

# Índice Térmico y Calefactor de Agua Control de Nivel

*Donald Hite, Gerente de Desarrollo de Negocios  
Magnetrol® International y Orion Instruments®*

## Objetivo

Minimizar las pérdidas controlables asociadas al desempeño del calefactor de agua de alimentación mejorando sus operaciones y los ciclos de potencia; indicadores de desempeño asociados y el impacto positivo o negativo de controles de nivel en eficiencia total de planta relacionada al índice térmico de unidad neta y contención de costos.

## Resumen

- Índice Térmico
- Costo de Desviación del Índice Térmico
- Calefactor de Agua de Alimentación
  - Ciclo de Potencia Básica
  - Control de Nivel
  - Monitoreo de Desempeño
- Errores provocados por Instrumentos e Índice Térmico
- Casos de Estudio
- Optimización de Nivel

## Índice Térmico

La llegada de protocolos de cambio climático y el Acta de Aire Limpio ha puesto a los combustibles fósiles al frente del debate político. Apegarse a estos estándares mientras se mejora el desempeño del presupuesto, ha hecho al índice térmico un término común en todas las plantas. Entenderlo, conocer su valor al negocio y el impacto de tecnologías superiores en la eficiencia es crucial al ligar las características y beneficios de cualquier tecnología a un retorno de inversión relativo a la aplicación prevista.

El índice térmico es una medición usada en la industria energética para calcular qué tan eficientemente una planta energética utiliza energía térmica y se expresa como en número de Btus térmicos requeridos para producir un kilowatt/hora de energía. Hay varios cálculos diferentes para el índice térmico. Las siguientes ecuaciones ofrecen los cálculos de índice térmico básicos. Note que el cálculo usado comúnmente es el Índice Térmico de Unidad Neta.

### Índice Térmico General:

$\text{Índice Térmico (Btu/kWh)} = \text{Energía de Entrada (Btu)} \div \text{Energía de Salida (kWh)}$

### Energía de Entrada:

$\text{Energía en Combustible (Btu/hr)} = \text{Flujo de Comb. (lbm/hr)} \times \text{Valor Térmico de Comb. (Btu/lbm)}$

### Índice Térmico de Unidad Neta:

$\text{Flujo de Comb. (lbm/hr)} \times \text{Valor Térmico de Comb. (Btu/lbm)} \div \text{Salida de Energía Neta (kW)}$

Otra variante del cálculo de índice térmico específico al área de interés es el índice térmico del ciclo de turbina. Éste determina el desempeño combinado de la turbina, condensador, calefactor de agua y bombas de alimentación. Conociendo la unidad de índice térmico y el índice térmico del ciclo de turbina permite a la planta determinar la eficiencia del calefactor.

### Índice Térmico del Ciclo de Turbina:

$\text{Índice Térmico del Ciclo de Turbina (Btu/kWh)} = \text{Energía de Entrada (Btu)} \div \text{Energía de Salida (kWh)}$



En un mundo ideal, sería deseable ver un índice térmico de 3,412 Btu/kWh. Esto significaría que toda la energía disponible en la fuente de combustible está siendo convertida en electricidad útil; y por ello, la planta tendría un desempeño del 100%. Aunque ésta no es una expectativa práctica, la realidad es que entre más cerca esté el índice térmico de unidad de calor de 3,412 Btu/kWh, más eficiente y efectiva es la operación.

Un aumento en el índice térmico implica un aumento en consumo de combustible; así mismo, disminuir el índice térmico equivale a reducir el combustible requerido para producir un número dado de kWh de energía. Aunque el índice térmico es una consideración clave en cualquier inversión, otros factores también tienen un rol: costos de mantenimiento, confiabilidad, seguridad, emisiones, costo del equipo, etc. Entender el impacto de la tecnología de instrumentación en todo el espectro ayuda a comprender el retorno de inversión completo, reducir costos y maximizar ganancias.

### Desviación en Índice Térmico

Calcular el costo de combustible anual asociado con ligeras desviaciones del objetivo de índice térmico demuestra que los pequeños cambios tienen un impacto más profundo de lo pensado. Si el objetivo de índice térmico de la planta es 12,000 Btu/kWh y el valor real es 12,011 Btu/kWh, ¿cuál es el aumento en costo de combustible anual? La siguiente ecuación y variables se usan para calcular el impacto de una desviación de 1 Btu/kWh.

$$\text{Cambio en Costo de Comb. Anual (\$/año)} = \text{HRD/BE} \times \text{FC} \times \text{CF} \times \text{UGC} \times \text{T}$$

Donde:

**HRD** Desviación en Índice Térmico (unidad neta o índice térmico de ciclo de turbina)

**BE** Eficiencia de Caldera = 0.88

**FC** Costo de Combustible/1,000,000 Btu = 2.01<sup>1</sup>

**CF** Factor de Capacidad de Unidad = 0.85

**UGC** Capacidad Total de Unidad = 500,000 kW

**T** 8 760 hrs/año

### Costo de Combustible Anual:

$$(1 \text{ Btu/kWh} \div 0.88)(2.01 \div 1,000,000)(0.85)(500,000)(8760) = \$8,503.64/\text{año para desviación de IT de 1Btu/kWh.}$$

### Guías de Índice Térmico

- Un aumento de índice térmico eleva el consumo de combustible
- Una mejora del 1% (reducción de índice térmico) = ahorro anual de \$500K para una planta de 500MW
- Una reducción de -5° F en la temperatura de agua aumenta el índice de temp. en 11.2 Btu/kWh y resulta en un aumento promedio anual de costo de combustible de \$59,230.00 (planta de 500MW)
- La eficiencia máxima o número de fondo para el índice térmico se anota en plantas CCGT con un IT de Unidad Neta inicial de 7,000 Btu/kWh
- Los índices térmicos para plantas de energía de carbón van desde 9,000 – 12,000 Btu/kWh (22% de las plantas locales tienen un índice de al menos 12,000 Btu/kWh)

Multiplicar \$8,503.64 por cualquier desviación de índice térmico arroja el costo anual o ahorros de la desviación particular. El aumento en costo de combustible anual de ir de un índice térmico de 12,000 Btu/kWh a 12,011 Btu/kWh resulta en una desviación de 11 (\$8,503.64 \* 11) o un aumento de \$93,540.00/año en costo de combustible anual.

<sup>1</sup> Se usó el precio promedio de todos los grados de carbón (\$14.35 – \$71.00) para determinar el costo de combustible para 1,000,000 Btu. El precio promedio de tonelada corta es \$48.31 en Septiembre 17, 2010. Se considera 12,000 BTUs por libra. Costo por tonelada/24 = Costo/MBtu

## Operación de Calefactor de Agua

Debido a que el calefactor de agua es un componente fundamental para determinar el índice térmico de ciclo de turbina y de unidad neta, es crítico un conocimiento básico de cómo operan para entender el impacto de este equipo y el control de nivel subsecuente en la eficiencia de planta. Normalmente hay 6 o 7 etapas en la calefacción de agua.

Sin embargo, a un costo de \$1.2 millones por calefactor de agua, el número real puede variar con base en los cálculos anticipados usados para determinar el retorno de inversión a largo plazo.

Los calefactores de agua toman ventaja del calor de condensación (energía disponible del cambio de vapor saturado a líquido saturado) para precalentar agua destinada a la caldera. Esto reduce el combustible requerido para elevar la temperatura del agua.

Estos intercambiadores de calor de armazón y tubo (Figura 1) permiten al agua pasar por el lado tubular mientras se introduce vapor de extracción desde la turbina en el lado del armazón. Este método es mucho más eficiente que usar gas caliente y aprovecha

energía ya disponible en lugar de basarse estrictamente en una fuente de combustible para elevar la temperatura del agua.

La Figura 1 muestra un calefactor de agua de alta presión estándar; los calefactores de baja presión son similares pero sin la zona de desrecalentamiento. Las tres zonas principales del calefactor de agua son el desrecalentador, el condensador y el enfriador de drenaje o sub-enfriador. El agua de caldera se bombea al alimentador mientras que el vapor de extracción fluye en la entrada de vapor. La zona de desrecalentamiento enfría el vapor al punto donde se satura. La zona de condensación extrae la energía de la mezcla vapor/agua para precalentar el agua de caldera que pasa por el tubo. Un enfriador de drenaje se incorpora para capturar energía adicional del líquido.

La clave de una operación eficiente es optimizar la zona de condensación en un esfuerzo por transferir tanta energía como sea posible a la caldera de agua mientras los tubos se enfrían lo suficiente para prevenir el daño prematuro del equipo debido a sobrecarga térmica - todo lo cual es inherente al diseño del calefactor de agua.

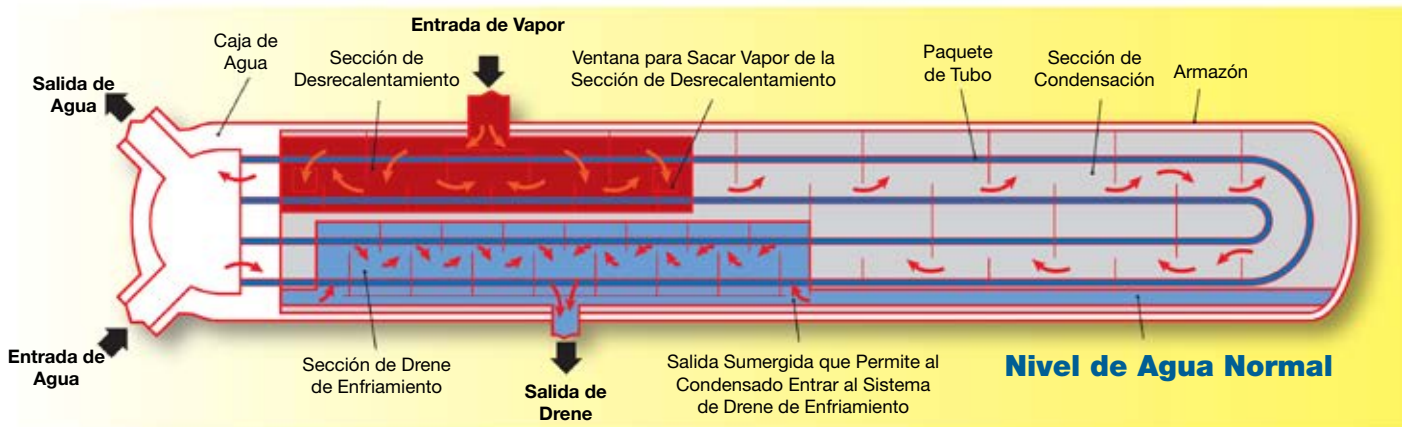


Figura 1

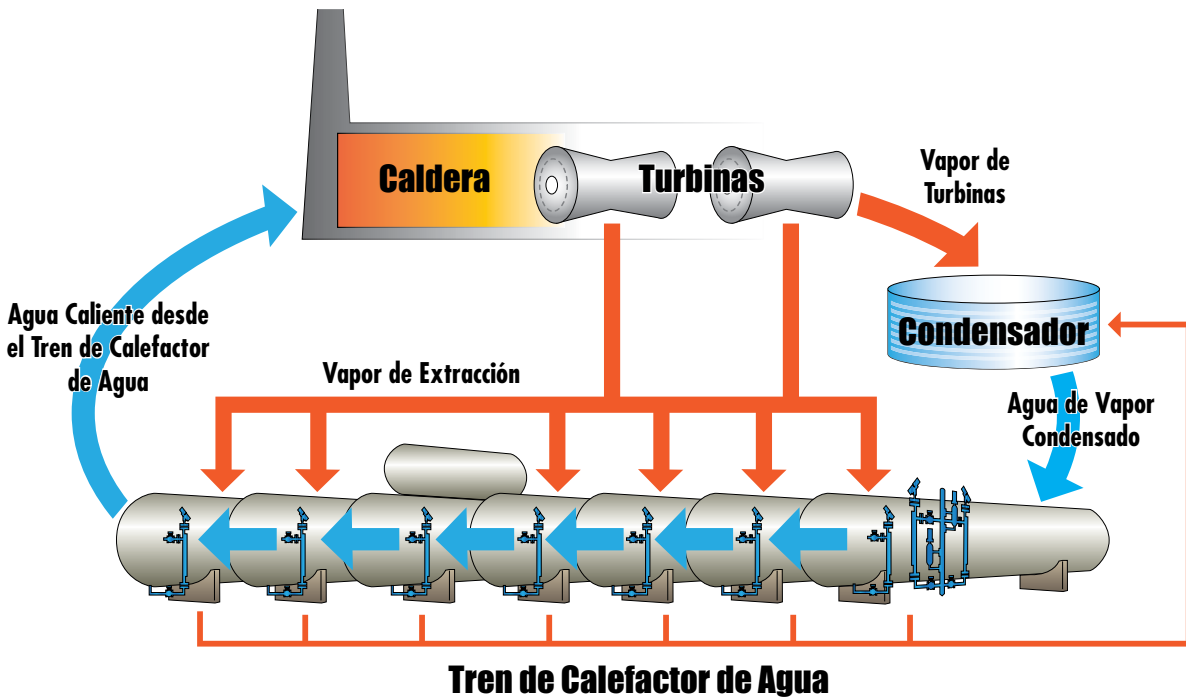


Figura 2

### Ciclo Básico de Energía

Aunque el ciclo de Vapor-Agua Rankine para una planta de vapor típica puede variar dependiendo si es una unidad de recalentamiento o no, el diagrama de flujo básico (Figura 2) delinea cómo las etapas del calefactor de agua se integran en el diseño de proceso general. Vea la Figura 1 y Figura 3 (en la página 5) para ver las entradas/salidas del calefactor de agua.

Un buen flujo de proceso inicia en el condensador, donde el vapor condensado del calefactor drena y la Turbina LP se enruta por cada etapa sucesiva de calefactores de agua. Al mismo tiempo, se envía vapor de extracción de las turbinas HP, IP y LP a los calefactores de agua apropiados donde toma lugar la transferencia de energía comentada en la sección anterior. Mantener controles de nivel de nivel confiables y exactos en las etapas individuales es crítico para obtener la temperatura final requerida en los calefactores antes de que el agua llegue al economizador. Como se menciona en las guías generales de índice térmico, una reducción modesta de  $-5^{\circ}$  F en la temperatura final de agua aumenta el índice térmico en 11.2 Btu/kWh contribuyendo con un costo de combustible anual adicional de \$59,230.00 (planta de 500MW).

### Control de Nivel en el Calefactor

Posiblemente el aspecto más importante del desempeño del calefactor de agua es un control de nivel preciso y confiable bajo

toda condición operativa. Un control de nivel exacto asegura que la unidad opera en el área de mayor eficiencia (condensación directa) para optimizar transferencia de calor mientras se previene desgaste y daños en el calefactor y otros componentes.

Los instrumentos de medición antiguos acoplados con tecnologías vulnerables a errores inducidos por instrumentos limitan la habilidad del operador de administrar las pérdidas controlables asociadas con el control de nivel del calefactor, por ejemplo, mantener y controlar el nivel ideal o de diseño con alto grado de confiabilidad. A consecuencia, las exactitudes de  $\pm 3$  o 4 pulgadas fuera del diseño son comunes - un riesgo de eficiencia para acomodar las fallas de instrumentación mientras se mitigan riesgos de daños en el costoso equipo.

Operar un calefactor en niveles mayores o menores al diseño, tiene un efecto en el desempeño y en el índice térmico de unidad neta. La necesidad de combustible adicional y sobre-uso del calefactor para recuperar la energía perdida tiene ramificaciones financieras inmediatas. En cambio, si el nivel fluctúa a los extremos, activar las medidas de protección puenteando el calefactor es la respuesta mínima con la posibilidad adicional de una activación de unidad. Cada escenario, de una forma u otra, impacta negativamente el índice térmico y la rentabilidad de la planta.



*Modernizar los controles de nivel de calefactores de agua permite a los operadores administrar las pérdidas controlables y reducir significativamente sus costos de mantenimiento. Los desplazadores de tubo de torque (arriba) son comunes y fáciles de adecuar.*

Si el nivel del calefactor es mayor al de diseño, la zona de condensación activa disminuye y los tubos que deberían estar condensando vapor están sub-enfriando condensado. Exacerbando el problema, está el riesgo de inducción de agua de turbina desde el calefactor de agua. Aunque existen medidas de seguridad para prevenir que ocurra, el impacto en eficiencia es suficiente para provocar preocupación.

Además de exponer a los tubos a altas temperaturas y causar desgaste prematuro, un nivel menor al aceptable introduce cantidades excesivas de vapor de alta temperatura al drené de enfriamiento lo que causa que el condensado cambie a vapor. El daño resultante a la sección de drené aumenta los costos y tiempo de mantenimiento. Otro tema ligado al bajo nivel es tener una mezcla de vapor y agua moviéndose por el calefactor. La reducción subsecuente en transferencia de calor provoca un aumento en los índices térmicos de ciclo de turbina y unidad neta.

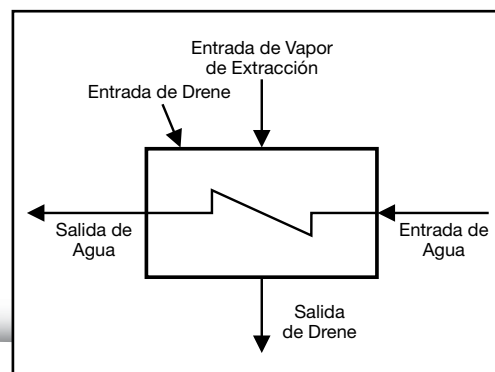
El diseño propio del calefactor (horizontal contra vertical) y la sección del drené de enfriamiento (entrada tubular contra longitud completa) puede afectar algunas tecnologías de nivel. El control de nivel es más sencillo en calefactores horizontales y aquellos con secciones de drené de longitud completa pues se requiere más volumen para un cambio de nivel. El factor humano también interviene cuando deben tomarse decisiones con instrumentación cuestionable. Todo esto debe tomarse en cuenta durante el proceso de selección de instrumentación.

## Monitoreo del Desempeño del Calefactor

Controlar con exactitud los niveles del calefactor de agua es fundamental para entender los beneficios de incorporar estos elementos en el diseño de proceso. Como siempre, sólo se puede determinar el desempeño adecuado instalando un sistema de retroalimentación.

Los parámetros primarios usados para monitorear el desempeño del calefactor son el aumento en temperatura, la diferencia de temperatura terminal (TTD) y el ángulo de drené de enfriamiento (DCA). El siguiente diagrama y definiciones acentúan estos parámetros.

- **El Aumento en Temperatura de Agua** es la diferencia entre la temperatura de entrada y la de salida de agua. Un calefactor que trabaje adecuadamente debe cumplir las especificaciones de diseño, contando que los controles de nivel funcionen también adecuadamente.
- **La Diferencia de Temperatura Terminal (DTT)** retroalimenta el desempeño del calefactor relativo a la transferencia de calor y se define como la temperatura de saturación del vapor de extracción menos la temperatura de salida del agua. Un aumento en la DTT indica una reducción en la transferencia de calor y un bajo desempeño. Los rangos típicos de DTT en un calefactor de alta presión con o sin una zona de desrecalentamiento son  $-3^{\circ}\text{F}$  a  $-5^{\circ}\text{F}$  y  $0^{\circ}\text{F}$  respectivamente. La DTT para calefactores de baja presión es de  $5^{\circ}\text{F}$  aproximadamente. Se requieren tablas de vapor y lecturas de presión exactas para completar este cálculo.
- **El Ángulo del Drené de Enfriamiento (ADE)** es un método usado para inferir los niveles del calefactor basado en la diferencia de temperatura entre la salida de drené y la entrada de agua. Un aumento en la diferencia de temperatura del ADE indica nivel descendente; al contrario, un ADE descendente indica un aumento de nivel. Un valor típico de ADE es  $10^{\circ}\text{F}$ .



**Figura 3**



## Errores de Instrumentos e Índice Térmico

Aunque hay varias anomalías físicas que degradan el desempeño del calefactor, esta sección se enfoca en problemas ligados a un control de nivel inadecuado que resultan en una temperatura de agua menor al diseño. Los problemas pueden variar desde lecturas inexactas o fluctuantes en varios instrumentos que arrojan un nivel "cuestionable" hasta aquellos que justifican sacar de servicio el calefactor. Sin importar la severidad, la intención es mostrar el efecto dominó que un mal control de nivel en el calefactor de agua tiene en la eficiencia del ciclo de caldera y turbina (aumento en el índice térmico de ciclo de turbina o unidad neta). A continuación dos fuentes primarias de errores de instrumentos.

- **Deriva** (mecánica o eléctrica) asociada con instrumentación vieja, partes móviles o intrínseco al diseño: tubos de Torque/Desplazador. La calibración entre paros es obligatoria para lograr una exactitud razonable y prevenir molestas alarmas de desviación entre múltiples transmisores de nivel. La sensibilidad a cambios de nivel rápidos puede ser lenta debido a efectos de retraso fundamentales al principio de operación.
- **Tecnología de medición** vulnerable a condiciones de proceso, como cambios en gravedad específica y/o constante dieléctrica del medio debido a variaciones de presión y temperatura del proceso. Ciertas tecnologías no pueden proporcionar un nivel exacto desde el inicio hasta temperaturas operativas sin aplicar factores de corrección externa o la exactitud especificada sólo se alcanza en temperaturas operativas: presión diferencial, Magnetostrictiva, Capacitancia RF y Tubos de Torque/Desplazadores. Además, las calibraciones logradas en tecnologías como presión diferencial, capacitancia RF y tubos de torque/desplazadores usando "flotación" de cámaras durante paros requieren ajustes regulares cuando el proceso sube de temperatura para mantener control aceptable y prevenir alarmas de desviación innecesarias.

La temperatura de agua final menor a la esperada ocurre cuando el calefactor de agua sale del servicio debido a entrada de nivel dudosa al sistema de control o el nivel está muy alto o bajo. Si la condición es resultado de un nivel alto de calefactor, el operador notará un descenso en la temperatura del calefactor, una menor diferencia de temperatura ADE y un aumento en DTT. Con niveles de calefactor muy bajos sucederá lo contrario. En cualquier caso, aumenta el riesgo del daño al equipo; la transferencia de calor se perjudica y el agua al economizador no está en la temperatura necesaria. Las respuestas e impactos probables a una baja temperatura final se listan a continuación.

- Sobrecargar la caldera para aumentar temperatura (nivel muy alto/bajo o fuera de servicio):
  - Aumento en consumo de combustible y emisiones
  - Aumento en temperatura de gas saliendo del horno – picos de recalentado y super calentado, fatiga prematura del equipo
  - Flujos entre etapas IP y LP de turbina aumentan 10% (calefactor HP fuera de servicio)
  - Flasheo - daño a la sección de drene de enfriamiento
  - Efecto térmico en tubos
- Drenes de emergencia se abren a nivel bajo (nivel muy alto):
  - Pérdida de eficiencia
  - Daño potencial al equipo si el agua entra al tubo de extracción
  - Flasheo potencial debido a caída repentina de presión
  - La Protección por Inducción de Agua a la Turbina (TWIP) alerta la unidad - producción perdida, costos de mantenimiento de arranque sin programar

Instalar tecnologías de medición inmunes a las fuentes comunes de errores de instrumentos proporciona a los operadores la retroalimentación confiable necesaria para administrar las pérdidas controlables y por ello previniendo el efecto dominó que estos errores tienen en la operación y mantenimientos de plantas.

## Casos de Estudio

Los casos de estudio cubren dos puntos relativos al desempeño del calefactor de agua. El primero detalla el costo de combustible anual asociado a una temperatura de calefactor fuera de rango en una planta de carbón de 500MW. Aunque esta situación en particular no es un caso extremo que requiera puenteo en calefactor, ejemplifica compromisos menores en el control de nivel y temperatura del calefactor que, en un esfuerzo por minimizar el riesgo de daño al equipo, impactan en la rentabilidad de la planta.

El segundo caso muestra la existencia de riesgos y costos operativos del día a día de una instrumentación con tecnología vieja o ineficiente y la forma en que afectan al presupuesto. En ambas situaciones, el retorno de inversión de modernizar el calefactor de agua tiene un marco de 1 a 1.5 años. Finalmente, los casos de estudio no toman en cuenta costos de emisión adicionales, efectos en la eficiencia de la turbina y la caldera, condiciones de sobre-uso, producción perdida y otros factores mencionados en la sección anterior.

### Caso de Estudio #1

Temperatura de calefactor fuera de rango en planta de carbón

<b>Temp. de Salida Objetivo</b>	<b>+438.4° F</b>
<b>Real</b>	<b>+417.4° F</b>
<b>Diferencia</b>	<b>-21° F</b>
<b>Basado en Temperatura baja por 21° F</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• El impacto de índice térmico fue 47 Btu/kWh</li> <li>• El impacto de costo fue <b>\$243,000</b> anualmente</li> </ul>	

### PARÁMETROS DE DESEMPEÑO

<b>Objetivo de Temperatura</b>	<b>81</b>
<b>Real</b>	<b>64</b>
<b>Objetivo ADE</b>	<b>10</b>
<b>Real</b>	<b>3</b>
<b>Objetivo DTT</b>	<b>10</b>
<b>Real</b>	<b>19.5</b>

Los errores de instrumentación comunes a la tecnología usada indicaban nivel menor al real en el calefactor de agua de alimentación

### Caso de Estudio #2

Justificación de costo para reemplazar tecnología de control de nivel vieja debido a puenteo excesivo en calefactores LP

**Calefactores reemplazados en 2002;  
Instrumentación Original (1966) Reutilizada  
(Control de Nivel Neumático/Visor de Vidrio)**

**Instrumentación Desconfiable Causó  
Fluctuaciones de nivel en el Calefactor**

- Todos los calefactores LP puenteados por TWIP
- Unidad en riesgo de apagado

### JUSTIFICACIÓN DE COSTO

<b>Costo de Calefactores LP Apagados por Dos Semanas</b>	<b>\$45,190</b>
<b>Apagado de Unidad Debido a Problemas del Calefactor (2 reinicios)</b>	<b>\$42,712</b>
<b>Costos de Energía y de reemplazo por Dos Eventos</b>	<b>\$100,000</b>
<b>ROI Total del Proyecto: 1.5 Años</b>	

## Optimización de Nivel

Mientras el habiente político se desarrolla, la capacidad de administrar pérdidas controlables usando instrumentación y equipos con tecnología de punta para mejorar la eficiencia y rentabilidad sólo se logra cuando todas las partes, incluyendo a los fabricantes, con un auténtico interés en el desempeño se enfrentan a los retos y oportunidades de una industria cambiante. Atrás quedaron los días de sólo encender más la llama con la visión unidimensional de presentar soluciones.

Magnetrol® introdujo el interruptor mecánico en 1932 para aplicaciones de calderas. Nuestra experiencia en el área nos dio acceso a la industria de la energía donde ahora es muy común encontrar nuestros transmisores e interruptores monitoreando niveles críticos en plantas fósiles o nucleares alrededor del mundo.

Este espíritu empresarial e innovador continúa aún. Según aumenta la necesidad de mejores instrumentos, así nuestra gama de productos ha evolucionado en un amplio rango de tecnologías de nivel y flujo que cumplen con las aplicaciones más complejas.

Un desarrollo clave fue el Transmisor de Radar de Onda Guiada (GWR) Eclipse®. MAGNETROL introdujo esta tecnología al mundo industrial y fue el primero en usar sus capacidades únicas en la

Industria de la Energía. Debido a que no le afectan las variables de proceso, el ECLIPSE monitorea con exactitud y confianza los calefactores de agua, deaireadores y niveles de pozos sin la necesidad de calibración.

En 2001 inició Orion Instruments®, una subsidiaria de MAGNETROL, tras notar estancamiento en los avances de Indicadores Magnéticos de Nivel (MLI). Es un corto periodo de tiempo, Orion Instruments revolucionó la industria de MLI con el lanzamiento del AURORA® integrando MLI/GWR - un instrumento ampliamente aceptado en la industria energética.

Nuestro inquebrantable compromiso con la calidad, seguridad y mejora continua nos han guiado en nuestra historia de éxito y estarán al frente en nuestra misión de apoyar a la industria energética en el futuro.

## Contacte a Magnetrol para más información:

Teléfono 630-969-4000

Fax 630-969-9489

E-mail: [info@magnetrol.com](mailto:info@magnetrol.com)

[www.magnetrol.com](http://www.magnetrol.com)

### Referencias:

*Guías de Mejora en Índice Térmico para Plantas Fósiles Existentes*, EPRI, Palo Alto, CA; 1986 CS-4554

*Manual de Referencia para la Mejora del Índice Térmico*, EPRI, Palo Alto, CA; 1998 TR-109546

*Conocimiento del Índice Térmico, Notas de Seminario*, General Physics Corp, Amherst, NY; December 2009



705 Enterprise Street • Aurora, Illinois 60504-8149 • 630-969-4000 • Fax 630-969-9489 • [www.magnetrol.com](http://www.magnetrol.com)  
Heikensstraat 6 • B 9240 Zele, Belgium • 052 45.11.11 • Fax 052 45.09.93  
Regent Business Ctr., Jubilee Rd. • Burgess Hill, Sussex RH15 9TL U.K. • 01444-871313 • Fax 01444-871317

Copyright © 2017 Magnetrol International, Incorporated

Las especificaciones de desempeño son efectivas en la fecha de publicación y están sujetas a cambios son previo aviso. Magnetrol y el logotipo Magnetrol, Eclipse, Aurora y Orion Instruments son marcas registradas de Magnetrol International