

## Guía para realizar diagnósticos energéticos y evaluar medidas de ahorro en equipos de bombeo de agua de organismos operadores de agua potable

La Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) agradece a la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH por la colaboración y asistencia técnica en la elaboración del presente documento. La colaboración de la GIZ se realizó bajo el marco del “Programa de Energía Sustentable en México” el cual se implementa por encargo del Ministerio Federal Alemán de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ). Las opiniones expresadas en este documento son de exclusiva responsabilidad del/ de los autor/es y no necesariamente representan la opinión de la CONUEE y/o de la GIZ. Se autoriza la reproducción parcial o total, siempre y cuando sea sin fines de lucro y se cite la fuente de referencia.

CONUEE/ GIZ

Propuesta de guía para la disposición final de equipos de bombeo  
México, D.F., Septiembre del 2014

Edición y Supervisión:

Autor(es): Ramón Rosas Moya

Diseño: GIZ México

Impreso en México

Imprenta: ####

Tiraje: ####

Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía

© Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH  
Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5  
65760 Eschborn/Alemania  
[www.giz.de](http://www.giz.de)

Oficina de Representación de la GIZ en México  
Torre Hemicor, Piso 11  
Av. Insurgentes Sur No. 826  
Col. Del Valle, Del. Benito Juárez  
C.P. 03100, México, D.F.  
T +52 55 55 36 23 44  
F +52 55 55 36 23 44  
E [giz-mexiko@giz.de](mailto:giz-mexiko@giz.de)  
I [www.giz.de](http://www.giz.de) / [www.gtz.de/mexico](http://www.gtz.de/mexico)

## Tabla de contenido

<b>1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>7</b>
<b>2. MEDICIÓN .....</b>	<b>8</b>
<b>2.1 Medición de parámetros eléctricos.....</b>	<b>8</b>
2.1.1 Equipo requerido. ....	8
2.1.2 Guía para realizar mediciones eléctricas .....	10
<b>2.2 Medición de flujo.....</b>	<b>11</b>
2.2.1 Sistemas de medición de flujo.....	11
2.2.2 Guía para realizar mediciones de flujo .....	14
<b>2.3 Medición de nivel del pozo o depósito de succión.....</b>	<b>16</b>
2.3.1 Sondas de nivel.....	16
2.3.2 Guía para realizar mediciones de nivel .....	18
<b>2.4 Medición de presión.....</b>	<b>19</b>
<b>3. METODOLOGÍA DEL DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO A OMAP .....</b>	<b>20</b>
<b>3.1 Trabajos en campo.....</b>	<b>20</b>
<b>3.2 Trabajos en gabinete .....</b>	<b>21</b>
<b>4. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE MEDIDAS DE AHORRO.....</b>	<b>27</b>
<b>4.1 Sustitución del conjunto motor-bomba. ....</b>	<b>27</b>
<b>4.2 Sustitución de la bomba.....</b>	<b>28</b>
<b>4.3 Sustitución del motor.....</b>	<b>29</b>
<b>4.4 Compensación del factor de potencia.....</b>	<b>30</b>
<b>4.5 Instalación de variador de velocidad.....</b>	<b>32</b>
<b>4.6 Medidas de ahorro de nula o baja inversión.....</b>	<b>33</b>
4.6.1 Cambio de tarifa .....	33
4.6.2 Administración de la demanda .....	33
4.6.3 Mejorar el suministro eléctrico a motores.....	34
4.6.4 Mejoras al mantenimiento.....	35
<b>5. BIBLIOGRAFÍA RECOMENDADA.....</b>	<b>37</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>38</b>
<b>Anexo 1.- Tipos de montaje de sensores ultrasónicos.....</b>	<b>38</b>
<b>Anexo 2.- Resistencia de conductores eléctricos .....</b>	<b>40</b>
<b>Anexo 3.- Sistemas intrusivos de medición de flujo .....</b>	<b>41</b>
<b>Anexo 4.- Aplicación de la medida de cambio de tarifa de suministro .....</b>	<b>43</b>
<b>Anexo 5.- Formatos de acopio de información para el diagnóstico energético .....</b>	<b>45</b>
5a. Levantamiento de datos.....	45
5b. Información histórica de la facturación eléctrica .....	46
5c. Mediciones .....	46
<b>Anexo 6.- Formatos de acopio de información para la evaluación de proyectos....</b>	<b>47</b>
6a. Evaluación del proyecto de sustitución del conjunto motor-bomba .....	47
6b. Evaluación del proyecto de sustitución del motor .....	48
6c. Evaluación del proyecto de sustitución de la bomba.....	49
6d. Evaluación del proyecto de compensación del FP.....	49
6e. Evaluación del proyecto de instalación de variadores de velocidad.....	50
<b>Anexo 7.- Viscosidad cinemática del agua.....</b>	<b>51</b>

## **Lista de figuras**

Figura 1 Multímetro/ Watímetro .....	8
Figura 2 Analizador de redes .....	9
Figura 3 Configuración para medir con watímetro/multímetro .....	10
Figura 4 Configuración para medir con analizador de redes .....	11
Figura 5 Principio de operación del medidor de flujo ultrasónico .....	13
Figura 6 Determinación del flujo por el método de la escuadra .....	13
Figura 7 Montaje de los sensores .....	15
Figura 8 Construcción de la escuadra para medir flujo .....	15
Figura 9 Sonda eléctrica de nivel .....	17
Figura 10 Sonda neumática .....	18
Figura 11 Determinación de la eficiencia nominal del motor .....	24
Figura 12 Depreciación de la eficiencia por suministro eléctrico deficiente .....	34
Figura 13 Montaje de los sensores en "V" .....	38
Figura 14 Montaje de los sensores en "Z" .....	38
Figura 15 Montaje de los sensores en "W" .....	39
Figura 16 Medidor de Venturi .....	41
Figura 17 Principio de operación del rotámetro .....	42
Figura 18 Principio de operación del medidor magnético .....	42

## Acrónimos y abreviaturas

A	Área de la sección transversal de la tubería
CBC	Capacidad del banco de capacitores
Cc	Calibre del conductor
CUE	Costo unitario de la energía
CVV	Capacidad del variador de velocidad
D	Diámetro de la tubería
DE	Diagnóstico Energético
DB	Demanda máxima en horario de base
DF	Demanda facturable
DI	Demanda máxima en horario intermedio
DP	Demanda máxima en horario de punta
DPI	Demanda máxima en horario de punta e intermedia
DV	Desbalance de voltaje
E	Energía consumida
f	Coeficiente de fricción
FC	Factor de carga del motor
FP	Factor de potencia
FRB	Factor de reducción en horario de base
FRI	Factor de reducción en horario intermedio
F\$	Importe de la facturación eléctrica
g	Aceleración de la gravedad
H	Carga de bombeo
hfr	Pérdidas de carga por fricción
HPn	Potencia mecánica nominal
I	Corriente
Inv	Inversión
L	Longitud de la tubería
Lc	Longitud del conductor
lps	Litros por minuto
L1	Fase 1
L2	Fase 2
L3	Fase 3
N	Neutro
ND	Nivel dinámico
NE	Nivel estático
NP	Número de polos
Ns	Nivel del depósito de succión

OMAP	Organismo Municipal de Agua Potable
P	Presión
Pe	Potencia eléctrica
Ph	Potencia hidráulica
Pr	Pérdidas
Q	Flujo volumétrico
Rc	Resistencia del conductor
Re	Número de Reynolds
RMS	Root Mean Square
t	Tiempo
T	Temperatura
THD	Total Harmonic Distortion
TM	Tipo de motor
TP	Transformador de Potencial
UVIE	Unidad Verificadora de Instalaciones Eléctricas
v	Velocidad del fluido
V	Voltaje
Vn	Voltaje nominal
ΔV	Variación de voltaje respecto al nominal
X	Distancia horizontal de la escuadra para realizar la medición de flujo por el método de la escuadra
Xm	Altura del manómetro
Y	Altura de la escuadra para realizar la medición de flujo por el método de la escuadra
#hc	Número de hilos por fase del conductor
#hOp	Número de horas de operación
#dOp	Número de días de operación
#R	Número de rebobinados que lleva el motor
ΔF\$	Ahorro en la facturación energética
ΔV	Variación de volumen
Δη	Pérdida de eficiencia
ε	Rugosidad de la tubería
η <sub>b</sub>	Eficiencia de la bomba
η <sub>em</sub>	Eficiencia electromecánica
η <sub>m</sub>	Eficiencia del motor
μ	Viscosidad cinemática

## **1. INTRODUCCIÓN**

Para gran parte de los organismos municipales de agua potable (OMAP) en México, los costos de la energía eléctrica representan entre 20 y 40% de los costos totales de operación. La participación suele ser mayor en los organismos más pequeños y llega a superar el 50% en algunos casos. Ésta situación ocasiona altos costos de operación, en muchos casos suele ser insostenible y afecta directamente la salud financiera de los organismos. En este contexto, mejorar la eficiencia energética es la medida de mayor impacto para mejorar las finanzas de los OMAP.

Dado que la energía representa el mayor gasto operativo controlable en la mayoría de los OMAP y que muchas medidas de eficiencia energética presentan un periodo de retorno de la inversión corto, invertir en eficiencia energética proporciona el soporte para reducir sus costos operativos.

De acuerdo a las experiencias en México sobre el tema, la mayor parte de las medidas de eficiencia energética en los OMAP, generan ahorros en la facturación eléctrica del 15 a 40% y presentan un periodo de retorno de la inversión de 1 a 4 años. Si bien es cierto que la factibilidad financiera de las medidas de ahorro de energía depende de muchos factores, las evidencias apuntan a que los OMAP en México, pueden alcanzar ahorros de energía significativos y rentables.

El diagnóstico energético (DE) es la herramienta mediante la cual los OMAP pueden identificar las medidas de ahorro de energía susceptibles a ser implementadas, así como cuantificar los ahorros a alcanzar y el monto de las inversiones necesarias para la implementación de dichas medidas, además de determinar su factibilidad técnica y rentabilidad financiera.

Los principales desafíos para la adopción de buenas prácticas de eficiencia energética en los OMAP, son la falta de conocimientos y la baja capacidad de financiamiento.

El presente documento pretende coadyuvar a abordar las brechas del conocimiento, con una guía para que los OMAP puedan llevar a cabo sus propios DE e identificar medidas de ahorro de energía rentables en sus sistemas de bombeo.

## 2. MEDICIÓN

La medición de los parámetros eléctricos e hidráulicos del sistema, es una actividad fundamental del DE. De una correcta medición de dichos parámetros, dependerá de que se obtengan o no, buenos resultados en el DE.

### 2.1 Medición de parámetros eléctricos

Los parámetros eléctricos a medir como parte del DE:

- Tensión entre fases
- Corriente por fase
- Factor de potencia por fase
- Potencia activa por fase

#### 2.1.1 Equipo requerido.

El equipo requerido para medir parámetros eléctricos puede ser un **multímetro/watímetro** o un **analizador de redes**. Ambos miden todos los parámetros requeridos.

La diferencia entre el multímetro/watímetro y el analizador de redes, es básicamente que el primero únicamente realiza la medición instantánea de los parámetros eléctricos, mientras que el segundo tiene la capacidad de hacer un monitoreo por un período de tiempo determinado del comportamiento de cada uno de los parámetros.

El multímetro/watímetro suele estar habilitado para medir una sola fase, por lo que si se quieren los parámetros de las tres fases en un motor trifásico, habrá que medir fase por fase. En la figura 1 se ilustra un watímetro/multímetro.

Figura 1 Multímetro/ Watímetro



Fuente: PCE Instruments (6/11/2014)

La mayoría de los analizadores de redes están habilitados para medir las tres fases al mismo tiempo. En la figura 2 se muestra la imagen de un analizador de redes trifásico.

Figura 2 Analizador de redes



Fuente: TES, Test Instruments (6/11/2014)

Los analizadores de redes suelen contar con 3 ó 4 pinzas para medir corriente. Los que cuentan con 4 pinzas como el de la figura 2, además de medir la corriente de cada una de las fases, miden también la corriente por el neutro, mientras que los de 3 pinzas únicamente miden la corriente de las tres fases.

Los analizadores de redes, adicionalmente suelen medir la frecuencia de alimentación eléctrica, así como la energía consumida durante el período de monitoreo. Algunos además pueden medir la distorsión armónica total (THD por sus siglas en inglés), tanto en corriente como en voltaje.

La medición de corriente se debe hacer con pinzas de una capacidad tal que le permita hacer la medición de la corriente con buena precisión. Por esta razón es importante verificar en la hoja de datos de la pinza, cual es el rango de corrientes que ésta puede medir con una precisión razonablemente buena.

Tanto el watímetro/multímetro como el analizador de redes, además de las pinzas o donas para medir corriente, cuentan con puntas o caimanes para medir tensión. El watímetro/multímetro suele contar con 2 puntas para tensión, mientras que el analizador de redes suele contar con 4.

Usualmente los equipos de medición están habilitados para medir valores de tensión de hasta 600 Volts, por lo que si el equipo que se medirá es alimentado con una tensión superior a los 600 Volts, es necesario instalar transformadores de potencial (TP), para reducir el voltaje en el punto de medición por debajo de los 600 Volts. En este caso el valor medido deberá ser afectado por el factor de transformación de dichos transformadores.

Es importante que el equipo de medición que se utilice realice mediciones del valor cuadrático medio (rms por sus siglas en inglés). Por esta razón, antes de adquirir un equipo de medición o utilizarlo para hacer mediciones, hay que verificar en su hoja de datos, que éste realice mediciones *rms*.

## 2.1.2 Guía para realizar mediciones eléctricas

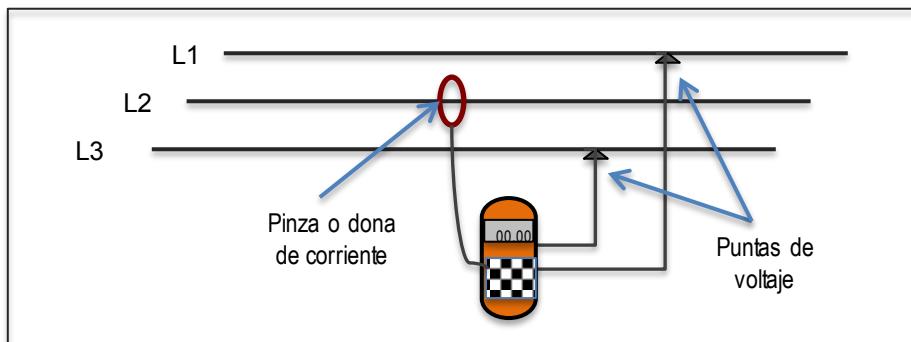
### Mediciones con watímetro/multímetro

Existen diversas configuraciones para medir con un watímetro/multímetro, las cuales pueden variar de un equipo a otro. Por ello, en cualquier caso es necesario leer el manual de usuario del equipo que será utilizado.

La configuración más útil para medir los parámetros eléctricos requeridos por el DE, es la conocida como “medición trifásica”. Con esta forma de medir, además de obtener el voltaje entre fases y la corriente de la fase medida, se obtiene la potencia y el factor de potencia trifásicos.

La medición se realiza como se ilustra en la figura 3, con la pinza de corriente en una de las fases y las puntas de voltaje en las otras dos fases. Para obtener la medición en las tres fases, hay que cambiar la pinza de corriente a otra de las fases y las de voltaje siempre en las otras dos.

Figura 3 Configuración para medir con watímetro/multímetro



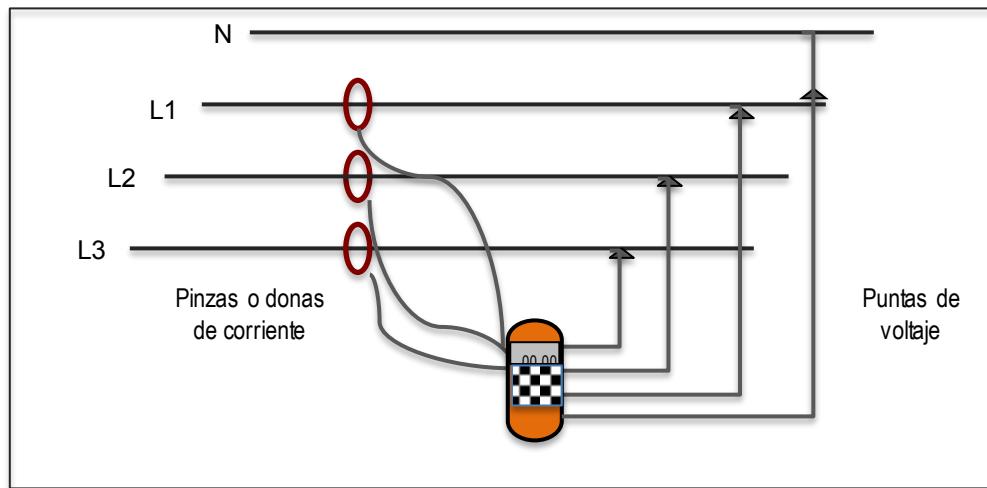
Fuente: El autor

### Mediciones con analizador de redes

Al igual que la medición con watímetro/multímetro, con los analizadores de redes existen varias configuraciones de medición y adicionalmente suele ser necesario programar el equipo para monitorear los parámetros deseados. Por ello, antes de utilizar un analizador de redes es indispensable leer y estudiar el manual de usuario.

La configuración de conexión del analizador de redes más útil para medir los parámetros eléctricos requeridos por el DE, se ilustra en la figura 4. Con esta forma de medir, se podrán obtener al mismo tiempo los valores de la corriente, la potencia y el factor de potencia en cada una de las fases, así como la tensión entre fases y la trifásica. La medición se realiza colocando una pinza de corriente en cada una de las fases –si el analizador cuenta con 4 pinzas, la 4º se deberá conectar al neutro-. Las puntas de voltaje se conectan en cada fase y en el neutro.

Figura 4 Configuración para medir con analizador de redes



Fuente: El autor

## 2.2 Medición de flujo

Los parámetros requeridos son flujo volumétrico y velocidad del fluido dentro de la tubería. Si bien algunos equipos proporcionan ambos parámetros, siempre es posible determinar uno de ellos a partir del otro mediante las siguientes expresiones:

$$Q = v \times \frac{\pi \times D^2}{4}, \quad v = \frac{4 Q}{\pi \times D^2}.$$

Donde:

- $Q$  es el flujo volumétrico ( $\text{m}^3/\text{s}$ ),  
 $v$  es la velocidad del fluido ( $\text{m/s}$ ),  
 $D$  es el diámetro de la tubería ( $\text{m}$ ).

### 2.2.1 Sistemas de medición de flujo

Los sistemas para medir el flujo por una tubería, se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Medición directa con equipos intrusivos
- Medición directa con equipos no intrusivos
- Medición indirecta

### **Equipos intrusivos**

Los equipos intrusivos de medición de flujo son equipos que como su nombre lo indica, van dentro de la tubería y por lo tanto, o son equipos que quedan montados permanentemente en la instalación o que requieren alguna preparación en la tubería, que quedará permanentemente

Para obtener una buena medición de flujo con equipo intrusivo ya existente en la instalación es muy importante que éste se encuentre operativamente en buen estado y que cuente con un certificado de calibración vigente.

En el anexo 3 se presenta una descripción de los principales medidores de flujo intrusivos que existen.

### **Equipos no intrusivos**

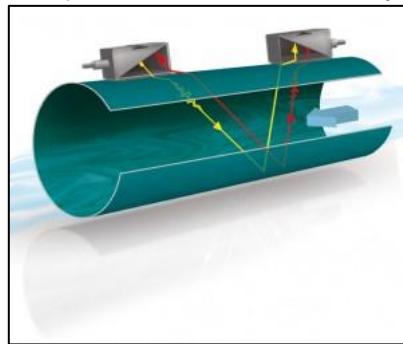
Los equipos no intrusivos de medición de flujo, son equipos que como su nombre lo indica, no se requieren ninguna intervención en la tubería donde se desea medir el flujo. Esto es, el medidor es montado en el exterior del tubo. A falta de un medidor fijo instalado en el equipo de bombeo a evaluar o ante la duda del estadio operativo y/o calibración del mismo, un equipo portátil no intrusivo es la mejor opción para llevar a cabo la medición de flujo.

- **Medidor ultrasónico:** El medidor ultrasónico es prácticamente el único tipo de medidor no intrusivo con que se cuenta en el mercado. Si bien existen algunos medidores que se venden en un carrete para ser instalados de manera permanentemente en una tubería, también los hay portátiles. Éstos últimos son los que se pueden considerar como equipos no intrusivos y es el equipo de medición más recomendado para realizar mediciones cuando no se cuenta con un equipo de medición fijo.

El medidor ultrasónico de flujo, mide por el principio fundamental de que las ondas de sonido que viajan con el flujo se moverán más rápido que las que viajan en contra del flujo. La diferencia de tiempo de tránsito de estas señales es directamente proporcional a la velocidad del flujo del líquido y por consiguiente es posible determinar el flujo volumétrico. Es importante tener en claro datos como tipo de líquido, material y espesor del tubo donde se realizará la medición.

Un par de sensores-emisores de ultrasonido montados en una tubería, uno aguas arriba del otro como se ilustra en la figura 5, detectan la diferencia en del tiempo en tránsito de la señal que viaja del sensor aguas arriba al sensor aguas abajo, y del sensor aguas abajo al sensor aguas arriba. Dicha diferencia del tiempo de tránsito es interpretada por el medidor para determinar el flujo volumétrico dentro del tubo.

Figura 5 Principio de operación del medidor de flujo ultrasónico



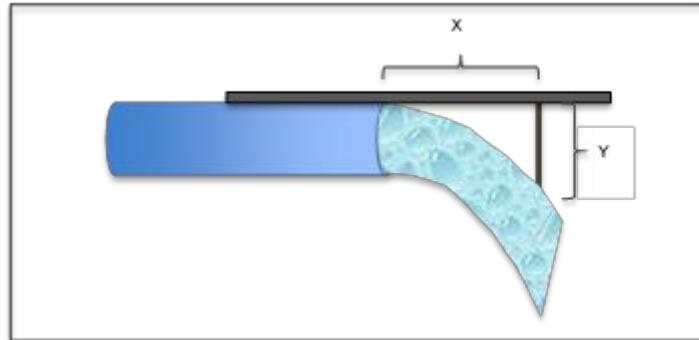
Fuente: Sotermic Ltda. (6/11/2014)

### Sistemas de medición indirecta

A falta de un equipo de medición que directamente nos proporcione el flujo o la velocidad del flujo dentro de la tubería, existe la posibilidad de obtener el flujo mediante uno de los siguientes métodos de medición indirecta.

- **Método de la escuadra:** El método se basa en el hecho de que un chorro de agua saliendo de una tubería con descarga atmosférica, está sometido a dos fuerzas impulsoras: por una parte a la aceleración de la gravedad y por otra parte a la energía cinética con la que el fluido sale del tubo. El método consiste en medir los valores de la distancia horizontal (X) y altura (Y) de la escuadra, como se muestra en la figura 6. La distancia "X" es la comprendida entre el borde del tubo y el borde interior de la sección vertical de la escuadra. La altura "Y" es la comprendida entre la pared interior del borde superior del tubo y el punto donde el chorro de agua empieza a mojar la cara interior de la sección vertical de la escuadra.

Figura 6 Determinación del flujo por el método de la escuadra



Fuente: el autor

- **Volumetría:** La medición de caudal por volumetría es un método indirecto muy sencillo, que puede aplicarse en aquellos casos en los que el 100% del flujo provenga o llegue a un depósito de dimensiones conocidas. El método consiste en determinar la variación del volumen de agua en el depósito con el tiempo, así es que lo que hay que medir es el volumen al inicio del período de medición y el volumen al final. El flujo volumétrico (Q) estará determinado por el cociente entre la variación del volumen ( $\Delta V$ ) y el tiempo transcurrido (t)

$$Q = \Delta V / t.$$

## 2.2.2 Guía para realizar mediciones de flujo

En el caso de que la medición se realice con un equipo fijo en la tubería, de lo único que hay que preocuparse es de que el equipo se encuentre en buenas condiciones operativas y su certificado de calibración se encuentre vigente. Es importante también asegurarse que el equipo esté bien instalado.

En el caso de que la medición se realice con un equipo ultrasónico portátil o se realice la medición por alguno de los métodos indirectos, además de verificar el correcto estado operativo del equipo, es muy importante instalar el equipo y realizar las mediciones siguiendo todos los pasos.

### Guía para realizar mediciones con un flujómetro portátil de ultrasónico.

El manual de usuario de los equipos de medición de flujo ultrasónicos contiene todos los pasos a dar para instalar los sensores y realizar la medición. En esencia el proceso se puede dividir en tres fases:

- **Primera fase.** Lo primero que hay que hacer es programar el equipo. La programación consiste en alimentar los siguientes datos:
  - Diámetro del tubo
  - Espesor de la pared del tubo
  - Material del tubo
  - Tipo de fluido
  - Tipo de sensor a utilizar
  - Tipo de montaje. En el Anexo 1 se presentan una descripción de los diferentes tipos de montaje de los sensores sobre el tubo.

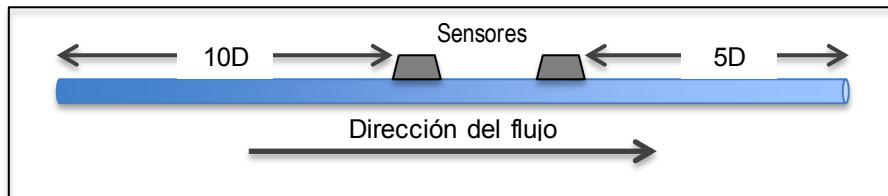
Una vez alimentados todos los datos, el medidor calculará y desplegará en pantalla la separación a la que se deben colocar los sensores.

- **Segunda fase.** Una vez programado el equipo y calculada la separación entre los sensores, lo que sigue es montar los sensores de acuerdo al tipo de montaje seleccionado y con la separación indicada. Para lo anterior es muy importante hacer una buena selección del tramo de la tubería donde se montarán los sensores. El tramo seleccionado debe ser un tramo recto lleno de líquido. Los sensores deben

colocarse en un punto tal que aguas arriba del primero sensor haya al menos una longitud equivalente a 10 diámetros y aguas abajo del segundo sensor una longitud equivalente a 5 diámetros, como se ilustra en la figura 7.

La superficie sobre la que se montarán los sensores deberá ser una superficie lisa y limpia, de preferencia sin pintura. A los sensores se les deberá poner gel en la superficie que estará en contacto con el tubo y se deberá asegurar un contacto sólido entre éstos y el tubo.

Figura 7 Montaje de los sensores



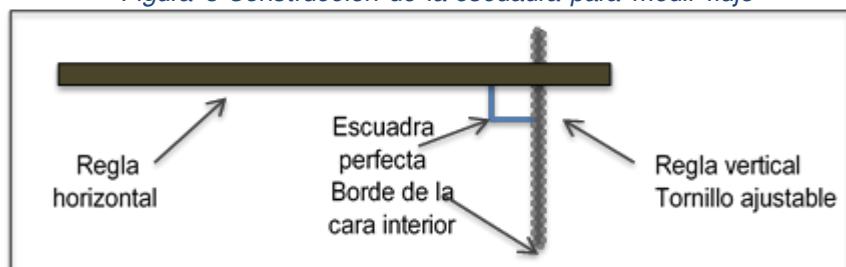
Fuente: El autor

- **Tercera fase.** Una vez montados los sensores y conectados al equipo de medición, el medidor indicará la calidad de la señal que están recibiendo los sensores. Usualmente la escala es de 0 a 100. Valores de 50 en adelante se pueden considerar como buenos, por lo que el dato de flujo que esté indicando el medidor, es un dato correcto. En caso de que la calidad de la señal no sea lo suficientemente buena, esto es que esté por debajo de 50, habrá que acercar o alejar los sensores entre si, para lograr una mejor calidad.

#### Guía para realizar mediciones de flujo con el método de la escuadra.

Para realizar mediciones con este método, lo primero que hay que hacer es construir la escuadra. Ésta puede construirse de madera o metal, pero es muy importante que las dos reglas de la escuadra estén exactamente a  $90^{\circ}$  una de la otra. Es recomendable que la regla vertical sea de altura variable para poderla ajustar a diferentes condiciones de flujo; para ello, ésta puede estar constituida por un tornillo que entre y salga de la regla horizontal, como se ilustra en la figura 8.

Figura 8 Construcción de la escuadra para medir flujo



Fuente: El autor

El método aplica para medir el flujo que fluye por un tubo a descarga atmosférica, ya que lo que se medirá es la trayectoria del “chorro” de salida como se ilustra en la figura 6. El tubo debe ser de sección constante, estar completamente horizontal y sus bordes bien recortados. Para realizar la medición se debe colocar la regla horizontal sobre el tubo, e irlo deslizando hacia adelante o hacia atrás, hasta conseguir que el borde de la cara interior de la regla vertical toque al chorro de fluido. En esa posición se debe medir la distancia horizontal “X” entre la cara interior de la regla vertical y el borde del tubo, así como la longitud “Y” dada por la diferencia entre la longitud de la regla vertical y el espesor del tubo.

Finalmente el flujo estará dado por la siguiente ecuación:

$$Q = \frac{\pi D^2 X}{4} \sqrt{\frac{g}{2 Y}},$$

Donde: Q es el flujo volumétrico  
D es el diámetro de la tubería  
Y es la altura de la escuadra formada por el borde del chorro a una distancia X de la salida del tubo (ver figura 6.)

## 2.3 Medición de nivel del pozo o depósito de succión

Lo primero que hay que hacer para realizar mediciones de nivel en una instalación de bombeo, es fijar una línea de referencia, a partir de la cual se medirán los niveles. Dicha línea de referencia usualmente coincide con el nivel de piso de la estación de bombeo.

El nivel del depósito de succión (Ns) es la distancia vertical entre el nivel de referencia y el espejo de agua de donde se está bombeando el agua, en condiciones de operación normal y estable. La medición puede realizarse con una sonda de nivel o con un flexómetro (cinta métrica), dependiendo de las condiciones del lugar. El valor podrá ser negativo o positivo, dependiendo de si el nivel se encuentra por debajo o por encima de la línea de referencia.

En el caso de pozos, el nivel de succión corresponde a su nivel dinámico (ND); esto es, a la distancia entre el espejo de agua y la línea de referencia, con el equipo en operación y en condiciones estables. El nivel estático (NE) del pozo se refiere a la distancia entre el espejo del agua con la bomba parada y el nivel de referencia.

Si durante la medición en un cárcamo o tanque, el nivel del agua cambia de posición significativamente, entonces la medición del nivel de succión debe hacerse de manera simultánea a las mediciones de caudal, presión y parámetros eléctricos.

### 2.3.1 Sondas de nivel.

En aquellos casos en los que el nivel de succión no pueda ser medido con un flexómetro directamente, será necesario utilizar una sonda de nivel. Existen básicamente dos tipos de sondas de nivel: la sonda eléctrica y la sonda neumática.

### **Sonda Eléctrica.**

La sonda eléctrica de nivel permite medir de manera puntual el nivel estático y dinámico en pozos. La punta de la sonda contiene dos electrodos metálicos conectados por el otro extremo a una fuente de energía (pilas eléctricas) en serie con una alarma sonora y luminosa.

El nivel de agua se detecta por conductividad. Cuando la sonda toca la superficie del agua se establece un contacto eléctrico entre los electrodos metálicos, activando con ello la señal sonora y luminosa. La longitud de la sonda en ese punto corresponde a la distancia existente al espejo de agua.

Para que la medición se pueda realizar sin dificultad, es indispensable que el pozo esté habilitado con un porta-sonda; esto es con una manguera dentro del pozo por cuyo interior se introduzca la sonda. Si el pozo no cuenta con el porta-sonda, es muy probable que si se pueda meter la sonda directamente en el pozo, pero se corre el riesgo que la sonda se atore y se pierda parte de ella al atorarse ésta con cualquier obstáculo que encuentre en el trayecto.

*Figura 9 Sonda eléctrica de nivel*



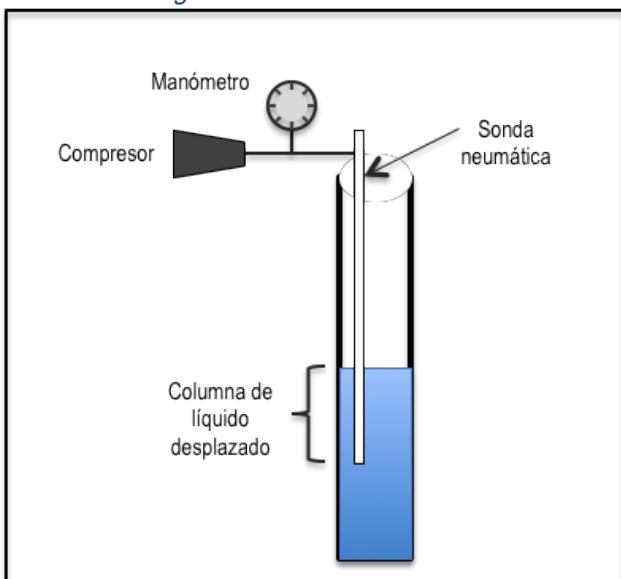
Fuente: PLM Equipements (6/11/2014)

### **Sonda Neumática**

La sonda neumática consiste de una manguera de longitud conocida a prueba de fugas, instalada en el pozo. La longitud de la sonda debe ser tal que una parte de ella siempre quede por debajo del nivel dinámico del pozo. En el extremo superior de la sonda, a boca de pozo, se instala un manómetro y se inyecta aire con un compresor. Ver figura 10.

Conforme se va presurizando la tubería con el aire, la columna de agua dentro de la sonda se irá desplazando hacia abajo, una vez que se desplace toda la columna de agua de la sonda y el aire empiece a escapar por el extremo inferior de la sonda, la presión en el manómetro dejará de subir. La presión indicada en el manómetro será igual a la presión de la columna de agua desplazada, así es que esa presión convertida a metros de columna de agua, será igual a la longitud de la manguera bajo el agua y el nivel del pozo quedará definido como la diferencia entre la longitud de la sonda y la longitud de la manguera sumergida.

Figura 10 Sonda neumática



Fuente: El autor

### 2.3.2 Guía para realizar mediciones de nivel

#### Medición con sonda de nivel

El primer paso para realizar una medición con sonda nivel es verificar el estado operativo de la sonda y de las alarmas, para ello hay que meter los electrodos en un recipiente con agua y comprobar que efectivamente se cierra el circuito y se activan las alarmas sonora y luminosa.

Una vez verificado el correcto estado operativo de la sonda, el siguiente paso consiste en meter la sonda por el porta-sonda. En el momento que se active la alarma se debe dejar de meter y empezar a sacar poco a poco hasta que los electrodos salgan del agua y se abra el circuito.

Para asegurarse que efectivamente la sonda se encuentra en el espejo de agua, hay que meter un poco la sonda y verificar que se vuelva a cerrar el circuito y sacar para verificar que se abre el circuito. Acto seguido hay que marcar la sonda y medir la longitud de ésta.

#### Medición con sonda neumática

La medición con sonda neumática es un procedimiento muy sencillo, que consiste en conectar el compresor a la sonda y poner en marcha al compresor. Hay que estar observando el manómetro para detectar en que momento deja de subir la presión. Una vez que deje de subir la presión, es recomendable dejar el compresor funcionando unos

30 segundos, para asegurar que efectivamente ya no sube más la presión. En ese momento hay que tomar la lectura de la presión.

## **2.4 Medición de presión**

Para realizar las mediciones de presión, usualmente se utilizan manómetros de Bourdon, aunque también hay manómetros electrónicos. Los manómetros que contienen glicerina son más recomendables que los que no contienen glicerina, pero al final lo que es importante es que el manómetro tenga una buena precisión y se encuentre calibrado. Los manómetros de Bourdon tienen una mejor precisión en el tercio medio de su escala, por lo que la medición hay que hacerlo con un manómetro de escala tal, que el valor de la presión se encuentre en el tercio medio de su escala. No es recomendable realizar la medición con los manómetros instalados en la tubería, máxime si estos ya tienen mucho tiempo ahí instalados, por lo que se recomienda que la medición se realice con manómetros nuevos o que tengan poco tiempo de uso.

### 3. METODOLOGÍA DEL DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO A OMAP

#### 3.1 Trabajos en campo

El objetivo de los trabajos en campo es el de recabar toda la información necesaria para completar el diagnóstico energético al OMAP. El trabajo consiste en recabar datos de placa de los equipos, así como datos de operación, mantenimiento e historial de consumo de energía por una parte y por la otra hacer mediciones de los parámetros eléctricos e hidráulicos de operación. Los trabajos del DE se pueden agrupar en 9 pasos, de los cuales los dos primeros corresponden a los trabajos en campo:

**Paso 1. Recabar datos** (en el Anexo 5a se presenta una propuesta de formatos para realizar esta actividad)

##### 1.1 Parámetros hidráulicos

- Tipo de bomba
  - Turbina vertical
  - Sumergible
  - Horizontal
- Material de la tubería
  - Acero
  - PVC o similar
  - Poliéster reforzado con fibra de vidrio
  - Otro (indicar la rugosidad)

##### 1.2 Parámetros del motor

- Potencia nominal del motor: HPn
- Tipo de motor: TM
  - Abierto (motor que cuenta con aberturas para ventilación)
  - Cerrado (motor que no cuenta con aberturas para ventilación)
  - Sumergible (motor utilizado en las bombas sumergibles)
- Eficiencia nominal (si disponible en la placa):  $\eta_m$
- Año de adquisición del motor: año
- Tensión nominal: Vn (Volts)
- Número de polos: NP

##### 1.3 Parámetros del alimentador eléctrico al arrancador

- Longitud del conductor:  $Lc_1$  (m)
- Calibre del conductor:  $Cc_1$
- Número de hilos por fase:  $\#hc_1$

##### 1.4 Parámetros del alimentador eléctrico al motor

- Longitud del conductor:  $Lc_2$  (m)
- Calibre del conductor:  $Cc_2$
- Número de hilos por fase:  $\#hc_2$

##### 1.5 Parámetros de operación y mantenimiento

- Descripción de la operación; es importante señalar si el equipo descarga directo a la red de distribución, o al tanque, o a la red con excedentes a tanque, así como sí opera o no por tandeo.
- Número de horas de operación del equipo: #hOp (h/mes). Si el
- Número de rebochinados del motor eléctrico: #R

#### 1.6 Historial de consumo de energía

- Tarifa contratada
- Consumo,
- Demanda máxima y/o facturable
- Factor de carga
- Factor de potencia e
- Importe de la factura mensual de los últimos 12 meses.

En caso de tarifa horaria, los consumos y demandas por horario de consumo.

### **Paso 2. Realizar mediciones** (en el Anexo 5c se presenta una propuesta de formatos para realizar esta actividad)

#### 2.1 Parámetros hidráulicos

- Nivel dinámico: ND (m)
- Altura del manómetro sobre el nivel de referencia: Xm (m)
- Presión registrada por el manómetro en el tren de descarga P: (kg/cm<sup>2</sup>)
- Flujo volumétrico: Q (m<sup>3</sup>/s)
- Temperatura del agua: T (°C)
- Diámetro de la tubería donde se midió el flujo: D (m)

#### 2.2 Parámetros eléctricos

- Potencia eléctrica demandada en el arrancador: Pe (kW)
- Tensión entre fases en el arrancador
  - Vab (Volts)
  - Vbc (Volts)
  - Vca (Volts)
- Corriente demandada por fase en el arrancador
  - Ia (A)
  - Ib (A)
  - Ic (A)

### **3.2 Trabajos en gabinete**

Los trabajos de gabinete consisten en el procesamiento y análisis de toda la información recabada en campo, para identificar las áreas de oportunidad de ahorro y evaluar las medidas de ahorro a implementar para el aprovechamiento de dichas áreas de oportunidad.

### **Paso 3. Calcular las pérdidas en los conductores eléctricos**

#### 3.1 Resistencia de los conductores eléctricos

- Conductor alimentador al arrancador:  $R_{C1}$  (anexo 2)
- Conductor alimentador al motor:  $R_{C2}$  (anexo 2)

#### 3.2. Corriente promedio demandada

- $I_{prom} = (I_a + I_b + I_c) / 3$

#### 3.3 Pérdidas en los conductores eléctricos

- Pérdidas en el alimentador al arrancador

$$Pr_{C1} = 3 \times \#h_{C1} \times (I_{prom}/\#h_{C1})^2 \times R_{C1}$$

- Pérdidas en el alimentador al motor

$$Pr_{C2} = 3 \times \#h_{C2} \times (I_{prom}/\#h_{C2})^2 \times R_{C2}$$

- Pérdidas totales en los conductores

$$Pr_C = Pr_{C1} + Pr_{C2}$$

### **Paso 4. Calcular la potencia eléctrica demandada a la red**

$$Pe_D = Pe + Pr_{C1}$$

### **Paso 5. Calcular las pérdidas y la eficiencia de operación del motor**

#### 5.1 Potencia eléctrica suministrada al motor

$$Pe_S = Pe - Pr_{C2}$$

#### 5.2 Desbalance de corriente

$$DI = \frac{\max((\max(I_a, I_b, I_c) - I_{prom}), (I_{prom} - \min(I_a, I_b, I_c)))}{I_{prom}}$$

#### 5.3. Voltaje promedio alimentado

$$V = (V_{ab} + V_{bc} + V_{ca})/3$$

#### 5.4. Desbalance de voltaje

$$DV = \frac{\max((\max(V_{ab}, V_{bc}, V_{ca}) - V), (V - \min(V_{ab}, V_{bc}, V_{ca})))}{V}$$

#### 5.5. Pérdida de eficiencia del motor por desbalance de voltaje

$$\Delta\eta_{DV} = 0.5406 \times DV$$

#### 5.6. Variación del voltaje alimentado con respecto al nominal

$$VV = (V - Vn)/Vn$$

#### 5.7. Pérdida de eficiencia del motor por variación de voltaje

$$\Delta\eta_{VV} = 1.334 \times VV^2 - 0.01664 \times VV + 0.0000336$$

#### 5.8. Pérdida de eficiencia del motor por rebobinado

- Si  $\#R = 0 \quad \Delta\eta_{REB} = 0$
- Si  $\#R = 1 \quad \Delta\eta_{REB} = 2.5\%$
- Si  $\#R \geq 2 \quad \Delta\eta_{REB} = 3.0\%$

#### 5.9. Pérdida de eficiencia total

$$\Delta\eta = \Delta\eta_{DV} + \Delta\eta_{VV} + \Delta\eta_{REB}$$

#### 5.10. Eficiencia nominal del motor

La eficiencia nominal del motor es un dato de diseño del motor y debe ser proporcionada por el fabricante. La eficiencia depende del factor de carga, por lo que los fabricantes usualmente proporcionan una curva de eficiencia vs factor de carga o los valores de eficiencia en 4 puntos: 25%, 50%, 75% y 100% de carga.

En caso de no contar con el dato de la eficiencia de diseño del motor, se pueden usar los datos de otro motor similar en cuanto a HP, Tensión y tipo de motor. En la revista No. 43 del FIDE (ANEXO 1. Tablas de eficiencia de motores estándar y de alta eficiencia, páginas 32 a 37) se encuentran publicados datos de la eficiencia promedio de motores eléctricos desde 5 hasta 200 HP, cerrados y abiertos, tanto de eficiencia estándar como de alta eficiencia.

#### 5.11. Factor de carga

El factor de carga del motor está dado por el cociente entre la potencia mecánica demandada al motor y la potencia nominal de éste. Dado que la potencia mecánica demandada es igual a la potencia eléctrica por la eficiencia del motor, podemos definir el factor de carga de la siguiente manera:

$$FC = \frac{Pe_s \times (\eta_m - \Delta\eta)}{HPn \times 0.746}$$

#### 5.12. Determinar la eficiencia real del motor

Obsérvese que tanto en la ecuación del FC como en la gráfica de la eficiencia del motor, se está usando el término  $(\eta_m - \Delta\eta)$ , esto es la eficiencia nominal menos pérdidas de eficiencia, el cual corresponde a la eficiencia real de operación del motor:

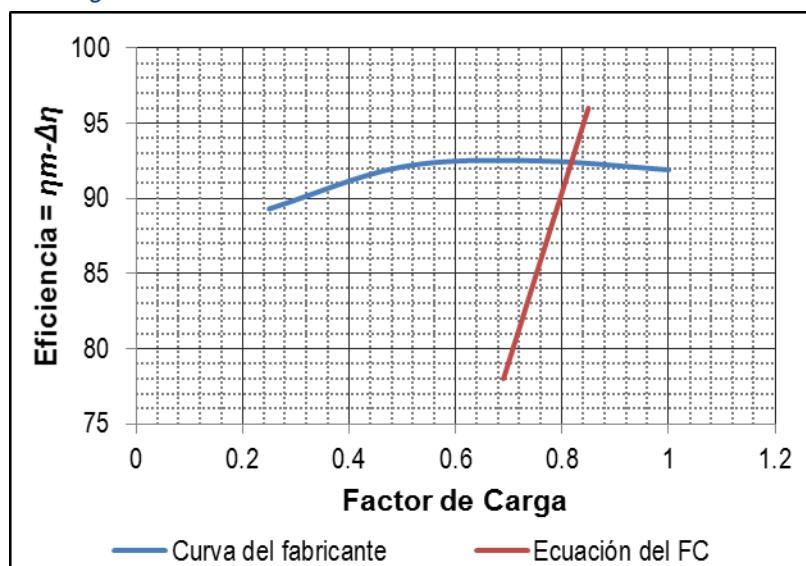
$$\eta'_m = \eta_m - \Delta\eta$$

La eficiencia del motor al factor de carga de operación, se puede obtener resolviendo el sistema de ecuaciones compuestas por la curva de eficiencia del motor y la ecuación anterior, como se ilustra en la figura 11.

Como se puede observar en el ejemplo de la figura 11, la eficiencia nominal del motor en las condiciones de operación es de 92.4% y el factor de carga de 81.9%

El sistema puede ser resuelto gráficamente como se hizo en este caso, o resolviendo matemáticamente el sistema de dos ecuaciones con dos incógnitas, o bien por iteraciones sucesivas.

*Figura 11 Determinación de la eficiencia nominal del motor*



Fuente: El Autor

### 5.13. Calcular las pérdidas totales en el motor

$$Pr_m = Pe_S \times (1 - \eta'_m)$$

## Paso 6. Calcular la carga de bombeo

### 6.1. Área de la sección transversal de la tubería (tubería de la columna en el caso de bombas de pozo o verticales y tubería de succión en el caso de bombas horizontales)

$$A = \Pi \times \frac{D^2}{4}$$

6.2. Velocidad del agua dentro de la tubería:  $v$  (m/s)

$$v = Q/A$$

6.3. Rugosidad de la tubería

La rugosidad es una propiedad de los materiales de construcción de la tubería:

- Acero:  $\varepsilon = 0.046$  mm
- PVC o similar:  $\varepsilon = 0.0015$  mm
- Poliéster.  $\varepsilon = 0.01$  mm

6.4. Viscosidad cinemática del agua:  $\mu$  [ $m^2/s$ ]

- La viscosidad cinemática del agua es una propiedad del fluido que depende de su temperatura. En el Anexo 7 se presenta una tabla con los valores de la viscosidad del agua para diferentes temperaturas y en la siguiente ecuación se presenta el ajuste polinomial de dichos valores, el cual puede ser usada para calcular la viscosidad cinemática del agua para temperaturas de entre 10 y 60 grados Celsius.

$$\mu = (2.73304710^{-10}) \times T^2 - (3.512447 \times 10^{-8}) \times T + (1.607477 \times 10^{-6})$$

6.5. Número de Reynolds

$$Re = \frac{v \times D}{\mu}$$

6.6. El coeficiente de fricción en la tubería se determina por medio de la ecuación de Colebrook-White

$$1/\sqrt{f} = -2 \log [(\varepsilon/(3.71 \times D)) + (2.51/(Re \times \sqrt{f}))]$$

6.7. Pérdidas de carga por fricción en la tubería

$$hfr = f \times (L/D) \times (v^2/2g)$$

6.8. Carga de bombeo:

$$H = ND + Xm + (P \times 10) + hfr + v^2/2g$$

## **Paso 7. Calcular las pérdidas y la eficiencia de la bomba**

7.1. Potencia hidráulica:

$$Ph = Q \times H \times 9.81 \times \rho$$

## 7.2. Eficiencia electromecánica

$$\eta_{em} = Ph/Pe_s$$

## 7.3. Eficiencia de la bomba

$$\eta_b = \eta_{em}/(\eta'_m \times (1 - \%Pr_{div}))$$

Donde:  $\%Pr_{div}$  corresponde al conjunto de pérdidas electromecánicas diversas expresadas en porcentaje, que no entran dentro de las pérdidas de la bomba ni del motor. Mismas que de acuerdo al estudio realizado por HydraTek (A Pump Efficiency Assessment and Awareness Pilot Study, May 2013) son del orden del 9%

## 7.4. Pérdidas totales en la bomba

$$Pr_b = (Pe_s - Pr_m) \times (1 - \%Pr_{div}) \times (1 - \eta_b)$$

## 7.5. Pérdidas diversas

$$Pr_{div} = (Pe_s - Pr_m) \times \%Pr_{div}$$

## **Paso 8. Calcular las pérdidas en la tubería de succión**

$$Pr_{ts} = hfr \times Q \times 9.81$$

## **Paso 9. Calcular la potencia útil y elaborar el balance de energía**

### 9.1. Potencia útil

$$P_u = Pe_D - Pr_c - Pr_m - Pr_b - Pr_{div} - Pr_{ts}$$

### 9.2 Balance de energía

Concepto	Porcentaje de la energía total consumida
Pérdidas en los conductores	$Pr_c/Pe_D \times 100$
Pérdidas en el motor	$Pr_m/Pe_D \times 100$
Pérdidas en la bomba	$Pr_b/Pe_D \times 100$
Pérdidas electromecánicas diversas	$Pr_{div}/Pe_D \times 100$
Pérdidas en la tubería	$Pr_{ts}/Pe_D \times 100$
Potencia útil	$P_u/Pe_D \times 100$
Total	100%

## 4. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE MEDIDAS DE AHORRO

En esta sección se presenta una descripción de las principales medidas de ahorro de energía susceptibles a ser implementadas en los OMAP, tanto de aquellas medidas que requieren inversiones para su implementación, como de aquellas medidas de baja o nula inversión.

### 4.1 Sustitución del conjunto motor-bomba.

**Condición observada durante el diagnóstico:** La implementación de esta medida aplicará en cualquiera de los siguientes casos:

- Las eficiencias tanto de la bomba como del motor son bajas
- El equipo (motor-bomba) se encuentra sobredimensionado y por lo tanto trabajando con baja eficiencia electromecánica.

**Descripción de la medida de ahorro:** La medida de ahorro consiste en la sustitución del equipo por un nuevo conjunto motor-bomba, que presente una mejor eficiencia en el punto de operación.

#### Procedimiento de cálculo:

- Paso 1. Colectar los siguientes datos iniciales:
  - Eficiencia electromecánica actual:  $\eta_{em}$
  - Potencia eléctrica demandada:  $Pe$  (kW)
  - Costo unitario de la energía: CUE (\$/kWh)
  - Importe de la facturación actual: F\$ (\$/mes)
  - Operación: #hOp (horas/mes)
- Paso 2. Selección del equipo propuesto:
  - Eficiencia del motor:  $\eta'_m$
  - Eficiencia de la bomba:  $\eta'_b$
  - Monto de la inversión: Inv (\$)
- Paso 3. Cálculo de las condiciones de operación esperadas
  - Cálculo de la eficiencia electromecánica. La eficiencia electromecánica esperada es el producto de la eficiencia de la bomba y la eficiencia del motor, menos un conjunto de pérdidas diversas que en conjunto representan el 9%. Entonces:
$$\eta'_{em} = \eta'_b \times \eta'_m \times (1 - 0.09)$$
  - Cálculo de la potencia eléctrica que se demandará
$$Pe' = Pe \times \frac{\eta_{em}}{\eta'_{em}}$$
  - Cálculo del consumo mensual de energía esperado:

$$E' = Pe' \times \#hOp$$

- Cálculo del importe mensual esperado de la facturación:

$$F\$' = E' \times CUE$$

- Paso 4. Evaluación económica de la medida

- Cálculo de los ahorros a obtener:

$$\Delta F\$ = F\$ - F\$'$$

- Cálculo del período simple de retorno de la inversión en meses

$$PSRI = Inv / \Delta F\$$$

En el Anexo 6a se presenta un formato con la información requerida para evaluar esta medida de ahorro con el software Pik-Já.

## 4.2 Sustitución de la bomba.

**Condición observada durante el diagnóstico:** La implementación de esta medida aplicará cuando la sustitución de la bomba sea rentable, pero la sustitución del motor no sea rentable, ya sea por que este en buen estado y presente una buena eficiencia aún con la bomba propuesta o por que el equipo opere pocas hora y no resulte rentable la sustitución del motor.

**Descripción de la medida de ahorro:** La medida consiste en la sustitución de la bomba por una bomba que presente una mejor eficiencia en el punto de operación y mantener el motor actual.

### Procedimiento de cálculo

- Paso 1. Colectar los siguientes datos iniciales:

- Eficiencia electromecánica actual:  $\eta_{em}$
  - Eficiencia del motor actual:  $\eta_m$
  - Potencia eléctrica demandada:  $Pe$  (kW)
  - Costo unitario de la energía:  $CUE$  (\$/kWh)
  - Importe de la facturación actual:  $F\$$  (\$/mes)
  - Operación:  $\#hOp$  (horas/mes)

- Paso 2. Selección del equipo propuesto:

- Eficiencia de la bomba:  $\eta'_b$
  - Monto de la inversión:  $Inv$  (\$)

- Paso 3. Cálculo de las condiciones de operación esperadas

- Cálculo de la eficiencia electromecánica. La eficiencia electromecánica esperada es el producto de la eficiencia de la bomba y la eficiencia del

motor, menos un conjunto de pérdidas diversas que en conjunto representan el 9%. Entonces:

$$\eta'_{em} = \eta_b' \times \eta_m \times (1 - 0.09)$$

- Cálculo de la potencia eléctrica que se demandará.

$$Pe' = Pe \times \frac{\eta_{em}}{\eta'_{em}}$$

- Cálculo del consumo mensual de energía esperado:

$$E' = Pe' \times \#hOp$$

- Cálculo del importe mensual esperado de la facturación:

$$F\$' = E' \times CUE$$

- Paso 4. Evaluación económica de la medida

- Cálculo de los ahorros mensuales a obtener:

$$\Delta F\$ = F\$ - F\$'$$

- Cálculo del período simple de retorno de la inversión en meses

$$PSRI = \frac{Inv}{\Delta F\$}$$

En el Anexo 6c se presenta un formato con la información requerida para evaluar esta medida de ahorro con el software Pik-Já.

#### 4.3 Sustitución del motor.

**Condición observada durante el diagnóstico:** La implementación de esta medida aplicará cuando el motor presente una baja eficiencia energética y la bomba presente una eficiencia energética adecuada o no sea rentable su sustitución.

**Descripción de la medida de ahorro:** La medida consiste en la sustitución del motor actual por un motor que presente una mejor eficiencia en el punto de operación y mantener la bomba actual.

#### Procedimiento de cálculo:

- Paso 1. Colectar los siguientes datos iniciales:
  - Eficiencia del motor actual:  $\eta_m$
  - Potencia eléctrica demandada:  $Pe$  (kW)
  - Costo unitario de la energía:  $CUE$  (\$/kWh)
  - Importe de la facturación actual:  $F\$$  (\$/mes)
  - Operación:  $\#hOp$  (horas/mes)
  - Mediciones de voltaje entre fases:  $V_{ab}$ ,  $V_{bc}$ ,  $V_{ca}$
- Paso 2. Selección del equipo propuesto:
  - Eficiencia nominal del motor:  $\eta'_m$

- Monto de la inversión: Inv (\$)
- Paso 3. Cálculo de las condiciones de operación esperadas
  - Cálculo del voltaje entre fases promedio
 
$$V = (V_a + V_b + V_c)/3$$
  - Cálculo del desbalance de voltaje
 
$$DV = \frac{\max((\max(V_{ab}, V_{bc}, V_{ca}) - V), (V - \min(V_{ab}, V_{bc}, V_{ca})))}{V}$$
  - Cálculo de la pérdida de eficiencia del motor por desbalance de voltaje
 
$$\Delta\eta_{DV} = 0.5406 \times DV$$
  - Cálculo de la variación del voltaje alimentado con respecto al nominal
 
$$VV = (V - V_n)/V_n$$
  - Cálculo de la pérdida de eficiencia del motor por variación de voltaje
 
$$\Delta\eta_{VV} = 1.334 \times VV^2 - 0.01664 \times VV + 0.0000336$$
  - Cálculo de la eficiencia ajustada del motor propuesto
 
$$\eta''_m = \eta'_m - \Delta\eta_{DV} - \Delta\eta_{VV}$$
  - Cálculo de la potencia eléctrica que se demandará.
 
$$Pe' = Pe \times \frac{\eta_m}{\eta''_m}$$
  - Cálculo del consumo mensual de energía esperado:
 
$$E' = Pe' \times \#hOp$$
  - Cálculo del importe mensual esperado de la facturación:
 
$$F\$' = E' \times CUE$$
- Paso 4. Evaluación económica de la medida
  - Cálculo de los ahorros mensuales a obtener:
 
$$\Delta F\$ = F\$ - F\$'$$
  - Cálculo del período simple de retorno de la inversión en meses

$$PSRI = \frac{Inv}{\Delta F\$}$$

En el Anexo 6b se presenta un formato con la información requerida para evaluar esta medida de ahorro con el software Pik-Já.

#### 4.4 Compensación del factor de potencia.

**Condición observada durante el diagnóstico:** La implementación de esta medida aplicará en cualquiera de los siguientes casos:

- El factor de potencia está por debajo de 0.9 y ocasiona un cargo por bajo factor de potencia.
- El factor de potencia está ligeramente por encima de 0.9, pero se quiere obtener una mayor bonificación por factor de potencia.

**Descripción de la medida de ahorro:** La medida consiste en instalar un banco de capacitores para incrementar el factor de potencia a un valor cercano a 0.98.

**Procedimiento de cálculo:**

- Paso 1. Colectar los siguientes datos iniciales:
  - Factor de potencia actual: FP
  - Energía promedio consumida actualmente: E (kWh/mes)
  - Importe de la facturación actual: F\$ (\$/mes)
  - Operación: #hOp (horas/mes)
- Paso 2. Selección del equipo propuesto:
  - Capacidad del banco de capacitores: CBC (kVAr)
  - Monto de la inversión: Inv (\$)
- Paso 3. Cálculo de las condiciones de operación esperadas
  - Factor de potencia esperado

$$FP' = \frac{E}{\sqrt{\left(E \times \sqrt{\left(\frac{1}{FP^2} - 1\right)} - CBC \times \#hOp\right)^2 + E^2}}$$

- Paso 4. Evaluación económica de la medida
  - Cálculo de los ahorros a obtener:

Si:  $FP < 0.9$

$$\Delta F\$ = \frac{F\$}{1 + 0.6 \times \left(\frac{0.9}{FP} - 1\right)} \times \left( \left(0.6 \times \left(\frac{0.9}{FP} - 1\right)\right) + \left(0.25 \times \left(1 - \frac{0.9}{FP}\right)\right) \right)$$

Si:  $FP \geq 0.9$

$$\begin{aligned} \Delta F\$ &= F\$ \times \left(1 + 0.25 \times \left(1 - \frac{0.9}{FP}\right)\right) \\ &\times \left(0.25 \times \left(1 - \frac{0.9}{FP'}\right) - 0.25 \times \left(1 - \frac{0.9}{FP}\right)\right) \end{aligned}$$

- Cálculo del período simple de retorno de la inversión en meses

$$PSRI = \frac{Inv}{\Delta F\$}$$

En el Anexo 6d se presenta un formato con la información requerida para evaluar esta medida de ahorro con el software Pik-Já.

#### 4.5 Instalación de variador de velocidad.

**Condición observada durante el diagnóstico:** La implementación de esta medida aplicará en aquellos casos donde se tengan bombeos directos a la red y ello ocasiona variaciones de presión en la red.

**Descripción de la medida de ahorro:** La medida consiste en instalar un variador de velocidad de estado sólido al equipo de bombeo, el cual regulará la presión en la tubería. Para ello, la medida incluye la instalación de un sensor-transductor de presión en la tubería. La señal de dicho transductor irá al variador de velocidad y éste, cuando detecte que la presión se incrementa por una reducción en la demanda de caudal, mandará bajar la velocidad de operación y cuando la presión suba mandará incrementar la velocidad.

#### Procedimiento de cálculo:

- Paso 1. Colectar los siguientes datos iniciales:
  - Nivel del depósito de succión ND (m)
  - Altura del manómetro sobre la referencia: Xm (m)
  - Energía promedio consumida actualmente: E (kWh/mes)
  - Costo unitario de la energía: CUE (\$/kWh)
  - Operación: #dOp (días/mes)
  - Condiciones de operación (caracterizar las condiciones de operación en 3 escalones, indicando para cada uno de ellos: presión, caudal y duración promedio, como se indica en la siguiente tabla)

Condición / Escalón	Presión "P" (kg/cm <sup>2</sup> )	Caudal "Q" (lps)	Duración promedio "t" (h/día)
1			
2			
3			

- Paso 2. Selección del equipo propuesto:
  - Capacidad del VW: CVW (HP)
  - Presión a sostener: P'
  - Monto de la inversión: Inv (\$)
- Paso 3. Evaluación económica de la medida
  - Cálculo de los ahorros a obtener

$$\Delta F\$ = \frac{\sum_{i=1}^3 Q_i \times t_i \times (ND + Xm + P_i) - (ND + Xm + P') \times \sum_{i=1}^3 Q_i \times t_i}{\sum_{i=1}^3 Q_i \times t_i \times (ND + Xm + P_i)} \times E \times CUE$$

- Cálculo del período simple de retorno de la inversión

$$PSRI = \frac{Inv}{\Delta F\$}$$

En el Anexo 6e se presenta un formato con la información requerida para evaluar esta medida de ahorro con el software Pik-Já.

## 4.6 Medidas de ahorro de nula o baja inversión.

### 4.6.1 Cambio de tarifa

Antes de proceder a cambiar de tarifa de suministro de energía eléctrica, hay que tomar en cuenta lo siguiente:

- Los costos de la energía varían mes a mes y no necesariamente en la misma proporción todas las tarifas, por lo que eventualmente alguna tarifa en la que hoy resulte más económico contratar el servicio, dentro de algunos meses, podría resultar más cara.
- Una vez habiéndose cambiado de tarifa es obligatorio permanecer en ella al menos 12 meses.
- Para contratar algunas tarifas es requisito hacer una revisión de las instalaciones eléctricas por parte de una Unidad Verificadora de Instalaciones Eléctricas (UVIE), por lo que si no se cuenta con la firma de la UVIE, será necesario contratar el servicio y éste tiene un costo.
- El depósito de garantía es diferente de una tarifa a otra, por lo que es probable que haya que actualizar dicho depósito, en algunos casos la actualización será hacia arriba por lo que habrá que depositar la diferencia, pero en otros casos será hacia abajo, por lo que se podrá recuperar la diferencia.

Por lo anterior, antes de solicitar el cambio de tarifa a la compañía suministradora es indispensable analizar con todo cuidado las implicaciones del cambio de tarifa.

El cambio de tarifa puede aplicar en cualquiera de los casos indicados en el Anexo 4

### 4.6.2 Administración de la demanda

La administración de la demanda es una medida que presenta un impacto significativo en la facturación eléctrica, particularmente en aquellos servicios donde la energía eléctrica es suministrada en alguna de las tarifas horarias, tales como la tarifa HM y las tarifas en alta

tensión. La medida se basa en el hecho de que el peso de la demanda en horario de punta sobre la demanda facturable es muy alto y por lo tanto una reducción en la demanda durante el horario de punta tendrá un impacto muy grande en la demanda facturable.

La demanda facturable en las tarifas horarias se calcula mediante la siguiente expresión:

$$DF = DP + (FRI \times \max(DI - DP, 0)) + (FRB \times \max(DB - DPI, 0))$$

Donde: DF es la demanda facturable

DP es la demanda máxima en horario de punta

DI es la demanda máxima en horario intermedio

DB es la demanda máxima en horario de base

DPI es la demanda máxima en horario de punta e intermedio

FRI y FRB son los factores de reducción indicados en la tabla siguiente

#### Factores de reducción para la tarifa HM

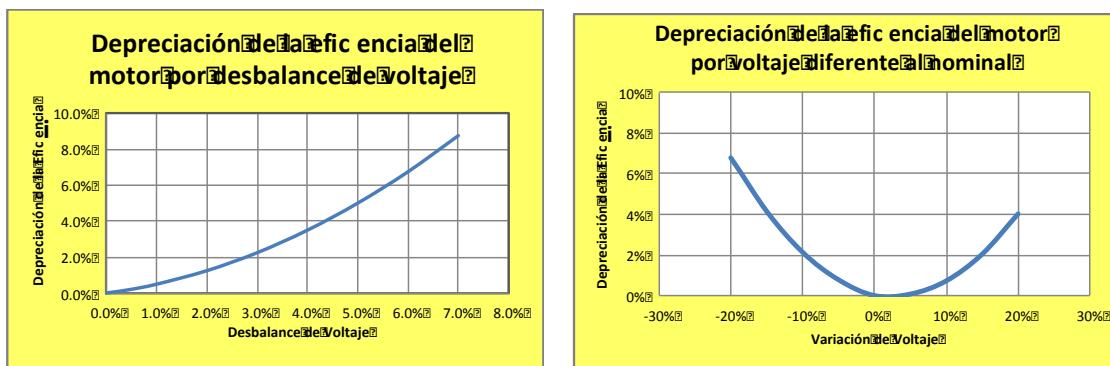
(fuente [www.cfe.gob.mx](http://www.cfe.gob.mx); fecha de consulta 18 de Octubre de 2014)

Región	Tarifas en media tensión		Tarifas en alta tensión nivel sub-transmisión		Tarifas en alta tensión nivel transmisión	
	FRI	FRB	FRI	FRB	FRI	FRB
Baja California	0.141	0.070	0.066	0.033	0.066	0.033
Baja California Sur	0.195	0.097	0.124	0.062	0.104	0.052
El resto	0.300	0.150	0.200	0.100	0.100	0.050

#### 4.6.3 Mejorar el suministro eléctrico a motores

Tanto el desbalance de voltaje, como el suministro eléctrico con un voltaje diferente al nominal, presentan un impacto negativo en la eficiencia del motor, tal como se ilustra en la figura 12, por lo que mejorar estos parámetros, traerá un impacto positivo sobre la eficiencia de operación del motor.

*Figura 12 Depreciación de la eficiencia por suministro eléctrico deficiente*



Fuente: El autor

Con mucha frecuencia el origen del desbalance de voltaje y las variaciones de voltaje son problemas de origen, esto es del suministrador de la energía. En este caso es necesario plantearle la problemática al suministrador para que resuelva el problema.

En otros casos el problema puede estarse originando en las mismas instalaciones de bombeo. En la tabla siguiente se presentan las principales causas internas que dan origen a estos problemas y sus posibles soluciones.

Problema	Causa	Solución
Desbalance de voltaje	La instalación tiene muchas cargas monofásica y éstas no se encuentran bien balanceadas.	Realizar el balanceo de cargas en la instalación.
	El transformador presenta una relación de transformación diferente por fase, originada por una mala reparación (rebobinado) del transformador	Volver a rebobinar el transformador
El motor está recibiendo un voltaje diferente al nominal	El voltaje de placa del motor es diferente al del transformador.	Tratar de resolver el problema cambiando de "tap" al transformador; de no ser posible entonces cambiar el motor o el transformador para que ambos sean del mismo voltaje.
	La caída de voltaje en el alimentador al motor es mayor al 3%	Reemplazar el conductor alimentador por uno de mayor calibre

#### 4.6.4 Mejoras al mantenimiento

El mantenimiento al sistema de bombeo es una actividad clave para asegurar que éste mantenga su eficiencia con el tiempo, así como para la conservación del equipo, por lo que un buen programa de mantenimiento traerá consigo no solo mejoras en la eficiencia de operación, sino también la prolongación de la vida útil del equipo.

Dentro de las buenas prácticas de mantenimiento al sistema de bombeo se encuentran las siguientes:

- Revisar periódicamente las conexiones de todo el sistema eléctrico.
- Mantener en óptimas condiciones los sistemas de enfriamiento y ventilación de los motores y transformadores.
- Efectuar rutinariamente la limpieza del motor, el transformador y toda la instalación eléctrica, con el propósito de eliminar la suciedad, polvo y objetos extraños que impidan su óptimo funcionamiento.
- Mantener bien lubricados todos aquellos elementos de la bomba y el motor que requieran lubricación
- Implantar un programa de mantenimiento predictivo que incluya el monitoreo mensual de al menos los siguientes parámetros:

**Parámetros hidráulicos:**

- Flujo volumétrico
- Presión de descarga
- Presión de succión (en el caso que aplique)
- Nivel dinámico y estático en el caso de pozos

**Parámetros mecánicos:**

- Vibraciones en los rodamientos del motor, en la bomba y transformador

**Parámetros eléctricos:**

- Voltaje de alimentación por fase
- Corriente de alimentación por fase
- Factor de potencia por fase
- Temperatura en la caraza del motor, así como en los rodamientos
- Temperatura en el bote y radiador del transformador, así como la de el aceite.
- Temperatura en los puntos de conexión, tales como bornes del transformador, del motor, del arrancador e interruptor.

## 5. BIBLIOGRAFÍA RECOMENDADA

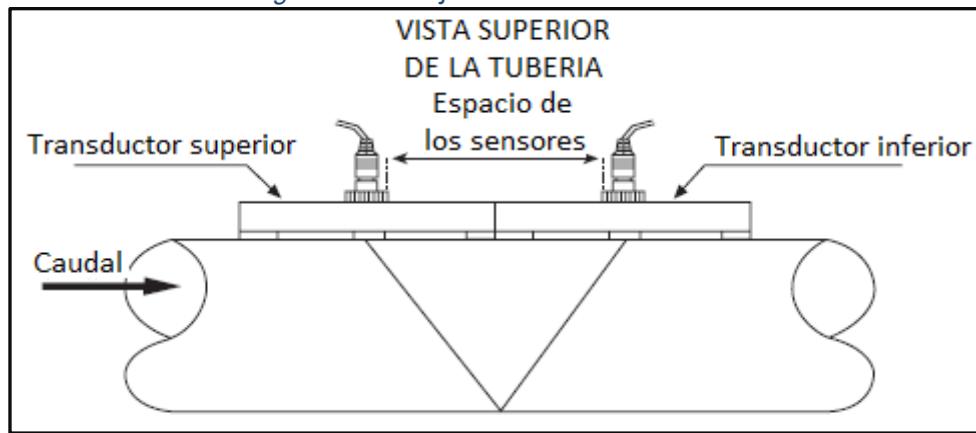
- Norma Oficial Mexicana NOM-006-1995. Eficiencia energética electromecánica en sistemas de bombeo para pozo profundo en operación.- Límites y métodos de prueba.
- Norma Oficial Mexicana NOM-010-ENER-2004. Eficiencia energética del conjunto motor-bomba sumergible tipo pozo profundo. Límites y métodos de prueba.
- La eficiencia energética en empresas de agua y saneamiento en países de América Latina y El Caribe. Mejores prácticas y lecciones aprendidas. Banco Interamericano de Desarrollo (BID)/Ramón Rosas Moya. 2011
- Evaluación para sistemas de bombeo de agua. Manual de Mantenimiento, primera edición. Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Iniciativa de agua y saneamiento. Iniciativa de energía sostenible y cambio climático. Washington, D.C. 2011.
- Evaluación para sistemas de bombeo de agua. Manual de evaluación de la eficiencia energética, primera edición. Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Iniciativa de agua y saneamiento. Iniciativa de energía sostenible y cambio climático. Washington, D.C. 2011.
- Hydraulic Handbook. Fundamental Hydraulics and data useful in the solution of pump application problems. Sisteenth Edition. Fairbanks Morse Pump
- Procedimiento para la evaluación energética de motores eléctricos. Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE)/Ing. Marco Antonio Feliz Quiroz. Revista No. 43.
- Estándar de competencia EC 0319 Vigilancia de la operación de una estación de bombeo de agua potable; fecha de publicación en el DOF 24.05.2013)
- Estándar de competencia EC 0318 Mantenimiento electromecánico a una estación de bombeo de agua potable y fecha de publicación en el DOF 24.05.2013)
- Estándar de competencia EC 0317 Control de la eficiencia energética en la operación de las estaciones de bombeo de agua potable. /fecha de publicación en el DOF 24.05.2013)

## ANEXOS

### Anexo 1.- Tipos de montaje de sensores ultrasónicos

**Montaje en “V”.** Éste es el modo más común para la medición de flujo en tuberías cuyo diámetro interior van desde los 20 mm hasta los 300 milímetros. También se le conoce como modo o método reflectivo. La instalación de los sensores en este modo es bastante sencilla, ya que ambos sensores se colocan en la parte superior de la tubería y la distancia entre sensores no es tan grande.

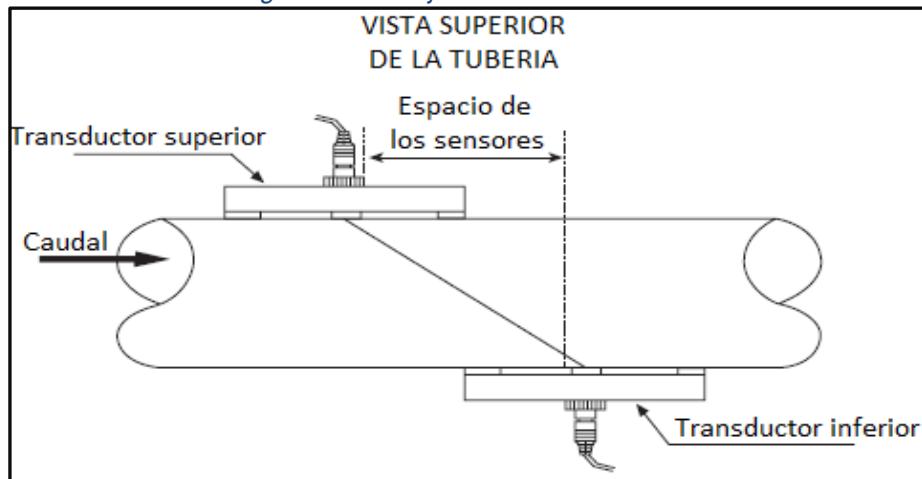
Figura 13 Montaje de los sensores en “V”



Fuente: Manual de usuario Caudalímetro por ultrasonido PCE-TDS 100H

**Montaje en “Z”.** Este método es utilizado comúnmente cuando el diámetro de la tubería está entre 300 y 500 milímetros. La complicación del método radica en el hecho de que uno de los sensores queda en la parte superior y el otro en la parte inferior de la tubería, lo que dificulta un poco su alineación.

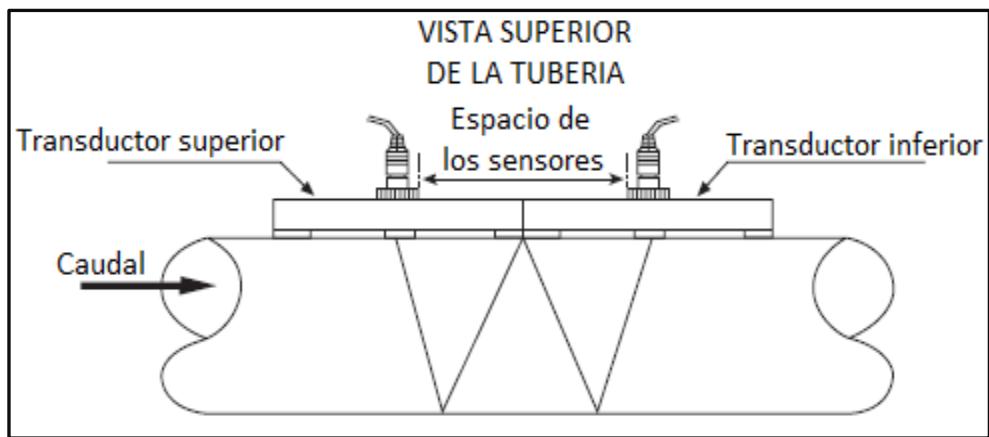
Figura 14 Montaje de los sensores en “Z”



Fuente: Manual de usuario Caudalímetro por ultrasonido PCE-TDS 100H

**Montaje en “W”.** El método de instalación W se usa normalmente con tuberías de plástico con un diámetro de 10 hasta 100 milímetros

Figura 15 Montaje de los sensores en “W”



Fuente: Manual de usuario Caudalímetro por ultrasonido PCE-TDS 100H

## Anexo 2.- Resistencia de conductores eléctricos

Calibre	Resistencia (Ohms/km)
14	10.2
12	6.6
10	3.9
8	2.56
6	1.61
4	1.02
2	0.62
1/0	0.39
2/0	0.33
3/0	0.26
4/0	0.21
250	0.18
300	0.15
350	0.13
400	0.11
450	0.10
500	0.095
600	0.082
750	0.069
1000	0.049

Fuente: Recopilación del autor

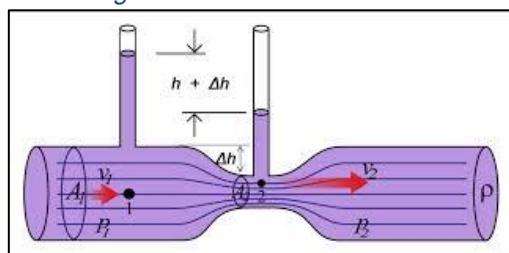
### Anexo 3.- Sistemas intrusivos de medición de flujo

- **Tubo de Pitot:** Este instrumento correlaciona la carga de velocidad con el flujo y dado que la distribución de la carga de velocidad en la tubería no es uniforme, para obtener una exactitud aceptable se recomienda realizar múltiples puntos de medición en la sección transversal de la tubería.

El medidor está compuesto básicamente por dos tubos, uno de los cuales registra la energía de impacto, equivalente a la cantidad de movimiento del fluido dentro de la tubería y el otro únicamente registra la energía de presión. De la diferencia aritmética de estos dos registros se obtiene la energía de velocidad, expresada en metros columna del líquido y con ella la velocidad del fluido en la tubería.

- **Venturi:** El medidor de Venturi consiste en dos troncos de cono unidos por un tubo y éste a su vez está conectado a la conducción por otro tubo (ver figura 16). Este tubo contiene mercurio (o algún otro líquido de densidad conocida), el cual constituye un manómetro diferencial que determina la diferencia de presiones entre estos dos puntos. Esta presión diferencial es proporcional al flujo.

Figura 16 Medidor de Venturi



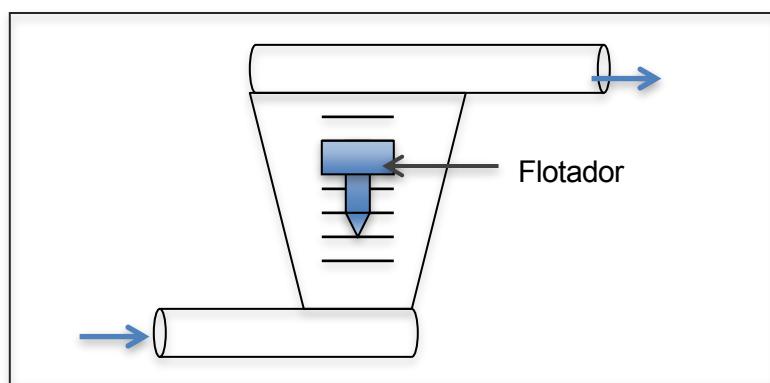
Fuente: Wikipedia (6/11/2014)

- **Placa de orificio:** Consiste de una placa que cubre toda la sección transversal en un tramo horizontal del tubo por donde circula el fluido. La placa cuenta con un orificio calibrado, generalmente circular. El orificio ocasiona una caída de carga, la cual es proporcional al flujo, por lo que el método consiste en medir la presión en puntos situados aguas arriba y abajo del orificio. La constante de proporcionalidad entre la caída de carga y el flujo, depende de las características (calibración) del orificio.
- **Medidores de velocidad de empuje dinámico.** Estos medidores utilizan el empuje dinámico del fluido para determinar la velocidad del flujo en la tubería. Éstos a su vez pueden ser de tres tipos:
  - Medidor de turbina. Este medidor es una variante del de hélice o propela, ya que funcionan con el mismo principio de relacionar la velocidad del flujo con el número de giros que da una especie de turbina colocada al centro del tubo.
  - Medidor de hélice o propela. Éste consta de un elemento giratorio que se coloca al centro del flujo. Las revoluciones del elemento giratorio son proporcionales a la

velocidad del flujo. Las revoluciones se transmiten mecánicamente a un registrador, el cual muestra el valor del gasto y el volumen acumulado.

- **Medidor de molinete.** Este medidor consta de una rueda provista de un dispositivo mediante el cual el agua en movimiento hace girar un mecanismo que permite medir el número de giros de la rueda.
- **Rotámetro:** (medidor de área variable). Este medidor se basa en la medición del desplazamiento vertical de un elemento sensible o “flotador”, cuya posición de equilibrio depende del caudal circulante (ver figura 17). El fluido entra por la parte inferior del tubo y hace que el flotador suba hasta que área anular entre él y la pared del tubo sea tal, que la caída de presión de este estrechamiento sea lo suficiente para equilibrar el peso del flotador.

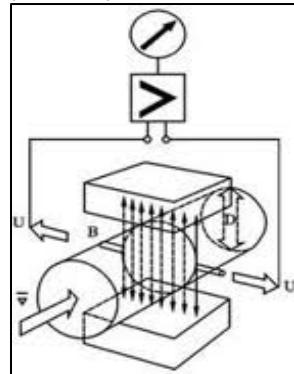
Figura 17 Principio de operación del rotámetro



Fuente: El autor

- **Medidor magnético:** Este tipo de medidor se fundamenta en la ley de Faraday la cual establece que la tensión inducida en un conductor que se mueve perpendicularmente a un campo magnético es proporcional a la velocidad del conductor.

Figura 18 Principio de operación del medidor magnético



Fuente: [www.booccaflow.es](http://www.booccaflow.es) (6/11/2014)

#### **Anexo 4.- Aplicación de la medida de cambio de tarifa de suministro**

El cambio de tarifa de suministro de energía eléctrica podrá aplicar en los siguientes casos:

- **Servicios contratados en baja tensión**

Los servicios contratados en tarifa 2 ó 3, pueden ser cambiados directamente a tarifa 6.

Los servicios contratados en tarifas 2, 3 ó 6, pueden ser cambiados a tarifas en media tensión (tarifas OM y HM), para la cual será necesario:

- Instalar una subestación que reciba la energía en media tensión.
- Contratar los servicios de una Unidad de Verificación de Instalaciones Eléctricas (UVIE), y
- Actualizar el depósito de garantía.

En general las inversiones serán rentables cuando la demanda sea mayor a los 10 kW y el sistema opere con factores de carga mayores al 60%.

- **Servicios contratados en media tensión**

Los servicios contratados en media tensión (Tarifas 6, OM y HM), pueden ser cambiados por otras tarifas de media tensión. En cualquier caso habrá que analizar los costos en cada una de ellas, pero en términos generales la tarifa 6 será la más económica cuando el equipo de bombeo opere pocas horas el día. Si el equipo opera más de 5 horas el día y es posible parar el equipo en horario de punta, entonces la tarifa HM será la más económica. Servicios que trabajen las 24 horas del día en general convendrá contratarlos en tarifa HM.

Es necesario tomar en cuenta que aunque la tarifa HM es para servicios con demanda 100 kW o más, el reglamento establece que: *“Se autoriza al suministrador para que celebre con los usuarios de tarifa OM que así lo soliciten, convenios que les permitan incorporarse a la tarifa HM”*. Esto es, que aún no teniendo los 100 kW de demanda, es posible contratar la tarifa HM.

Por otra parte, servicios contratados en media tensión, pueden ser contratados en tarifa de alta tensión, para lo cual habrá que instalar una subestación que pueda recibir la energía en alta tensión, si es que dicho voltaje está disponible en la zona. En general, servicios en media tensión con demandas de más de 3,000 kW resulta rentable cambiarse a alta tensión y mientras mayor sea la demanda, más rentable será la medida.

- **Servicios contratados en alta tensión**

Con respecto a los servicios contratados en alta tensión nivel sub-transmisión (tarifas HS y HSL), puede solicitarse el cambio de una tarifa por la otra. En cualquier caso habrá que analizar los costos en cada una de ellas, pero en general la tarifa HSL va a resultar más económica cuando el factor de carga sea alto, o cuando sea posible bajar carga o parar los equipos en horario de punta.

Servicios contratados en alta tensión nivel transmisión (tarifas HT y HTL), puede solicitarse el cambio de una tarifa por la otra. De manera similar a lo expuesto para las tarifas de alta tensión nivel sub-transmisión, la tarifa HTL va a resultar más económica cuando el factor de carga sea alto, o cuando sea posible bajar carga o parar los equipos en horario de punta.

## Anexo 5.- Formatos de acopio de información para el diagnóstico energético

### 5a. Levantamiento de datos

#### Parámetros del equipo

Identificación del equipo	Tipo de bomba <sup>1</sup>	Material de tubería <sup>2</sup>	Datos del motor					
			Potencia (HP)	Tipo <sup>3</sup>	Efic. Nominal	Tensión (Volts)	Número de polos	Año de adquisición

1. Tipo de bomba: Turbina, Sumergible, Horizontal

2. Material de la tubería: Acero, PVC o similar, Poliéster reforzado, Otro (indicar)

3. Tipo de motor: Abierto, Cerrado, Sumergible

#### Alimentadores eléctricos

Identificación del equipo	Conductor al arrancador			Conductor al motor		
	Longitud (m)	Calibre	Hilos por fase	Longitud (m)	Calibre	Hilos por fase

#### Parámetros de operación y mantenimiento

Identificación del equipo	Descripción de la operación						Operación (h/año)	Número de rebobinados

## 5b. Información histórica de la facturación eléctrica

Tarifa contratada: \_\_\_\_\_

Mes	Consumo de energía (kWh/mes)	Demanda máxima (kW)	Demanda facturable (kW)	Factor de carga	Factor de potencia	Faturación (Pesos/mes)
Mes 1						
Mes 2						
...						
...						
...						
Mes 12						

## 5c. Mediciones

### Mediciones hidráulicas

Identificación del equipo	Nivel dinámico (m)	Altura de manómetro (m)	Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	Flujo (m <sup>3</sup> /s)	Diámetro tubería (m)	Temp. del agua (°C)

### Mediciones eléctricas

Identificación del equipo	Potencia demandada (kW)	Tensión entre fases (Volts)			Corriente por fase (Amperios)		
		V <sub>ab</sub>	V <sub>bc</sub>	V <sub>ca</sub>	I <sub>a</sub>	I <sub>b</sub>	I <sub>c</sub>

**Anexo 6.- Formatos de acopio de información para la evaluación de proyectos**

**6a. Evaluación del proyecto de sustitución del conjunto motor-bomba**

Sistemas actuales						
Identificación del equipo	Gasto (lps)	Nivel de succión (m)	Presión de descarga (kg/cm <sup>2</sup> )	Potencia demandada (kW)	Operación (h/mes)	Costo de la energía (\$/kWh)

Sistemas propuestos							
Identificación del equipo	Bomba			Motor			Costo (\$)
	Marca	Modelo	Eficiencia	Marca	HP	Eficiencia	

## 6b. Evaluación del proyecto de sustitución del motor

Sistemas actuales									
Identificación del equipo	Ptencia nominal (HP)	Número de polos	Tensión nominal (Volts)	Eficiencia nominal (%)	Tipo: (1:abierto, 2:cerrado, 3:sumergible)	Antigüedad (años)	Número de rebobinados	Operación (h/mes)	Costo de la energía (\$/kWh)

Mediciones al sistema actual			
Identificación del equipo	Voltaje entre fases (Volts)	Corriente por fase (Amp)	Factor de potencia trifásico

Motor propuesto					
Identificación del equipo	Marca	HP	Volts	Eficiencia	Costo (\$)

#### 6c. Evaluación del proyecto de sustitución de la bomba

Sistemas actuales							
Identificación del equipo	Gasto (lps)	Nivel de succión (m)	Presión de descarga (kg/cm <sup>2</sup> )	Potencia eléctrica demandada (kW)	Eficiencia del motor (%)	Operación (h/mes)	Costo de la energía (\$/kWh)

Sistemas propuestos				
Identificación del equipo	Bomba			Costo (\$)
	Marca	Modelo	Eficiencia	

#### 6d. Evaluación del proyecto de compensación del FP

Sistemas actuales					Sistemas propuestos	
Identificación del equipo	Factor de potencia	Consumo de energía (kWh/mes)	Operación (h/mes)	Importe de la facturación antes de IVA	Capacidad del banco propuesto (kVAr)	Costo (\$)

## 6e. Evaluación del proyecto de instalación de variadores de velocidad

Sistemas actuales					
Identificación del equipo	Nivel de succión (m)	Altura del manómetro (m)	Operación (días/año)	Consumo de energía (kWh/mes)	Costo de la energía (\$/kWh)

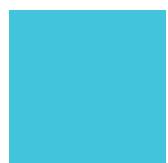
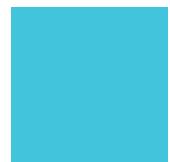
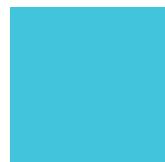
Condiciones de Operación									
Identificación del equipo	Condición de operación 1			Condición de operación 2			Condición de operación 3		
	Presión (kg/cm2)	Caudal (lps)	Duración (h/día)	Presión (kg/cm2)	Caudal (lps)	Duración (h/día)	Presión (kg/cm2)	Caudal (lps)	Duración (h/día)

Sistemas propuestos			
Identificación del equipo	Presión a sostener (kg/cm2)	Capacidad del VV (HP)	Costo (\$)

**Anexo 7.- Viscosidad cinemática del agua**

<b>Viscosidad Cinemática del Agua</b>			
Temperatura (°C)	Viscosidad Cinemática (m <sup>2</sup> /s)	Temperatura (°C)	Viscosidad Cinemática (m <sup>2</sup> /s)
10	1.307 E-06	28	0.833 E-06
12	1.235 E-06	30	0.798 E-06
14	1.169 E-06	32	0.765 E-06
16	1.108 E-06	34	0.734 E-06
18	1.053 E-06	36	0.706 E-06
20	1.002 E-06	38	0.679 E-06
22	0.955 E-06	40	0.653 E-06
24	0.911 E-06	50	0.547 E-06
26	0.870 E-06	60	0.468 E-06

Fuente: compilación del autor



© Deutsche Gesellschaft für  
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH  
Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5  
65760 Eschborn/Alemania  
[www.giz.de](http://www.giz.de)

- Cooperación Alemana al Desarrollo -

Agencia de la GIZ en México  
Torre Hemicor, PH  
Av. Insurgentes Sur No. 826  
Col. del Valle  
C.P. 03100, México, D.F.  
T +52 55 55 36 23 44  
F +52 55 55 36 23 44  
E [giz-mexiko@giz.de](mailto:giz-mexiko@giz.de)  
I [www.giz.de/mexico](http://www.giz.de/mexico)