33
	T _o	275.98	312.56	323.34
Temperaturas de la carga dentro del reactor (°C)	t _f	183.00	183.00	183.00
	t _o	15.00	15.00	15.00
LTMD	K	166.42	208.98	222.52
ΔT REAL	K	141.45	177.63	189.14
Carga energética del aceite térmico	MJ/h	2,759,040	4,736,551	6,308,268

A partir de estos valores y con base en los datos de la literatura (Tabla 8.2.31), se calcularon los valores de "U" de los reactores presentes en la planta estudio para cada aceite térmico, los cuales se muestran en la Tabla 8.3.45.

Tabla 8.3.45. "U" de los reactores de la planta estudio para cada aceite térmico.

Unidad	No. de Reactor					
	Reactor #3	Reactor #5	Reactor #6	Reactor #7	Reactor #9	Reactor #10
THERMINOL® 55	25.72	23.95	31.90	32.94	32.08	25.72
THERMINOL® 66	38.94	36.26	48.29	49.87	48.57	6.33
THERMINOL® 68	43.99	40.96	54.55	56.32	54.87	5.24

Con base en los datos de la Tabla 8.3.45 se recalcularon los tiempos en la etapa de calentamiento en el proceso de producción del DOTP para cada uno de los reactores. La Tabla 8.3.46 muestra los resultados de estos cálculos.

Tabla 8.3.46. Tiempos en la etapa de calentamiento con los aceites térmicos (h).

Unidad	No. de Reactor						Variación
	Reactor #3	Reactor #5	Reactor #6	Reactor #7	Reactor #9	Reactor #10	
THERMINOL® 55	12.0	12.0	8.0	8.0	7.3	12.0	0.00%
THERMINOL® 66	6.33	6.33	4.22	4.22	3.87	6.33	47.24%
THERMINOL® 68	5.24	5.24	3.50	3.50	3.20	5.24	56.27%

Conforme al cambio de a otro aceite térmico existirá una variación en el análisis energético. La Tabla 8.3.47 muestra los valores del análisis energético, al variar el flujo de aceite térmico.

Tabla 8.3.47. Resumen de energía utilizada para cada aceite térmico.

Unidad	Total por conversión	Utilizada en proceso	Pérdida por distribución
THERMINOL® 55	43,453	31,359	12,095
THERMINOL® 66	74,598	53,835	20,763
THERMINOL® 68	99,351	71,698	27,653

Como ya se mostró, al cambiar de aceite térmico se obtendrá un mayor requerimiento energético, lo que se traduce en un aumento en el gas natural a ser quemado (mayores costos operativos). Sin embargo, el cambio de aceite térmico presenta los siguientes beneficios:

- o Aumento de temperaturas amplio del ciclo de distribución sin riesgo de degradación.
- o Flujos menores que representan menores requerimientos eléctricos por potencia de bombeo y menores requerimientos de gas natural a ser quemado.
- o El Therminol 55 tiene una vida útil aproximada de 3 a 5 años. Normalmente, los que soportan una mayor temperatura son también los que tienen una mayor vida útil en condiciones normales, como es el caso del Therminol 66 y Therminol 68.

En ambos casos, la inversión será de alrededor de \$1'000,000.00; se requieren más datos para seguir analizando las propuestas, puesto que se debe de pensar en un flujo distinto, pues los equipos de calentamiento con las condiciones actuales requieren altos factores de servicio para alcanzar los valores observados en la Tabla 8.3.47. La Tabla 8.3.48 muestra la energía máxima que se podría obtener, si los equipos trabajaran con factor de servicio muy altos.

Tabla 8.3.48. Capacidad máxima posible por los equipos de calentamiento.

Factor de servicio	Horno 1	Horno 2	Horno 3	Horno 4	Total
Diseño	30,330	30,330	60,660	31,354	152,674
100%	15,321	19,589	44,555	27,244	106,710
95%	14,555	18,609	42,328	25,882	101,374
90%	13,789	17,630	40,100	24,519	96,039
85%	13,023	16,651	37,872	23,157	90,703
80%	12,257	15,671	35,644	21,795	85,368
75%	11,491	14,692	33,417	20,433	80,032
70%	10,725	13,712	31,189	19,071	74,697
65% (Actual)	9,959	12,733	28,961	17,708	69,361
60%	9,193	11,753	26,733	16,346	64,026

Como se puede observar, antes de pensar en realizar este cambio, se debe pensar en modificar los equipos existentes para que puedan tener mejores eficiencias.

4. PASO 4. IMPLEMENTACIÓN Y EVALUACIÓN DE LAS PROPUESTAS DE AHORRO.

Tras establecer las propuestas de ahorro (PASO 3) y analizar las relaciones entre los costos y beneficios, se debe desarrollar un plan de acción para la realización de los proyectos de ahorro de energía, incluyendo fechas, metas y responsabilidades; tal plan de acción permitirá dar continuidad al programa de ahorro de energía de la planta estudio.

El PASO 4 es independiente al trabajo que se realizó, pues el alcance del proyecto estaba limitado al análisis de las áreas de oportunidad, la identificación de las propuestas de ahorro y las bases para su implantación. A partir de aquí, el personal de la planta estudio será el encargado de seleccionar los proyectos que se implementarán y posteriormente su evaluación de resultados.

4.1. IMPLEMENTACIÓN.

Esta etapa se llevará a cabo en dos pasos, para cada una de las áreas de mejora que tenga entidad suficiente, como para tratarla independientemente:

1. Prueba piloto de los cambios en el proceso
 - o Seguir el plan de implantación
 - o Observación de la efectividad: registro de resultados
 - o Tomar nota y solucionar las dificultades : lecciones aprendidas

2. Extensión de la solución
 - o Documentación necesaria del nuevo proceso
 - o Difusión en la organización
 - o Extensión a todas las áreas de la institución susceptibles de aplicación

4.2. EVALUACIÓN.

Todo cambio introducido en una organización debe ser sometido a una evaluación posterior que permita medir el impacto producido. La forma de evaluar debe utilizar los mismos criterios de análisis que originaron la selección de dicho proceso para ser rediseñado y se deben establecer metas en términos de los resultados esperados, marcados por hitos a través del tiempo; estos expresarán el nivel de conformidad respecto a los objetivos del rediseño.

El tiempo que debe transcurrir antes de realizarse la primera evaluación debe considerar la fase de "puesta en marcha" o adaptación a los cambios, que constituye un período en que el rediseño está en proceso de implementación, y éste será una función de la naturaleza del cambio; si se trata, por ejemplo, de evaluar el impacto de una nueva tecnología aplicada en un proceso, el tiempo requerido será menor que si se trata de cambios que involucran modificar conductas de las personas.

IX. APERTURA A TRABAJOS FUTUROS.

Conforme a los trabajos a futuro se recomiendan las siguientes propuestas:

1. ACTUALIZACIÓN DE DATOS DE PROCESO.

Una propuesta recomendada fue dar seguimiento a los siguientes datos para obtener un cálculo más exacto, con respecto al análisis energético. Esto no representa ningún costo y permitirá obtener resultados más exactos que permitirán dar pie a nuevas propuestas más específicas y con resultados favorables.

Los datos a dar seguimiento se dividen en tres cuestiones:

- Condiciones meteorológicas del lugar donde se localiza la planta.
- Características del gas natural.
- Condiciones de combustión.

1.1. CONDICIONES METEOROLÓGICAS.

Debido a que existen variaciones de los datos meteorológicos (temperatura ambiente, presión atmosférica, humedad, etc.) de la zona donde se ubica la planta, dentro del mismo mes, resulta conveniente llevar un control estadístico de las condiciones meteorológicas permitirá aprovechar los mejores tiempos para trabajar y disminuir las demandas de operación de los equipos térmicos en los tiempos que se obtengan las menores eficiencias de combustión.

Para los cálculos obtenidos en este trabajo se utilizaron valores promedio de los meses de estudio en el periodo 2015 a 2017, lo que representa que las propiedades del gas natural y las condiciones de combustión dentro de la planta varíen y los cálculos no sean exactos.

1.2. GAS NATURAL.

El gas natural es un importante combustible e insumo industrial por sus ventajas comparativas de precio e impacto ambiental y representa uno de los mayores costos operacionales, junto a la electricidad, conviene tener un seguimiento de adecuado de la compra de éste con la finalidad de obtener el mayor aprovechamiento posible de éste. Conforme a este insumo, conviene tomar en consideración las siguientes cuestiones:

1.2.1. Composición del gas natural.

Dentro de la composición del gas natural se pueden encontrar compuestos indeseables, que deben ser monitoreados para mantener la operación segura y en las mejores condiciones de los equipos térmicos:

- Nitrógeno. Cuanto mayor sea la cantidad de nitrógeno, menor será el poder calórico. Además, a determinadas concentraciones podría generar un incremento

en la formación de foto-oxidantes tales como los óxidos nitrosos (NO_x), dañinos a la salud humana y al ecosistema.

- Dióxido de carbono. Propicia una disminución de la eficiencia de la combustión en algunos equipos y la formación de monóxido de carbono en los gases de combustión.
- Azufre. La eficiencia de un equipo térmico estará limitada, entre otros factores, por la temperatura de rocío ácido y el exceso de aire necesario. El punto de rocío ácido es la temperatura de los gases de combustión en la cual se empieza a condensar ácido sulfúrico (y/o otros ácidos) en la chimenea de la caldera. Este fenómeno, debido al contenido de azufre en algunos combustibles, no permite que se pueda recuperar todo el calor suministrado por el combustible y que sale con los gases de combustión.

Mantenerse al tanto de la presencia de estas sustancias permitirá trabajar en condiciones seguras, ya que se evitarán reacciones indeseables y daños a los equipos y tuberías, lo que representa un aumento en los costos de reparación y mantenimiento, además de una disminución del poder calórico, que se traduce en mayores costos operacionales por tener que utilizar más gas para producir la energía requerida.

1.2.2. Poder calórico.

Un buen comienzo para establecer el escenario ideal de una planta eficiente, es determinar cuánta energía se está entregando al sistema. Para expresar esta cantidad, en términos de combustible, se utilizan los términos Poder Calórico Bruto (PCB) y Poder Calórico Neto (PCN).

- Poder Calórico Bruto (PCB). Es la cantidad total de calor obtenida por la combustión de una cantidad específica de combustible a $42.22\text{ }^\circ\text{C}$ ($60\text{ }^\circ\text{F}$), cuando inicia la combustión, y los productos de la combustión son enfriados a $42.22\text{ }^\circ\text{C}$ ($60\text{ }^\circ\text{F}$) antes de que la cantidad de calor liberado sea medida.
- Poder Calórico Neto (PCN). Es la cantidad de calor que se produce en la combustión, con exclusión del calor no recuperable, por lo que equivale al calor del proceso de combustión que se aprovecha en la práctica. Para el carbón (sólidos) y los combustibles líquidos es 5% menor del PCB; para las diversas modalidades de gas natural y procesados es del 10%, mientras que en la electricidad no hay diferencia alguna entre el PCB y PCN.

Para el cálculo se utilizó lo establecido en la Tabla 6.1.1 (poder calórico de 40.45 MJ/m^3), la cual se basa en la NOM-001-SECRE-2010. Sin embargo, dichos valores varían con respecto a lo entregado por el proveedor y resulta necesario monitorearlos con respecto al tiempo, para obtener un análisis más exacto y los ahorros reales que se podrán tener.

1.2.3. Costos del gas natural.

Como ya se mostró en la Tabla 9.2.1, ha existido una gran variación en los costos del gas natural, pero dichos valores no tienen un comportamiento lineal, sino que varían dependiendo del mes.

Tabla 9.2.1. Costos del gas natural por periodo (M\$/GJ).

Año	Ene – Mar	Abr - Jun	Jul – Sep	Oct - Dic	PROMEDIO
2012	\$52.75	\$47.13	\$54.65	\$60.48	53.35
2013	\$59.20	\$71.46	\$70.21	\$71.35	68.05
2014	\$84.97	\$79.89	\$72.59	\$73.98	77.86
2015	\$63.84	\$60.63	\$64.22	\$58.33	61.75
2016	\$64.40	\$63.80	\$76.87	\$86.76	72.96
2017	\$98.93	\$88.67	\$87.30	\$98.53	93.36

De manera general se puede observar que, en los meses más fríos (enero a marzo y octubre a diciembre), los costos del gas natural son los más altos. Por lo anterior, conviene trabajar con los equipos térmicos con las mayores eficiencias energéticas, cuando los costos del gas sean mayores, para disminuir las pérdidas económicas.

1.3. CONDICIONES DE COMBUSTIÓN.

La Tabla 6.1.5 fue construida con base en la experiencia. Sin embargo, dichos valores han variado con respecto al tiempo, por lo que conviene hacer una actualización de estos y tomar en cuenta los siguientes puntos.

1.3.1. Exceso de aire.

El rendimiento de la combustión máximo se consigue donde existe un exceso de aire u oxígeno mínimo. Sin embargo, se debe suministrar más aire que el requerido teóricamente para que la combustión del gas natural sea completa. Es importante tomar atención en el valor de exceso de aire, ya que:

- Un exceso de aire extremadamente alto reduce la temperatura de combustión y aumenta la cantidad de energía sin utilizar disipada a través del mayor volumen de gases de combustión que escapan por la chimenea.
- Si la cantidad de exceso de aire escogida es muy pequeña, además de un bajo rendimiento de utilización del combustible, esto incrementará el impacto medioambiental nocivo de los residuos no quemados en los gases de combustión.

1.3.2. Temperatura de los gases de chimenea.

Conviene tener una forma rápida para estimar el potencial de ahorro en combustible en función de la temperatura de los gases de chimenea o del exceso de aire de combustión. La Figura 9.3.1 permite hacer esta estimación.

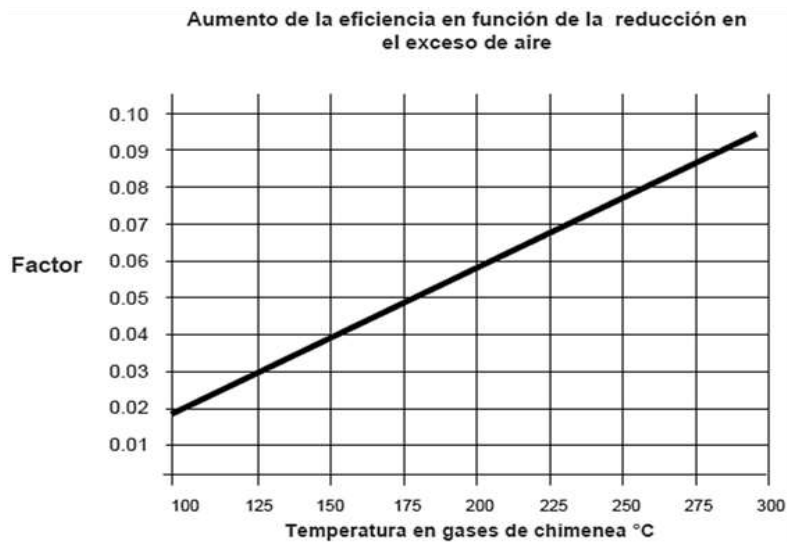


Figura 9.3.1. Relación de la eficiencia energética con el exceso de aire.

*Variación de la eficiencia (%) por cada 1% de variación en el exceso de aire para varias temperaturas de gases de chimenea.

La mejora en la eficiencia por cada 1% de cambio en el exceso de aire varía con la temperatura de los gases de la chimenea. Para estimar el cambio en eficiencia, multiplique el factor a la izquierda que corresponda con la temperatura de gases por el cambio en el exceso de aire.

1.3.3. Temperatura de flama adiabática.

Conforme el exceso de aire se reduce, la temperatura de flama aumenta. A mayor temperatura de flama, la transferencia de calor por radiación es más intensa; por lo mismo, si la temperatura en la sección de radiación del equipo térmico se reduce por bajar la temperatura de flama, habrá una menor transferencia de calor por radiación. Finalmente, esto ocasionará un aumento en la temperatura de gases en la chimenea, debido a que parte del calor del combustible no se aprovechó en esta zona y sale con los gases de combustión, reduciendo la eficiencia.

Los cambios en el exceso de aire afectan directamente la temperatura de flama y la transferencia de calor en la zona de combustión y radiación.

2. CALENTAMIENTO DE LOS REACTORES MIXTO.

La propuesta consiste en utilizar los sistemas de distribución de aceite térmico y de vapor saturado al mismo tiempo para calentar los reactores en los procesos de producción de DOTP y RPI, esto permitirá disminuir los tiempos de proceso.

Se investigaron valores aproximados de coeficientes de transferencia de calor global en la literatura, obteniéndose los datos de la Tabla 9.2.2, para el vapor y el aceite térmico.

Tabla 9.2.2. Coeficiente de transferencia de calor total aproximado, "U".

Serpentín en el tanque		
Fluido en el serpentín	Fluido en el tanque	U (BTU/h ft ² °F)
Vapor	Orgánicos (tanque agitado)	90 - 140
Aceite térmico	Orgánicos (tanque agitado)	25-50

Debido a las condiciones de la planta estudio, es muy posible que no se alcancen los valores establecidos en la Tabla 9.2.3 muestra un cálculo aproximado de lo que se podría obtener y la disminución en los tiempos en la etapa de calentamiento

Tabla 9.2.3. Coeficiente de transferencia de calor total aproximado, "U" (BTU/h ft² °F).

Concepto	No. de Reactor					
	Reactor #3	Reactor #5	Reactor #6	Reactor #7	Reactor #9	Reactor #10
Actual	25.72	23.95	31.90	32.94	32.08	12.0
Posible	101.60	94.60	125.99	130.10	126.73	99.83

Con lo anterior se calcularon los tiempos en la etapa de calentamiento para el proceso de producción del DOTP que se tendrían, los cuales se muestran en la Tabla 9.2.4.

Tabla 9.2.4. Tiempos en la etapa de calentamiento con calentamiento mixto (h).

Concepto	No. de Reactor						Variación (%)
	Reactor #3	Reactor #5	Reactor #6	Reactor #7	Reactor #9	Reactor #10	
Actual	12.0	12.0	8.0	8.0	7.3	12.0	-
Posible	3.04	3.04	2.02	2.02	1.85	3.04	74.7%

Para que esta propuesta se lleve a cabo se requiere lo siguiente:

- o Dar mantenimiento a las líneas de distribución de aceite térmico y vapor saturado.
- o Un mejor equipo de generación de vapor o que el que se tiene sea reparado, puesto que existirá un mayor requerimiento de vapor.
- o Dar mantenimiento a los serpentines y las chaquetas de los reactores.
- o Calcular los perfiles de operación con el nuevo tipo de calentamiento.

3. AUMENTO DE LA PRESIÓN DEL VAPOR SATURADO EN DISTRIBUCIÓN.

La propuesta consiste en aumentar la presión del vapor saturado que se distribuye como sistema de calentamiento de 7 a 12 bar. La Tabla 9.2.5 muestra el cambio de las condiciones de operación.

Tabla 9.2.5. Condiciones de operación del vapor saturado (actual y propuesto).

Concepto	Presión MAN (bar)	Temperatura (°C)
Actual	6.86	169.87
Propuesto	11.77	190.90

Al elevar la presión del vapor, se obtiene un mayor flujo de condensado, mayor flujo de calor desde el vapor hacia los reactivos del reactor y un aumento en el coeficiente de transferencia de calor local por convección en la condensación aumenta haciendo que los sistemas en los cuales ocurre la condensación aumenten su eficiencia. Esto se debe a que la presión de saturación del vapor es el factor más importante en la determinación de la velocidad máxima de condensación, cuando la presión del vapor es alta, también lo es la velocidad máxima de condensación⁽²¹⁾. Sin embargo, dicho cambio se verá directamente reflejado en los requerimientos energéticos de potencia de bombeo del agua y generación de vapor. La Tabla 9.2.6 muestra lo anteriormente descrito.

Tabla 9.2.6. Requerimientos energéticos para la generación de vapor.

Concepto	Potencia de bombeo	Generación en la caldera		
		Calor sensible	Calor latente	Calor total
Actual	524.38	299,678	938,334	1,238,011
Propuesto	898.94	341,857	904,117	1,245,974

Para que esta propuesta se lleve a cabo se requiere lo siguiente:

- o Dar mantenimiento a las líneas de distribución de vapor saturado, buscando discutir al mínimo los riesgos, puesto que se operará a una mayor presión.
- o Mejor instrumentación para poder controlar el proceso.
- o Un mejor equipo de generación de vapor o que el que se tiene sea reparado, puesto que existirá un mayor requerimiento de vapor.
- o Dar mantenimiento a los serpentines de los reactores.
- o Implementar el sistema de recuperación de condensados, puesto que, como se muestra en la Tabla 9.2.5, aumentarían los costos operativos en gran medida si no se recupera el condensado lo más cercano a las temperaturas establecidas.

⁽²¹⁾ De la Torre S., Jesús L. (1998) "EFECTO DE LA PRESION DEL VAPOR SOBRE EL COERCIENTE DE TRANSFERENCIA DE CALOR POR CONVECCION UBRE" UANL, México

VI. CONCLUSIONES.

Se sentaron las bases para una metodología de trabajo aplicable en los procesos, actividades y/o servicios que requieran el uso de energía durante su operación dentro de la planta estudio.

Como primer punto, por medio del Diagnóstico Energético en los tres años de estudio (2015 a 2017), se descubrió que las pérdidas de energía en los gases de combustión representan cerca del 36% del total de la compra de gas natural, esto debido a las bajas eficiencias de los Hornos 1; mientras que, las pérdidas por falta de mantenimiento en las tuberías son de más del 20%. Esto quiere decir que solamente el 44% de la energía total suministrada es utilizada para los procesos. Por lo que es pertinente implementar alternativas que disminuyan estas pérdidas.

Posteriormente, a través del análisis de los procesos se identificaron las alternativas de ahorro energético y de mejora de procesos, que fueron analizadas a detalle para obtener los mejores resultados, divididas en dos secciones, con respecto a las pérdidas energéticas: en los equipos térmicos por la combustión y por falta de mantenimiento en las tuberías de distribución de servicios auxiliares.

Para los equipos térmicos Se propone que se mantengan las siguientes cuestiones para aprovechar al máximo la energía proveniente del gas natural quemado:

- a) Con respecto a los equipos de calentamiento (hornos), se propuso lo siguiente:
1. Horno 1. Debido a las pérdidas económicas por la baja eficiencia del Horno 1, se hace rentable realizar la modificación dentro del equipo, de uno a tres pasos. Lo anterior permitirá recuperar un equipo que actualmente se encuentra apagado con una mejor eficiencia (75%). Tras esta modificación, se recomienda trabajar a la mayor capacidad posible.
 1. Horno 2. Disminuir su utilización y reactivarlo solamente cuando exista un mayor requerimiento energético, pues su eficiencia es baja (65%).
 2. Horno 3. Tiene una eficiencia del 75%, la cual se mantuvo en los tres años de estudio, las modificaciones no representan un aumento en su eficiencia de manera significativa. Trabajar a la mayor capacidad posible, aprovechando su alta capacidad de diseño (8.0 MMBTU/h).
 3. Horno 4. Trabajar a la máxima capacidad pues es el equipo con mayor eficiencia energética (87%) y, por ello, representa las menores pérdidas por concepto de calentamiento.
 4. Tomar en consideración que todos los equipos térmicos requieren periodos de reposo para trabajos de revisión y mantenimiento. Teniendo factores de servicio de 85 a 90% como máximo.

Dichos cambios representan ahorros económicos por concepto de gas natural requerido, al disminuir el uso de equipos de baja eficiencia (Hornos 1 y 2) aprovechar los equipos de alta eficiencia (Hornos 3 y 4) y recuperación de un equipo obsoleto. Adicionalmente se puede aumentar el cambio de temperatura en el ciclo de distribución de aceite térmico, con la misma cantidad de gas natural quemado, lo que ayudará en la

disminución en las etapas de calentamiento de los procesos de producción del DOTP, RPI y otras sustancias.

- b) Con respecto a la generación de vapor (Calderas), disminuyendo los flujos de vapor generado.
- 1. Caldera 1. Tiene una eficiencia muy baja (50%), por lo que solamente se prende cuando existe requerimiento de vapor (proceso ESBO). Se recomienda disminuir los flujos de gas natural quemado para producir una menor cantidad de vapor y mejorar la transferencia de energía a los reactantes, disminuyendo las pérdidas económicas por conceptos de distribución a los reactores y energía latente no aprovechada.
- 2. Caldera 2. Debido a las pérdidas económicas por la baja eficiencia de la Caldera 1, se hace rentable la compra de un nuevo generador de vapor. Esta nueva caldera, con eficiencia de 87%, es requerida si se piensa en instalar un sistema de recuperación de condensados y disminuir los tiempos en las etapas de calentamiento de los procesos de producción del DOTP, RPI y otras sustancias.

Con respecto a los servicios auxiliares se encontró lo siguiente:

- a) Con respecto al aceite térmico. Se encontró que menos del 1% de las pérdidas de energía se deben a fugas, por lo que casi en su totalidad se deben a la falta de aislamiento o al deterioro de éste. Se recomienda lo siguiente:
 - 1. Revisar los aislamientos térmicos y cambio del deteriorado, sustituir los empaques dañados y reparar o sustituir accesorios que presenten fugas en tuberías de distribución y chaquetas de los reactores. Estas medidas, además de presentar ahorros económicos, ayudaran a disminuir los tiempos en las etapas de calentamiento de los procesos de producción del DOTP, RPI y otras sustancias. A partir de 2018, la empresa comenzó a trabajar con un reactor de 26 toneladas (Reactor 11), gracias a que se tiene un aislamiento nuevo y la alta eficiencia del Horno 4 se han podido obtener menores tiempos en la etapa de calentamiento, en comparación con reactores de dimensiones similares. Con esta propuesta se pueden disminuir los tiempos de calentamiento en más de un 20%, según sea la recuperación de energía, y los costos de inversión son relativamente bajos.
 - 2. Agregar reguladores de velocidad (motorreductores) a las bombas para disminuir los flujos y aumentar el cambio de temperatura en el ciclo de distribución de aceite térmico. Esta medida permitirá obtener un ahorro por potencia de bombeo y, dado que los costos de los motorreductores no son tan altos, en menos de un año estarían pagados.
- b) Con respecto al agua de refrigeración, mucha se pierde debido a problemas en la torre de enfriamiento. Se recomienda dar mantenimiento a la Torre y remplazar mamparas dañadas.
- c) Con respecto al vapor saturado, las pérdidas por fugas representa la mayor parte de la energía pérdida, puesto que escapa gran cantidad de vapor por orificios muy pequeños, debido a la alta presión. Sin embargo, por el levantamiento en campo, se observaron grandes secciones sin aislamiento, lo que representa grandes pérdidas de energía disipada al ambiente; esto genera el riesgo de y formación de

condensado dentro de las tuberías y golpes de ariete que dañarían la integridad de las tuberías.

Finalmente se estudió la efectividad de un sistema de recuperación de condensados. Se entiende perfectamente que cualquier pérdida de condensado en el sistema de vapor significa pérdida de agua caliente, incrementó en las facturas de combustible y aumento de las emisiones, por lo que es importante seleccionar una de las alternativas de recuperación de condensado.

Se estudiaron las ventajas y desventajas de dos propuestas de recuperación de condensados: presurizado y atmosférico.

- a) El sistema presurizado presenta los costos de inversión más altos, ya que requiere un sistema que soporte presiones más altas y cambio completo del sistema de descarga de condensados. Sin embargo, representa también los ahorros más altos, disminuyendo el gas natural requerido en la caldera y una disminución en el requerimiento eléctrico por potencia de bombeo.
- b) El sistema atmosférico aprovecha lo ya instalado e implementa un sistema de menor riesgo que el sistema presurizado. Los costos de materiales son menores, pues las tuberías serán de menor espesor. Sin embargo, debido a que el condensado se recupera a presión atmosférica, existe una gran cantidad de energía perdida en las trampas de vapor, por lo que los ahorros serán menores que en el sistema presurizado.

Estas alternativas significan un ahorro en gran medida de los costos de energía y las variaciones futuras, debidas a la volatilidad en los precios de los combustibles, y si bien pueden no ser tan altos, representan un amortiguamiento con respecto a alzas inesperadas en los precios de electricidad y gas natural. Adicionalmente, se recomienda que, al menos una vez al año, el Responsable de Mantenimiento estudie el mantenimiento realizado durante el ejercicio anterior y proponga acciones de mejora para el periodo siguiente: búsqueda de proveedores de repuestos o consumibles, variación en la frecuencia del mantenimiento de cierto equipo, cambiar el modo de mantenimiento de un equipo de correctivo a preventivo o viceversa, propuestas de formación, mejoras en la maquinaria, etc.

VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

LIBROS:

- Bazúa R., Enrique (2015) "BASES TERMODINÁMICAS PARA EL USO EFICIENTE Y AHORRO DE LA ENERGÍA EN PROCESOS". Facultad de Química, UNAM, México.
- Branan, Carl R., "RULES OF THUMB FOR CHEMICAL ENGINEERS". Gulf Professional Publishing. 2002.
- Brodyansky, V. M.; Sorin, M. V.; Le Goff, P., "THE EFFICIENCY OF INDUSTRIAL PROCESSES: EXERGY ANALYSIS AND OPTIMIZATION". Elsevier. E.E.U.U., 1994.
- Cengel, Y. A. y Boles, M. A. "TERMODINÁMICA". 4ª Edición. Editorial McGraw – Hill. México, 2003.
- Crane Corp., "FLOW OF FLUIDS THROUGH VALVES, FITTINGS AND PIPE". Technical Paper No. 410. E.E.U.U., 2009.
- Foust, A. S.; Wenzel, L. A.; Clump, C. W.; Maus, Louis; Andersen, L. B., "PRINCIPIOS DE OPERACIONES UNITARIAS" 10ª Impresión, C.E.C.S.A. México, 2006.
- Kern, Donald Q., "PROCESS HEAT TRANSFER". Edit. Continental. México, 1999.
- Moran, M. J.; Shapiro, H. N., "FUNDAMENTALS OF ENGINEERING THERMODYNAMICS". 5th Ed. John Wiley & Sons, Inc. Gran Bretaña, 2006.
- Smith, J.M.; Van Ness, H. C.; Abbott, M. M., "INTRODUCCIÓN A LA TERMODINÁMICA EN INGENIERÍA QUÍMICA". 5ª Edición. Editorial McGraw – Hill. México, 1997.
- Soto C., J. J., "FUNDAMENTOS SOBRE AHORRO DE ENERGÍA". Ediciones de la Universidad Autónoma de Yucatán. México, 1996.
- Redondo Rivera O., "EFICIENCIA ENERGÉTICA - MANUAL PRÁCTICO DE CÁLCULOS TÉRMICOS DE EDIFICIOS". Edit. Tornapunta Ediciones, S.L.U. España. 2013.

TESIS:

- Guzmán G., Alejandro J. (2015), "DIAGNÓSTICO DEL APROVECHAMIENTO DE ENERGÍA TÉRMICA EN UNA INSTALACIÓN INDUSTRIAL; CASO PRÁCTICO: UNA PLANTA DE PLASTIFICANTES Y RESINAS". UNAM, México.
- Cabrera M., Catalina (2016), "PROPUESTA DE UN PROCESO BASADO EN TECNOLOGÍAS DE TRATAMIENTO PRIMARIO PARA LA DEPURACIÓN DEL AGUA EFLUENTE DE LA PRODUCCIÓN DE PLASTIFICANTES Y RESINAS". UNAM, México.
- Blanco H., Iván F. (2016), "METODOLOGÍA PARA ELABORAR UN DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO EN TORRES DE ENFRIAMIENTO". UNAM, México.
- García B., Rodrigo (2017), "OPORTUNIDADES TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DE CFE PARA COMPETIR EN EL NUEVO MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD". UNAM, México.
- De la Torre S., Jesús L. (1998) "EFECTO DE LA PRESION DEL VAPOR SOBRE EL COEFICIENTE DE TRANSFERENCIA DE CALOR POR CONVECCION LIBRE" UANL, México.

ARTÍCULOS:

- Espinoza, Julio. "REEMPLAZO DE EQUIPOS: UN ENFOQUE DE MANTENIMIENTO. REVISTA MANTENIMIENTO", Gestión Integral de Activos, 1990.
- Olsthoorn, D.; Haghghat, F.; Mirzaei, P. A., "INTEGRATION OF STORAGE AND RENEWABLE ENERGY INTO DISTRICT HEATING SYSTEMS: A REVIEW OF MODELLING AND OPTIMIZATION". Elsevier, 2016.
- Rivero, R., Garfías, M., "STANDARD CHEMICAL EXERGY OF ELEMENTS UPDATED". Elsevier, 2006.
- Viveros, A.; González, G.; Rodríguez, R. "APROXIMACIÓN AL REEMPLAZO DE EQUIPO INDUSTRIAL". Scientia et Technica. 2004.
- Alta D., Bilgili E., Ertekin C., Yaldiz O., "EXPERIMENTAL INVESTIGATION OF THREE DIFFERENT SOLAR AIR HEATERS: ENERGY AND EXERGY ANALYSES". Elsevier, 2009.
- Gorji T. B., Ranjbar A. A., "THERMAL AND EXERGY OPTIMIZATION OF A NANOFUID-BASED DIRECT ABSORPTION SOLAR COLLECTOR". Elsevier, 2016.
- Xiong L., Lingen C., Xiaoyong Q., Fengrui S., "EXERGY LOSS MINIMIZATION FOR A BLAST FURNACE WITH COMPARATIVE ANALYSES FOR ENERGY FLOWS AND EXERGY FLOWS" Elsevier, 2015.
- González, Rocío, "CÓMO EVALUAR PROYECTOS DE INVERSIÓN", Octubre 2009. <https://www.entrepreneur.com/>

- Pepper B., Susana, "OPTIMIZACIÓN DE PROCESOS". Revista Biomédica Revisada Por Pares. Julio, 2011. <http://www.medwave.cl>
- Espinosa, Fernando, "¿QUE HACER UN ANÁLISIS ENERGÉTICO O UN DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO?". Mayo 2015. <http://www.energiza.biz/>
- "TEORÍA DEL VAPOR" TLV, Compañía Especialista en Vapor <https://www.tlv.com>
- "TERMODINÁMICA, CONTROL DE FLUIDOS — USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA DEL VAPOR" Spirax Sarco. Junio de 2011. <https://es.slideshare.net>
- "METODOLOGÍA DE — GESTIÓN Y MEJORA DE PROCESOS". Excmo. Ayuntamiento de Alcobendas y Club Gestión de Calidad. Marzo de 2001.

GUÍAS Y MANUALES:

- U.S. Department of Energy (Hydraulic Institute), "Improving pumping system performance". Segunda edición. Mayo 2006.
- OPTIMA GRID. "BUENAS PRÁCTICAS PARA EL AHORRO DE ENERGÍA EN LA EMPRESA" OptimaGrid.eu
- "GUÍA DE AHORRO ENERGÉTICO INSTALACIONES INDUSTRIALES". Centro de Ahorro y Eficiencia Energética de Madrid. España, 2006.
- "MANUAL DE PRODUCCIÓN MÁS LIMPIA - ANÁLISIS ENERGÉTICO". ONUDI. 2011.
- "EFICIENCIA ENERGÉTICA - MANUAL DE SOLUCIONES". Schneider Electric. 2005
- Ayuntamiento de Alcobendas, "METODOLOGÍA DE GESTIÓN Y MEJORA DE LOS PROCESOS". 2001.
- "BASES PARA EL AHORRO DE ENERGÍA EN CALDERAS Y SISTEMAS DE VAPOR" CONUEE, PyME, SENER. Octubre, 2009. <http://www.conuee.gob.mx>
- "ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA TÉRMICA" CONUEE, PyME, SENER. Octubre, 2009. <http://www.conuee.gob.mx>
- "GUÍA PARA ELABORAR UN DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO INTEGRAL EN FLOTAS VEHICULARES DE LA ADMINISTRACIÓN PÚBLICA FEDERAL" CONUEE, SENER. Julio, 2015. <http://www.conuee.gob.mx>
- CONUEE. "BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA". SENER, México. <http://www.conuee.gob.mx>
- CONUEE. "ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA TÉRMICA". SENER, México. <http://www.conuee.gob.mx>
- "POTENCIAL DE AHORRO ENERGÉTICO Y REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO₂". Episcopo. Junio 2015
- EASTMAN, "TECHNICAL DATA SHEET - THERMINOL® 55 HEAT TRANSFER FLUID", E.E.U.U., 2011. <https://www.therminol.com/>
- EASTMAN, "TECHNICAL DATA SHEET - THERMINOL® 66 HEAT TRANSFER FLUID", E.E.U.U., 2011. <https://www.therminol.com/>
- EASTMAN, "TECHNICAL DATA SHEET - THERMINOL® 68 HEAT TRANSFER FLUID", E.E.U.U., 2011. <https://www.therminol.com/>
- "CURSO – TALLER: PROMOTORES DE AHORRO Y EFICIENCIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA". FIDE y CNEE. Marzo 2010. Guatemala.

NORMATIVIDAD Y LEGISLACIÓN:

- "LEY DE INGRESOS DE LA FEDERACIÓN PARA EL EJERCICIO FISCAL DE 2018". Decretada por el Congreso General de los Estados Unidos Mexicanos.
- "LEY DE HIDROCARBUROS". Decretada por el Congreso General de los Estados Unidos Mexicanos.
- NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural.
- NOM-002-SECRE-2010, Instalaciones de aprovechamiento de gas natural (cancela y sustituye a la NOM-002-SECRE-2003, Instalaciones de aprovechamiento de gas natural).
- NOM-001-SEMARNAT-1996, límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales.
- NOM-002-SEMARNAT-1996, límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales a los sistemas de alcantarillado urbano o municipal.
- NOM-001-STPS-2008, Edificios, locales, instalaciones y áreas en los centros de trabajo – Condiciones de seguridad.
- NOM-005-STPS-1998, Relativa a las condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo para el manejo, transporte y almacenamiento de sustancias químicas peligrosas.
- NOM-009-ENER-1995, Eficiencia energética en aislamientos térmicos industriales.

- NOM-015-STPS-2001, Condiciones térmicas elevadas o abatidas - Condiciones de seguridad e higiene.
- NOM-020-STPS-2011, Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas - Funcionamiento - Condiciones de Seguridad.
- NOM-028-STPS-1994, Código de colores para la identificación de fluidos conocidos en tuberías.
- NOM-085-SEMARNAT-2011, Contaminación atmosférica-Niveles máximos permisibles de emisión de los equipos de combustión de calentamiento indirecto y su medición.

SITIOS WEB:

- Datos abiertos – CRE, [Archivo: PreciosdeGasNaturalaUsuariosFinales.xls], <https://datos.gob.mx/>
- Tarifas Industriales – CFE, [Revisión Ene-15 a Jul-17], <https://www.cfe.mx/>
- U.S. Energy Information Administration. Electric Power Monthly: <https://www.eia.gov/electricity>
- BP GLOBAL. "BP ENERGY OUTLOOK". Edición 2016. <https://www.bp.com/>
- PEPPER B., Susana "PROCESS OPTIMIZATION". 2011, <https://www.medwave.cl/>
- REFORMA ENERGÉTICA, RESUMEN EJECUTIVO. Gobierno de la Republica. 2014. <https://datos.gob.mx/>