

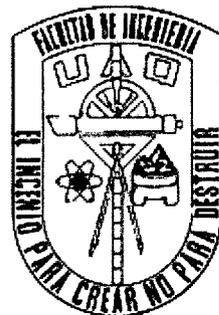
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA

DE

QUERÉTARO



Campus San Juan del Río
Facultad de Ingeniería
Área de Electromecánica



TESIS

USO EFICIENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS DE BOMBEO

Que para obtener el título de:

INGENIERO ELECTROMECAÁNICO

Presenta:

EDGAR RESÉNDIZ RAMÍREZ

Director de tesis

M. EN C. FERNANDO DE LA ISLA HERRERA



Universidad Autónoma de Querétaro
1946 Q. R. • TEL. 540 • EN EL HONOR

SAN JUAN DEL RÍO, QUERÉTARO
MAYO 2006

BIBLIOTECA CENTRAL UAQ

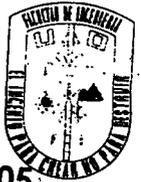
No. Adq. FQ537

No. Título _____

Clas 15

621.16

R4330



ACUERDO 165/05

C. U. 19 de mayo de 2005

C. EDGAR RESÉNDIZ RAMÍREZ
Pasante de Ingeniería Electromecánica
Presente.

Con relación a su oficio enviado al H. Consejo Académico de la Facultad en el que solicita titularse bajo la opción de tesis individual, me permito informarle que en la sesión ordinaria del 19 de mayo del año en curso, este cuerpo colegiado acordó aceptar la opción de titulación por lo que deberá trabajar en el tema "**Uso Eficiente de Energía Eléctrica en Sistemas de Bombeo**", bajo la dirección del M en C Fernando de la Isla Herrera.

El Contenido Aceptado por el H. Consejo Académico es el siguiente:

CONTENIDO

Resumen
Dedicatorias
Agradecimientos
Índice
Índice de cuadros
Índice de figuras

- I. INTRODUCCIÓN
 - 1.1 Antecedentes Generales
 - 1.2 Problemática Global del Agua
 - 1.3 Demanda del Agua por Sector
 - 1.4 Problemática del Agua en México
 - 1.5 Identificando una Oportunidad
 - 1.6 Relación entre Agua, Energía y Uso Eficiente
 - 1.7 Objetivo
- II. ELEMENTOS PRINCIPALES QUE INTEGRAN UN SISTEMA DE BOMBEO
 - 2.1 Sistema Eléctrico
 - 2.2 Sistema Mecánico
 - 2.3 Sistema Hidráulico
- III. RECOMENDACIONES EN EL DISEÑO ELÉCTRICO DE SISTEMAS DE BOMBEO
 - 3.1 Motores Eficientes
 - 3.1.1 La eficiencia en un motor.



- 3.1.2 Cuidado con las reparaciones.
 - 3.1.3 Motores eléctricos y el factor de potencia.
 - 3.2 Factor de Potencia
 - 3.2.1 Tipos de potencia.
 - 3.2.2 El bajo factor de potencia
 - 3.2.3 Cargos y Bonificaciones por factor de potencia
 - 3.2.4 Compensación del Factor de Potencia
 - 3.2.5 Calculo del Tamaño del capacitor
 - 3.2.6 Métodos para compensar el F.P.
 - 3.2.3.1 Compensación individual en motores eléctricos
 - 3.2.3.2 Compensación individual en transformadores de distribución
 - 3.2.3.3 Compensación en Grupo.
 - 3.2.3.4 Compensación Central con banco automático
 - 3.2.3.5 Compensación combinada
 - 3.2.7 Ventajas de la Compensación del factor de potencia
 - 3.2.8 Ecuaciones relacionadas con el factor de potencia
 - 3.3 Arranque de Motores
 - 3.3.1 Arranque a tensión plena o directa a la línea.
 - 3.3.2 Arranque a tensión reducida
 - 3.3.2.1 Arranque por conexión Estrella-Delta
 - 3.3.2.2 Arranque con autotransformador
 - 3.3.2.3 Arrancador suave de estado sólido.
 - 3.4 Aplicación de Variadores de Frecuencia en sistemas de Bombeo
 - 3.4.1 Regulación del Flujo en Bombas Centrifugas.
 - 3.4.1.1 Modificación de la curva del sistema sobre el que trabaja la bomba.
 - 3.4.1.2 Modificación de la curva de la bomba
 - 3.4.1.3 Modificación simultanea de las curvas del sistema y la bomba.
 - 3.4.1.4 Arranque y paro de la bomba
 - 3.5 Leyes de Afinidad
 - 3.6 Comparación energética Entre métodos de regulación de Caudal
 - 3.7 Operación del Motor en condiciones Anormales de Operación.
 - 3.7.1 Voltaje Superior al nominal (over load)
 - 3.7.2 Voltaje inferior al nominal (under voltage)
 - 3.7.3 Desbalance de Voltaje (phase voltage imbalance)
 - 3.8 Motores Sobredimensionados
- IV. DIAGNOSTICO DE EFICIENCIA ELECTROMECAÁNICA
- 4.1 Medición de los parámetros de operación del Sistema
 - 4.1.1 Mediciones Hidráulicas
 - 4.1.2 Mediciones Eléctricas
 - 4.2 Metodología
 - 4.2.1 Determinación de la eficiencia Electromecánica
- V. TARIFAS ELÉCTRICAS
- 5.1 Conceptos generales
 - 5.2 Medición de la energía
 - 5.3 Factor de carga
 - 5.4 Estructura tarifaria
- VI. METODOLOGÍA PARA UN DIAGNOSTICO ENERGÉTICO
- 6.1 Administración de la energía
 - 6.2 Diagnostico energético
 - 6.2.1. Objetivos del diagnostico energético
 - 6.2.2. Clasificación del diagnostico energético



- 6.2.3. Metodología del diagnostico energético
- 6.3 Análisis Energético
 - 6.3.1 Indicadores energéticos
 - 6.3.2 Análisis Estadístico.
- 6.4 Diagnostico Energético en sistemas de bombeo
 - 6.4.1 Planificación del diagnostico energético
 - 6.4.2 Solicitud de Información
 - 6.4.3 Análisis de la información recopilada
 - 6.4.4 Realización de Mediciones
 - 6.4.5 Cálculos Preliminares.
- 6.5 Elaboración y Realización del reporte final
 - 6.5.1 Índice del informe
 - 6.5.2 Resumen Ejecutivo
 - 6.5.3 Presentación de la situación energética global y por sistema
 - 6.5.4 Evaluación técnica económica de las área de oportunidad y elaboración de tabla resumen de resultados.
 - 6.5.5 Ejemplo de Aplicación.
 - 6.5.6 Recomendaciones Generales.

VIII. CONCLUSIONES

LITERATURA CITADA

APÉNDICE

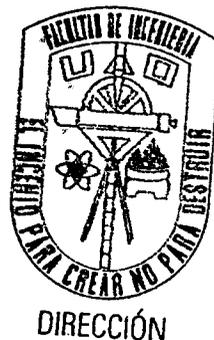
También hago de su conocimiento las disposiciones de nuestra Facultad, en el sentido que antes del Examen profesional deberá cumplir con los requisitos de nuestra legislación y deberá imprimir el presente oficio en todos los ejemplares de su tesis.

Atentamente

"EL INGENIO PARA CREAR NO PARA DESTRUIR"

M. EN I. GERARDO RENÉ SERRANO GUTIÉRREZ

Director



c.c.p. Archivo

Un sistema de bombeo se compone de una bomba, motor, tuberías y accesorios. La energía eléctrica consumida depende de la potencia, el tiempo en que funciona la bomba y la eficiencia del sistema. Si cualquiera de los elementos ha sido mal seleccionado en cuanto al tipo, capacidad, material, arreglo, ó funcionalmente, se tienen accesorios obstruidos o tubería deteriorada, entre otras causas, aumentará el consumo de energía eléctrica total del sistema.

El uso eficiente de energía es una tarea altamente responsable no sólo por el hecho del ahorro, sino por ser una alternativa viable para reducir los costos de operación y mejorar los niveles de competitividad dentro de una economía que tiende a la globalización. Ser energéticamente eficiente significa cumplir con todas las necesidades de producción con la menor pérdida posible de energía, sin afectar las condiciones de operación.

La presente tesis tiene como objetivo proporcionar, de manera sencilla, los conceptos técnicos que inciden de manera fundamental en la eficiencia en el consumo de energía eléctrica en sistemas de bombeo. Se presentan algunas medidas y recomendaciones prácticas que permita, al lector, generar un criterio adecuado y decidir las acciones a seguir para mejorar su funcionamiento. Se describen los principales elementos, conceptos, especificaciones, criterios, condiciones, métodos de medición, requerimientos de pruebas, cálculos para la determinación de eficiencia, factores y fuentes que afectan disminuyendo su eficiencia así como aquellos que la incrementan.

Se exponen básicamente las definiciones y conceptos para cálculos sobre eficiencias considerando lo dispuesto en las Normas Oficiales Mexicanas. Lo que permitirá a los organismos operadores del país, establecer las acciones necesarias para obtener ahorros en la operación de sus instalaciones.

**Con profundo cariño y admiración
dedico este trabajo
a mi esposa Erika,
mi hija Dana,
mis padres
y mis hermanas**

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo es producto sistemático de muchas mentes, que han contribuido con elementos importantes en mi tiempo y espacio de vida, para impulsarme a concluir mis retos.

Agradezco a la Universidad Autónoma de Querétaro, que mediante el programa de la Licenciatura en Ingeniería Electromecánica, me dio la oportunidad de obtener la formación y grado académico, con el que obtengo una satisfacción personal, así como el conocimiento agregado que pongo al servicio de la sociedad.

De manera especial mi reconocimiento al M. en C. Fernando de la Isla Herrera por su dedicación para dirigir este trabajo.

También debo dar gracias a mis padres Gonzalo y Yolanda, por sus frecuentes muestras de cariño, consejos, apoyo psicológico, moral y económico siendo los autores principales de mi vida.

A mi esposa Erika y mi hija Dana por respaldarme en mis proyectos de vida y compromisos fuera del hogar, en quienes veo una extensión de mi existencia.

A mis hermanas Celene y Laura con las que he tenido la fortuna de compartir gratos momentos, por su aprecio y por su pureza de alma.

Para mi tío Carlos y a mi primo Efraín, que de niño crearon en mi mente la inquietud de aprender, descubrir y crear en un cuarto de experimentos que llamábamos "El bañito".

A mi tío Alfonso, que sin darse cuenta, ha sido un ejemplo a seguir, gracias a su particular forma de lograr sus objetivos, al cual admiro y aprecio por su amistad.

CONTENIDO

	pag
RESUMEN	i
DEDICATORIAS	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
CONTENIDO	iv
ÍNDICE DE CUADROS	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	viii
I. INTRODUCCION	1
1.1 Antecedentes Generales	1
1.2 Problemática Global del Agua	2
1.3 Demanda del Agua por Sector	4
1.4 Problemática del Agua en México	5
1.5 Identificando una Oportunidad	8
1.6 Relación entre Agua, Energía y Uso Eficiente	9
1.7 Objetivo	10
II. ELEMENTOS PRINCIPALES QUE INTEGRAN UN SISTEMA DE BOMBEO	11
2.1 Sistema Eléctrico	12
2.2 Sistema Mecánico	17
2.3 Sistema Hidráulico	25
III. RECOMENDACIONES EN EL DISEÑO ELÉCTRICO DE SISTEMAS DE BOMBEO	29
3.1 Motores Eficientes	30
3.1.1 La eficiencia en un motor.	30
3.1.2 Cuidado con las reparaciones.	35
3.1.3 Motores eléctricos y el factor de potencia.	36
3.2 Factor de Potencia	37
3.2.1 Tipos de potencia.	38
3.2.2 El bajo factor de potencia	39
3.2.3 Cargos y Bonificaciones por factor de potencia	42
3.2.4 Compensación del Factor de Potencia	44
3.2.5 Calculo del Tamaño del capacitor	45
3.2.6 Métodos para compensar el F.P.	47
3.2.6.1 Compensación individual en motores eléctricos	48
3.2.6.2 Compensación individual en transformadores de distribución	52
3.2.6.3 Compensación en Grupo.	53

3.2.6.4	Compensación Central con banco automático	53
3.2.6.5	Compensación combinada	54
3.2.7	Ventajas de la Compensación del factor de potencia	55
3.2.8	Ecuaciones relacionadas con el factor de potencia	59
3.3	Arranque de Motores	63
3.3.1	Arranque a tensión plena o directa a la línea.	64
3.3.2	Arranque a tensión reducida	65
3.3.2.1	Arranque por conexión Estrella-Delta	66
3.3.2.2	Arranque con autotransformador	67
3.3.2.3	Arrancador suave de estado sólido.	69
3.4	Aplicación de Variadores de Frecuencia en sistemas de Bombeo	71
3.4.1	Regulación del Flujo en Bombas Centrifugas.	71
3.4.1.1	Modificación de la curva del sistema de trabajo de la bomba.	72
3.4.1.2	Modificación de la curva de la bomba	73
3.4.1.3	Modificación simultanea de las curvas del sistema y la bomba.	74
3.4.1.4	Arranque y paro de la bomba	76
3.5	Leyes de Afinidad	76
3.6	Comparación energética Entre métodos de regulación de Caudal	77
3.7	Operación del Motor en condiciones Anormales de Operación.	79
3.7.1	Voltaje Superior al nominal (over load)	80
3.7.2	Voltaje inferior al nominal (under voltage)	82
3.7.3	Desbalance de Voltaje (phase voltaje inbalance)	83
3.8	Motores Sobredimensionados	85
IV.	DIAGNOSTICO DE EFICIENCIA ELECTROMECAÁNICA	89
4.1	Medición de los parámetros de operación del Sistema	93
4.1.1	Mediciones Hidráulicas	93
4.1.2	Mediciones Eléctricas	108
4.2	Metodología	113
4.2.1	Determinación de la eficiencia Electromecánica	114
V.	TARIFAS ELÉCTRICAS	119
5.1	Conceptos generales	120
5.2	Medición de la energía	124
5.3	Factor de carga	130
5.4	Estructura tarifaría	131
VI.	METODOLOGÍA PARA UN DIAGNOSTICO ENERGÉTICO	136
6.1	Administración de la energía	136
6.2	Diagnostico energético	138
6.2.1.	Objetivos del diagnostico energético	138
6.2.2.	Clasificación del diagnostico energético	139

6.2.3. Metodología del diagnostico energético	140
6.3 Análisis Energético	142
6.3.1 Indicadores energéticos	142
6.3.2 Análisis Estadístico.	143
6.4 Diagnostico Energético en sistemas de bombeo	150
6.4.1 Planificación del diagnostico energético	150
6.4.2 Solicitud de Información	152
6.4.3 Análisis de la información recopilada	154
6.4.4 Realización de Mediciones	154
6.4.5 Cálculos Preeliminarios.	155
6.5 Elaboración y Realización del reporte final	156
6.5.1 Índice del informe	156
6.5.2 Resumen Ejecutivo	158
6.5.3 Presentación de la situación energética: global y por sistema	158
6.5.4 Evaluación técnica y económica de las área de oportunidad y elaboración de tabla resumen de resultados.	159
6.5.5 Ejemplo de Aplicación.	160
6.5.6 Recomendaciones Generales.	161
CONCLUSIONES	162
RECOMENDACIONES	163
GLOSARIO DE TERMINOS	166
BIBLIOGRAFIA	170
ANEXO A	172
ANEXO B	175

ÍNDICE DE CUADROS

	pag
Cuadro 1.1.- Clasificación General de las bombas.	18
Cuadro 3.1.- Factor o constante "K" que sustituye al término · $(\tan\phi_2 - \tan\phi_1)$.	46
Cuadro 3.2.- NEMA diseño B. Motores en baja tensión, par de arranque normal y corriente normal.	51
Cuadro 3.3.- NEMA diseño C. Motores en baja tensión, alto par de arranque y corriente normal.	51
Cuadro 3.4.- Valores de capacitores para compensación individual en transformadores.	52
Cuadro 3.5.- Arrancadores recomendados según su capacidad.	70
Cuadro 5.1.- Tarifas Electricas C.F.E.	135
Cuadro 6.1.-Comparación de un DE-N1 y DE-N1.	140
Cuadro 6.2.- Cuestionario básico.	153

ÍNDICE DE FIGURAS

	pag
Figura 1.1.- Distribución de Agua en el Planeta Tierra.	3
Figura 1.2.- Distribución Porcentual del Agua Según el Tipo de Uso.	4
Figura 1.3.- Piscina 1500 m ³ Distrito Federal.	5
Figura 1.4.- Problemática de agua en México. Disponibilidad de agua.	7
Figura 1.5.- Disponibilidad de agua por región hidráulica.	7
Figura 2.1.- Motor horizontal(a), Motor vertical (b), sumergibles (c ,d).	12
Figura 2.2.- Subestación tipo compacta (dos casos típicos).	14
Figura. 2.3.- (a) Subestación convencional en un poste, (b) dos postes y (c) base de concreto a nivel de piso.	15
Figura 2.4.- Bomba de Voluta Sencilla.	21
Figura 2.5.- Bomba de Doble Voluta.	21
Figura 2.6.- Bombas de pozo profundo.	22
Figura 2.7.- Bomba de Flujo Axial.	23
Figura 2.8.- Bombas tipo mixto.	23
Figura 2.9.- Elementos que componen una bomba vertical con motor externo lubricación en agua.	24
Figura 2.10.- Niveles de bombeo.	26
Figura 2.11.- Cabezal de descarga unido a tubería PVC.	27
Figura 3.1.- Balance de energía de un motor eléctrico.	31
Figura 3.2.- Diagrama de corriente nominal afectada por el factor de potencia.	40
Figura 3.3.- Representación gráfica de la compensación del factor de potencia.	44
Figura 3.4.- Tipos de instalaciones de capacitores para corregir el factor de potencia.	48
figura 3.5.- Pérdidas en conductores eléctricos.	56

Figura 4.16.- shunts.	110
Figura 4.17.- Transformador de corriente núcleo dividido.	110
Figura 4.18.- Wattmetro digital y electrodinámico.	111
Figura 4.19.- Factorimetro.	112
Figura 4.20.- Analizador eléctrico de redes.	113
Figura 5.1.- Grafica de energía eléctrica consumida, en kw, durante las 24 hrs.	120
Figura 5.2.- Símbolo de resistencia y su grafica de voltaje y corriente.	121
Figura 5.3. Símbolo de inductancia.	122
Figura 5.4. Grafica de voltaje y corriente, circuito puramente inductivo.	123
Figura 5.5. Símbolo de inductancia.	123
Figura 5.6. Grafica de voltaje y corriente, circuito puramente capacitivo.	124
Figura 5.7 Conexión de dos wattmetros para medir energía reactiva.	125
Figura 5.8.- Triangulo de potencias.	127
Figura 5.9.- Cargo por factor de potencia.	128
Figura 5.10.- Bonificación por alto factor de potencia.	129
Figura 5.11.- Mapa de regionalización.	133
Figura 5.12.- Aplicación e interpretación de tarifas.	134
Figura 6.1.- Diagnóstico de primer nivel.	140
Figura 6.2.- Diagnostico de segundo nivel.	141
Figura 6.3.- Consumo eléctrico y producción.	143
Figura 6.4.- Consumo de la energía dependiente de la producción.	144
Figura 6.5.- Consumo de la energía independiente de la producción.	145
Figura 6.6.- Consumo de la energía v.s. la producción.	146
Figura 6.7.- Consumo eléctrico v.s. producción.	147
Figura 6.8.- Consumo específico v.s. producción.	149
Figura 6.9.- Consumo específico.	150



INTRODUCCIÓN

1.1. ANTECEDENTES GENERALES

El Instituto Nacional de Estadísticas Geografía e Información (INEGI) ha establecido que México cuenta con una población de 103.1 millones¹ de personas y el Consejo Nacional de Población (CONAPO) estima que para el año 2025 contará con 21 millones² más; lo cual indica que de no adoptarse medidas urgentes a corto plazo del manejo sustentable del agua, los problemas actuales de suministro se tornarían críticos.

En el país, gran parte de los organismos operadores de agua presentan deficiencias operativas para el cumplimiento de sus objetivos. Algunas de las causas se deben principalmente a la baja disposición de pago de los usuarios, errores de medición, tomas clandestinas, pérdidas en líneas de conducción, en la red, y en su gran mayoría, a un alto porcentaje de pago por consumo de energía eléctrica.

Los organismos operadores que propicien el buen uso de la energía eléctrica les permitirá ser más competitivos ya que abaten los costos de operación. Así mismo utilizarán adecuadamente los equipos, empleando

¹ Resultados preeliminares del II Censo de Población y Vivienda 2005.

² Proyecciones de la Población de México 2000-2050, Consejo Nacional de Población.

motores eficientes, proporcionando mantenimiento y una tecnología adecuada, se podrán obtener mejoras significativas de sus instalaciones.

De lo anterior, y debido a los grandes problemas relacionados con la energía, a la que nos enfrentamos por el continuo crecimiento de la demanda de energía eléctrica, se debe fomentar los beneficios de tener instalaciones electromecánicas eficientes.

Este trabajo presenta los problemas más comunes que ocasiona el desperdicio de energía en los sistemas de bombeo, sugiere soluciones y propone recomendaciones para hacer más eficiente el uso de energía en las instalaciones de este tipo.

Sí mejoráramos la eficiencia y adecuamos las instalaciones de los sistemas, se tendrán ahorros sustantivos que se podrían canalizar al mantenimiento y renovación de la infraestructura electromecánica, lo cual coadyuvará a mantenerla en óptimas condiciones.

1.2 PROBLEMÁTICA GLOBAL DEL AGUA

Este problema que se presenta en la actualidad es un tema que cada día ocupa más la atención de científicos, técnicos, políticos y, en general, de muchos de los habitantes del planeta.

La escasez de este vital líquido obliga a reiterar nuevamente una llamada a la moderación de consumo por parte de la población a nivel mundial, ya que sin su colaboración los esfuerzos técnicos que llevan a cabo algunas organizaciones resultarían insuficientes.

Se estima que tres cuartas partes de la superficie de la tierra esta compuesta por agua, el 97.5 % es agua salada localizada en los mares y océanos por lo que solamente el 2.5% es agua dulce. El 2% está congelada en los polos, por lo tanto, la humanidad dispone solamente del 1% del total existente para satisfacer sus necesidades de consumo doméstico, industrial y riego agrícola destacando la importancia que representa el uso adecuado y eficiente de este recurso. Esta distribución se muestra en la Figura 1.1.

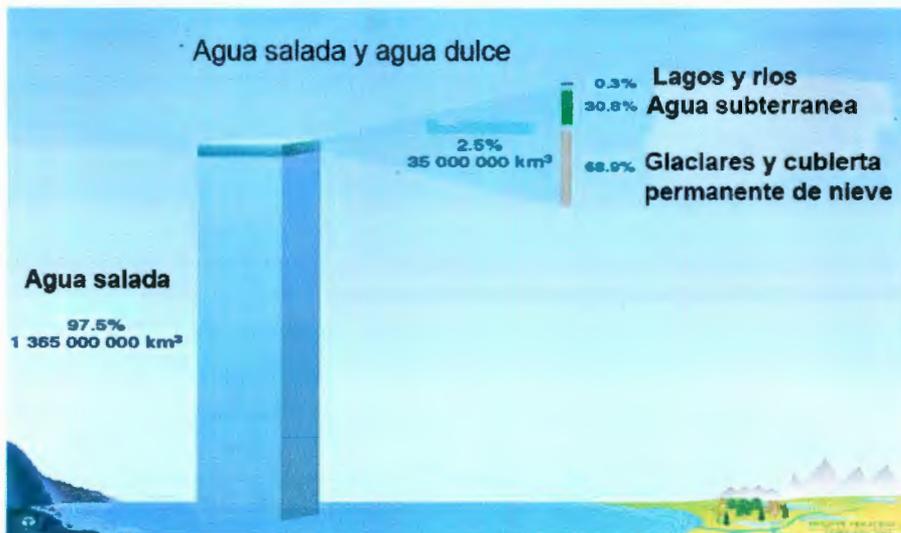


FIGURA 1.1 DISTRIBUCIÓN DE AGUA EN EL PLANETA TIERRA

Fuente: Igor A. Shikiomanov. State Hydrological Institute (SHI, St. Petersburg) and United Nations Educational, scientific and cultural organization (UNESCO, Paris) 1999.

Es importante señalar que el agua, factible de ser utilizada, se localiza en ríos, lagos, manantiales y acuíferos subterráneos, permaneciendo casi constante esta cantidad en virtud de que el ciclo hidrológico solamente la repone pero no la incrementa sustancialmente.

La creciente necesidad de lograr el equilibrio hidrológico que asegure el abasto suficiente de agua a la población se logrará armonizando la disponibilidad natural con las extracciones del recurso mediante el uso eficiente del agua.

1.3 DEMANDA DE AGUA POR SECTOR

México, un país rico en recursos naturales, obtiene el agua que consume la población de fuentes superficiales y subterráneas, entre las primeras se encuentran los ríos y arroyos; en las segundas los acuíferos del subsuelo. Estos acuíferos se recargan de forma natural en época de lluvias.

Las aguas superficiales, destinadas al consumo humano, requieren de tratamiento, para eliminar las partículas y organismos que pueden ser dañinos para la salud. Ocasionando el incremento en el costo del m³ de agua.

Aproximadamente el 66% del agua subterránea extraída se destina al riego agrícola, un 20% se utiliza para satisfacer las necesidades de agua de unos 75 millones de habitantes conectados en los grandes centros urbanos. Un 7% se destina para satisfacer la demanda industrial y la fracción complementaria, 5%, es aprovechada para satisfacer las demandas de la población rural³ (Ver Figura 1.2).

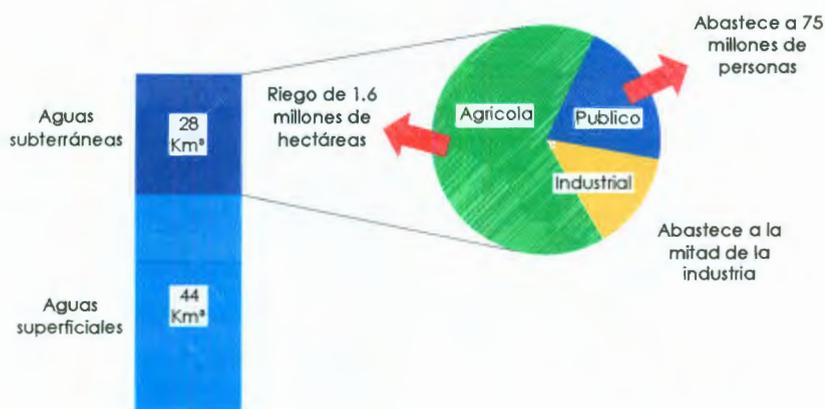


FIGURA 1.2 DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DEL AGUA SEGÚN EL TIPO DE USO

Fuente: Programa Nacional Hidráulico 2002-2006, CONAGUA.

³ Programa Nacional Hidráulico 2002-2006, CONAGUA

En el país, el 67% de las lluvias caen en los meses de junio a septiembre. Si se promedia la lluvia, recibe una precipitación pluvial de unos 711 mm cada año, no es mucho comparado con otros países.

México, en la parte norte es muy ancho pero con poca lluvia (árido o semiárido). En la parte sur es angosto, pero llueve más.

En el 50%, de su superficie del país, la ocupan los estados del norte, y en esta región, llueve tan sólo el 25% del total.

En la parte angosta del país, los estados del sur-sureste (Chiapas, Oaxaca, Campeche, Quintana Roo, Yucatán, Veracruz y Tabasco), ocupan el 27.5% del territorio donde cae la mayor parte del agua de lluvia (49.6%).

Entre los Estados más secos está Baja California, tan sólo llueve un promedio de precipitación pluvial de 199 mm por año.

En contraste, está Tabasco que recibe 2600 mm de agua cada año⁴. La figura 1.4 y 1.5 ilustran de manera práctica estos porcentajes estadísticos.

En México llueve cada vez menos. De 1994 a la fecha ha llovido menos del promedio histórico anterior. En la clasificación mundial, México está considerado como un país de disponibilidad baja de agua. Los países más ricos en disponibilidad de agua son Canadá y Brasil.

⁴ Características de las Regiones Hidrológicas, Fuente: Gerencia de Aguas Superficiales e Ingeniería de Ríos. SGT. CNA. p. 19.

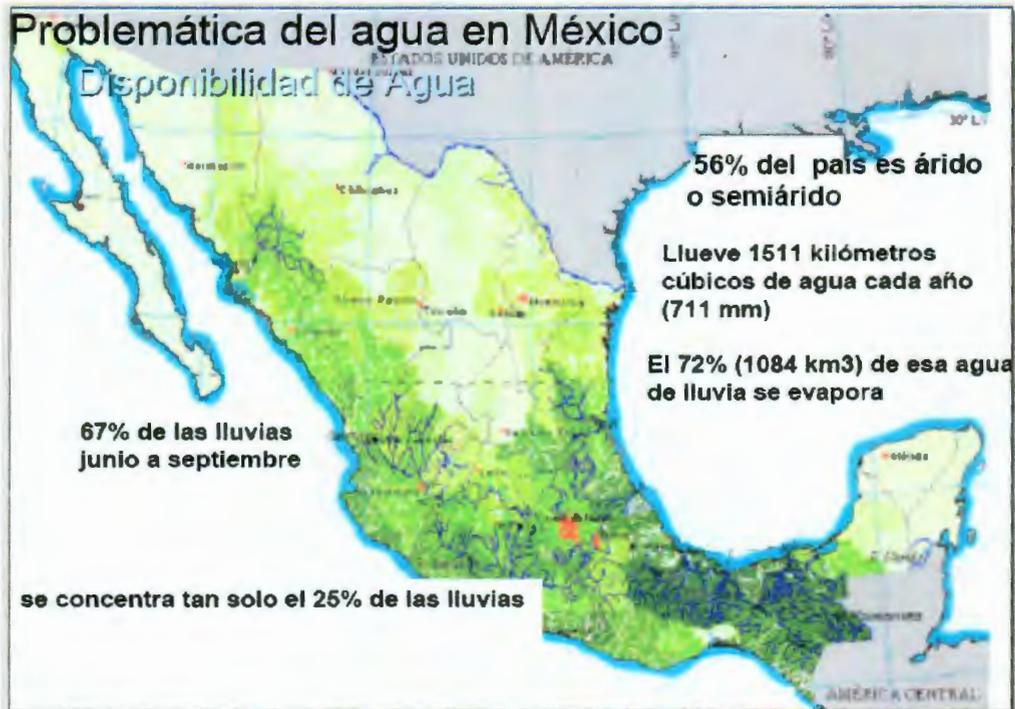


FIGURA 1.4 PROBLEMÁTICA DE AGUA EN MÉXICO. DISPONIBILIDAD DE AGUA

Fuente: Semarnat, CNA editado en agua.org.mx

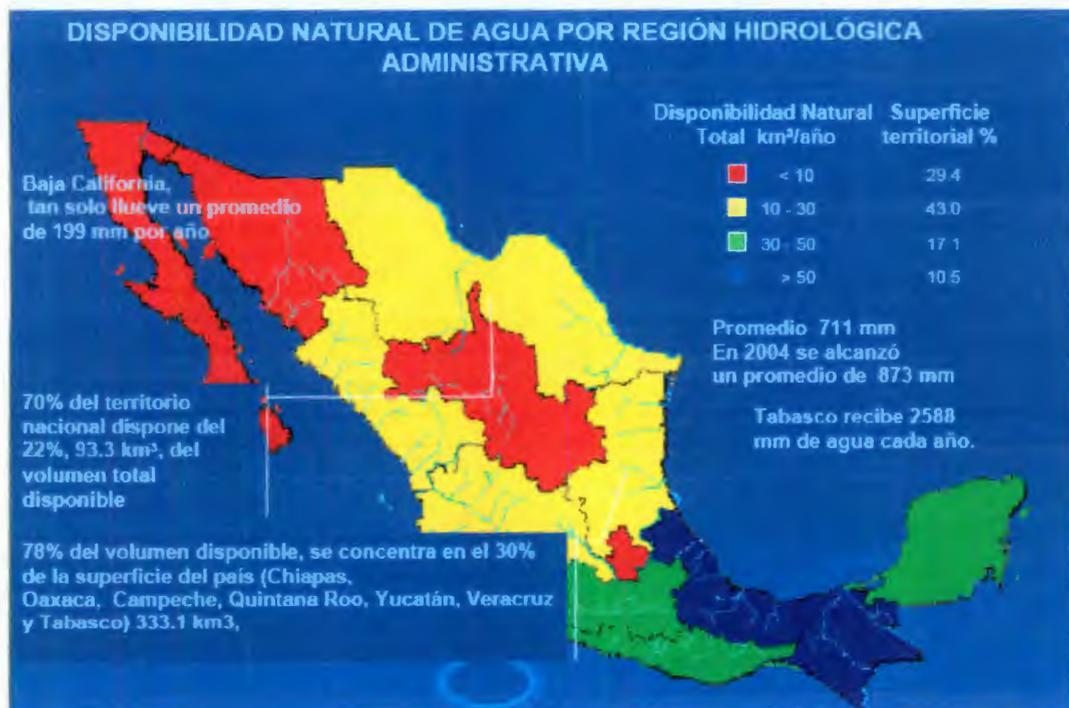


FIGURA 1.5 DISPONIBILIDAD DE AGUA POR REGIÓN HIDRÁULICA

deben, principalmente, a la baja disposición de pago de los usuarios, errores de medición, tomas clandestinas, pérdidas en líneas de conducción en la red y, en su gran mayoría, a un alto porcentaje de pago por consumo de energía eléctrica.

Los organismos operadores, que hacen un buen uso de la energía, abaten los costos de operación, utilizando adecuadamente los equipos. Así mismo, con el empleo de motores eficientes, proporcionando mantenimiento y suministrando tecnología moderna, se tendrían instalaciones eficientes.

1.6 LA RELACION ENTRE AGUA, ENERGIA Y USO EFICIENTE.

En el proceso para mejorar la eficiencia total del sistema de bombeo, los organismos operadores de agua deben considerar el consumo del agua y la energía como insumos relacionados. La energía es necesaria para mover el agua de un punto a otro. Cada litro que pasa a través del sistema representa un costo importante de energía. Las pérdidas de agua en forma de fugas, toma clandestina, desperdicio por parte de los consumidores, mala selección de equipo, deficiente mantenimiento y un suministro inadecuado, son factores que afectan directamente a la cantidad de energía consumida para el suministro. Por lo general, un desperdicio de agua propicia a un desperdicio de energía.

En el presente trabajo se analizan los problemas más comunes que ocasionan fugas de energía en las instalaciones eléctricas de los organismos operadores; así como, las principales tarifas que emplea el sector hidráulico, comparación de costos, factores que implican un mayor consumo, dispositivos que reducen el consumo y se dan algunas recomendaciones en general.

1.7 OBJETIVO

Presentar a quienes diseñan, seleccionan, dan mantenimiento o utilizan sistemas de bombeo agrícola, industrial, municipal o domestico, los conceptos técnicos y recomendaciones que inciden de manera fundamental para lograr un uso eficiente de energía eléctrica en este campo.



ELEMENTOS PRINCIPALES QUE INTEGRAN UN SISTEMA DE BOMBEO

Las plantas de bombeo, también conocidas como sistemas de bombeo, son instalaciones integradas por infraestructura civil y electromecánica, destinadas a transferir volúmenes de fluidos de un determinado punto a otro, para satisfacer ciertas necesidades.

De acuerdo con los requerimientos específicos de que se trate, y del tipo de fluido a transportar, las estaciones pueden ser para bombeo en pozo profundo, en carcamos o cualquier otro sistema, que pueden ser para agua potable, residual o riego.

El funcionamiento de estos sistemas esta típicamente integrado por los siguientes elementos:

- Sistema Eléctrico.
- Sistema Mecánico.
- Sistema Hidráulico.

2.1 SISTEMA ELÉCTRICO

Los componentes principales de una instalación para el aprovechamiento de la energía eléctrica, son los siguientes:

MOTOR ELÉCTRICO: Es una máquina que absorbe la energía eléctrica de la red para transformarla y cederla en forma de energía mecánica disponible en una flecha. De acuerdo a la posición en que se encuentra el eje de la flecha, se conocen como horizontales o verticales.

El motor puede estar colocado en posición vertical (a), horizontal (b), sumergible (c, d) o inclinado, debiendo cumplirse siempre con el requisito de que el motor debe operar bajo la superficie del agua (Ver figura 2.1).

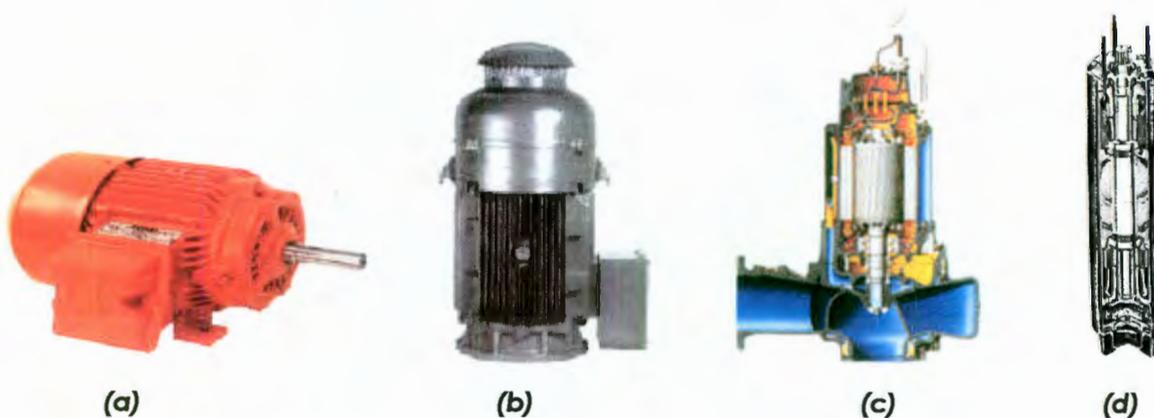


FIGURA 2.1. MOTOR HORIZONTAL(a), MOTOR VERTICAL (b), SUMERGIBLES (c ,d)

Fuente: Catálogos Siemens, ABS y Goulds Pumps.

El campo de aplicación del motor eléctrico es muy extenso, y compite ventajosamente con otros medios motrices por tener una vida económica mucho mayor, por su mejor eficiencia, por su bajo mantenimiento y por su versatilidad en cuanto a capacidades y aplicaciones.

Los motores eléctricos se fabrican, principalmente, para utilizarse con corriente continua ó corriente alterna. En general, los motores de corriente alterna se clasifican en:

- Motores Síncronos.
- Motores Asíncronos.

La mayoría de los motores utilizados en plantas de bombeo de los sistemas de agua potable y alcantarillado son de inducción con rotor tipo jaula de ardilla.

SUBESTACIÓN: Es la instalación eléctrica que tiene como función principal, aprovechar la energía eléctrica que proporciona la compañía suministradora y transformarla a las condiciones que requieren los equipos para su funcionamiento. En ella se encuentra un transformador de voltaje y sus respectivos equipos de protección y medición, el cual alimenta la energía al motor eléctrico del equipo de bombeo.

Generalmente, las subestaciones que más se emplean en los sistemas de agua potable, se denominan: "Subestación Reductora tipo Industrial". Las cuales se clasifican en:

- *Subestación Compacta;* También llamadas "unitarias". En estas subestaciones el equipo que las integra se encuentra protegido por un gabinete donde el espacio necesario es muy reducido. Se construyen para servicio interior y servicio exterior (Ver figura 2.2).

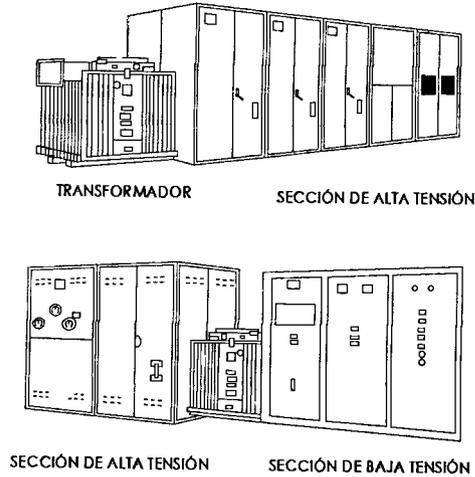
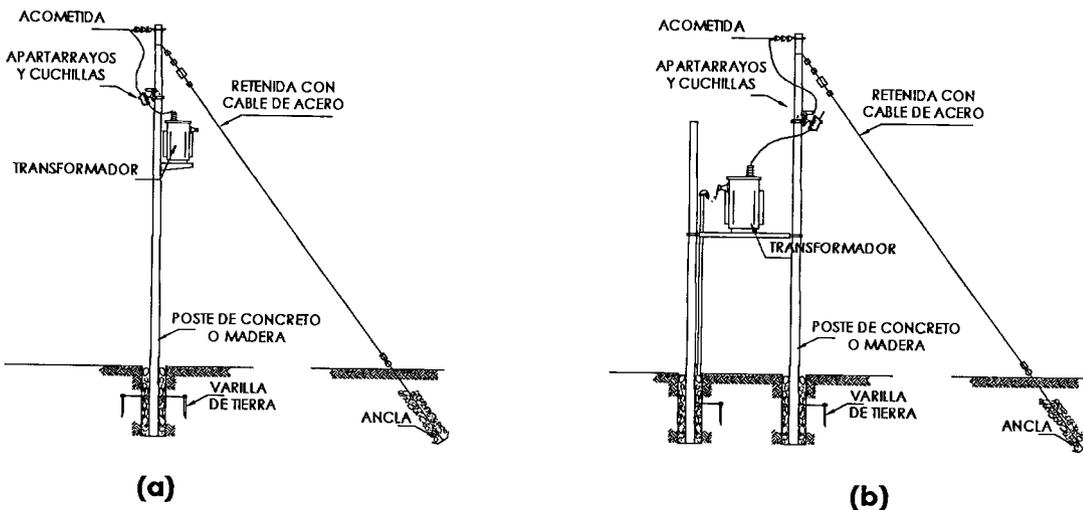
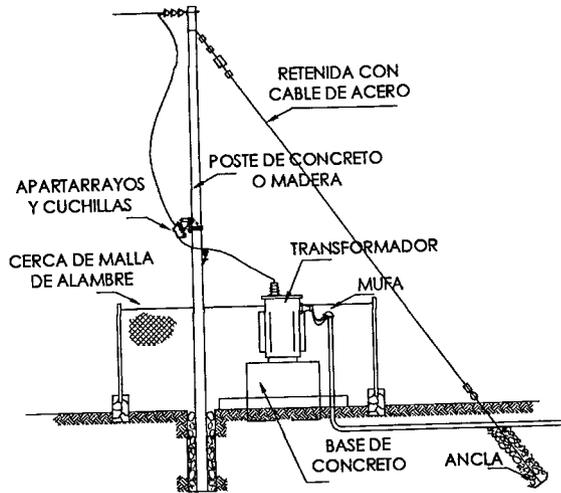


FIG. 2.2 SUBESTACIÓN TIPO COMPACTA (DOS CASOS TÍPICOS)

Fuente: *Operación de Equipo Electromecánico en Plantas de Bombeo de Agua Potable y Residual*, III.1.2 Subdirección General de Infraestructura Hidráulica Urbana e Industrial, CNA, Octubre 1992.

- *Subestación Convencional.*- También llamadas "abiertas". El equipo que integra este tipo de subestación se instala en bases o en postes de concreto o madera, con herrajes de fierro galvanizado o con madera y se protege con un cerco de malla de alambre. Normalmente se construyen de tipo intemperie, aunque también se pueden usar para servicio interior. Sus formas típicas de construcción son: en un poste, en dos postes y en base de concreto a nivel de piso (Ver figura 2.3).





(c)

**FIG. 2.3. (a) SUBESTACIÓN CONVENCIONAL EN UN POSTE, (b) DOS POSTES Y
(c) BASE DE CONCRETO A NIVEL DE PISO.**

Fuente: Operación de Equipo Electromecánico en Plantas de Bombeo de Agua Potable y Residual,
III.1.2. Subdirección General de Infraestructura Hidráulica Urbana e Industrial, CNA, Oct. 1992.

Los elementos que constituyen una subestación se pueden clasificar en primarios y secundarios

Elementos primarios:

- Apartarrayos.
- Cuchillas desconectoras.
- Cuchilla portafusibles.
- Interruptor de aceite.
- Transformador.
- Sistema de tierras
- Transformadores de instrumento.
- Medición.

Elementos secundarios:

- Cables de potencia
- Cables de control.
- Alumbrado.
- Estructura.
- Herrajes.
- Equipo contra incendio.

ARRANCADOR: Es un conjunto de dispositivos con el cual se controla el arranque y paro del motor. Además los protege contra sobrecargas o fallas en condiciones anormales y evita daños en la operación.

Cada unidad de arranque se aloja dentro de un gabinete metálico, para protección del equipo y del personal que lo opera. Las unidades de arranque se fabrican, principalmente, en los tipos siguientes:

- *Arrancadores a tensión plena.* Este tipo de arrancadores se utiliza cuando las corrientes de arranque no causan disturbios considerables a los demás equipos o al sistema eléctrico. Generalmente se utilizan en motores que no excedan los 10 H.P., en 220 VCA y 20 H.P. en 440 VCA, aunque, en casos especiales, dependiendo de la ubicación y del valor de la tensión suministrada, se puede utilizar para motores de potencias más grandes.
- *Arrancador a Tensión Reducida.* Son dispositivos que proporcionan una tensión menor a la nominal en el arranque del motor, por sólo unos segundos (entre 8 y 15 seg.), ya que cuando el motor ha vencido la inercia del rotor en el estado de reposo, el arrancador suministra el 100% de la tensión. Estos arrancadores se utilizan para

evitar perturbaciones en el sistema eléctrico; en general, su campo de aplicación se ubica en el arranque de motores con potencias de 15 a 250 H.P., 220 VCA. Y de 20 a 500 H.P. en 440 VCA

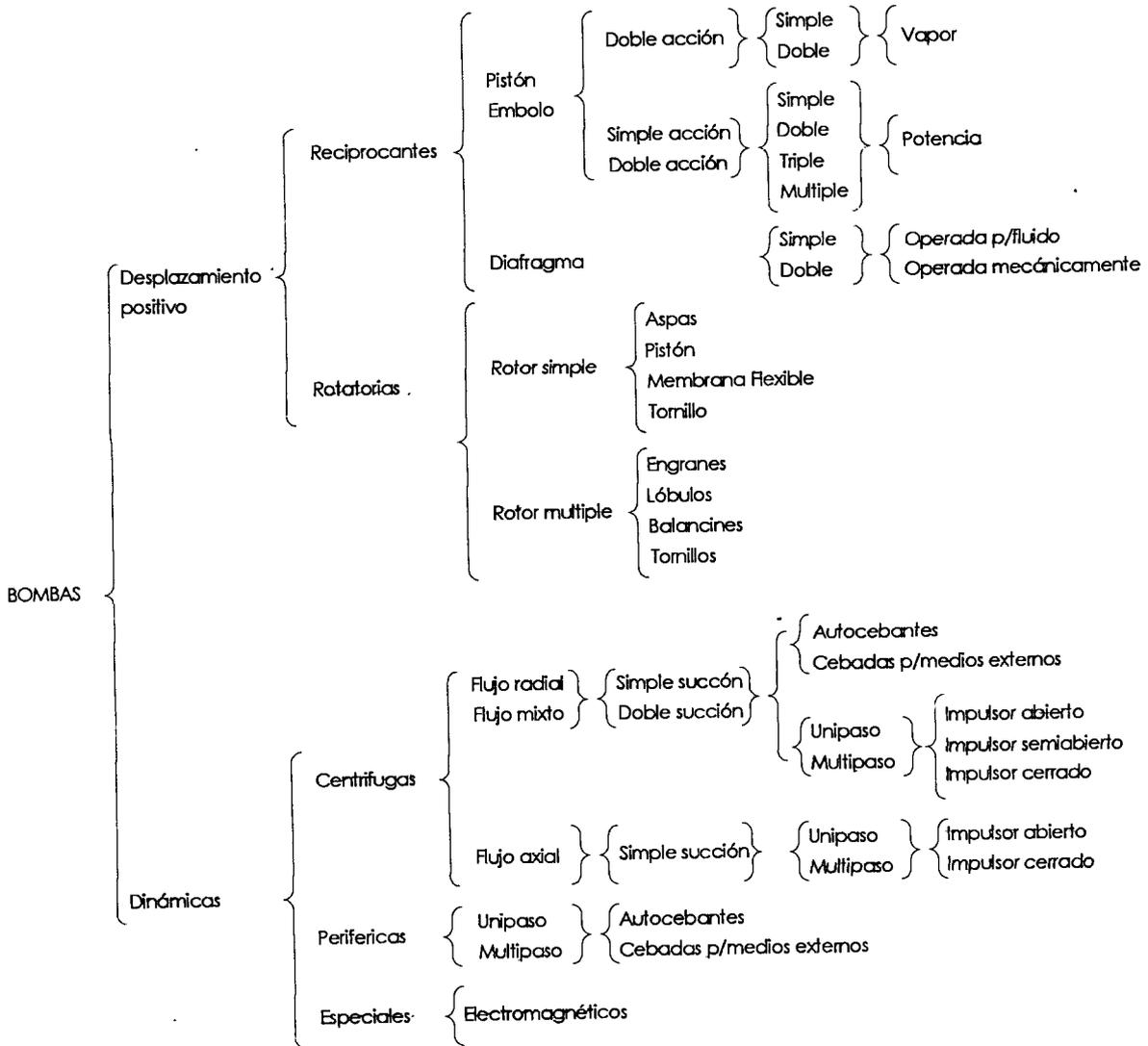
2.2 Sistema Mecánico

Los sistemas de bombeo están compuestos de los siguientes elementos:

BOMBA. Conceptualmente, se puede definir una bomba, como una máquina que consiste en un conjunto de impulsores rotatorios, alojados dentro de una cubierta o carcasa, los cuales están diseñadas para transformar la energía mecánica, procedente de cualquier medio motriz, en energía de velocidad, presión y de posición, adicionada a un fluido.

Los diferentes tipos de bombas que existen en la industria, son de características tan variadas que se rebasan, con mucho, los alcances del presente documento. Un criterio básico que incluye una clasificación general, es el que se basa en el principio de operación por el cual se adiciona energía al fluido. Bajo este criterio las bombas pueden dividirse en dos grandes grupos: Dinámicas (centrifugas, periféricas y tipos especiales) y las bombas de Desplazamiento positivo (reciprocantes y rotatorias). El cuadro 1.1 muestra la clasificación general de las bombas.

CLASIFICACIÓN DE BOMBAS



CUADRO 1.1 CLASIFICACIÓN GENERAL DE LAS BOMBAS

Fuente: Diseño de Instalaciones Mecánicas, V.4.1 Subdirección General de Infraestructura Hidráulica Urbana e Industrial, CNA, Noviembre 1996.

Las bombas *dinámicas* son aquellas a las que se agrega energía continuamente para incrementar la velocidad del flujo dentro de la bomba a valores mayores de los que existe en la succión, de manera que la subsecuente reducción de velocidad dentro o más allá de la bomba, produce un incremento en la presión. Se utilizan para mover flujos grandes con bajas cargas.

Las bombas de *desplazamiento positivo* son aquellas que se agrega energía periódicamente mediante la aplicación de la fuerza a uno o más límites móviles para desplazar un número deseado de volúmenes de fluido, lo que resulta en un incremento directo en la presión. Se utilizan cuando se mueven pequeños gastos a alta presión.

Existen también otros tipos de bombas para fluidos viscosos, como las de engranes o las de lóbulos. De igual manera se tienen bombas que se utilizan para gastos intermedios, como son las de pozo profundo.

Las bombas mayormente utilizadas en los sistemas de riego agrícola y de agua potable son las centrífugas y sus clasificaciones.

Centrífugas.- La bomba centrífuga es una turbo máquina de tipo radial con flujo de adentro hacia afuera, presentando por lo general una área de paso de agua relativamente reducida en relación con el diámetro del rotor o impulsor, con objeto de obligar al fluido hacer un recorrido radial largo y aumentar la acción centrífuga a fin de incrementar la carga estática, que es lo que generalmente se pretende.

Este tipo de bombas, debido a sus características, son las bombas que más se aplican en la industria. Las razones de estas preferencias son las siguientes:

- Son aparatos giratorios.
- No tienen órganos articulados y los mecanismos de acoplamiento son muy sencillos.
- La impulsión eléctrica del motor que la mueve es bastante sencilla.

- Para una operación definida, el gasto es constante y no se requiere dispositivo regulador.
- Se adaptan con facilidad a muchas circunstancias.

Aparte de las ventajas ya enumeradas, se unen las siguientes ventajas económicas:

- El precio de una bomba centrífuga es aproximadamente $\frac{1}{4}$ del precio de la bomba de émbolo equivalente.
- El espacio requerido es aproximadamente $\frac{1}{8}$ del de la bomba de émbolo equivalente.
- El peso es muy pequeño y por lo tanto las cimentaciones también lo son.
- El mantenimiento de una bomba centrífuga sólo se reduce a renovar el aceite de las chumaceras, los empaques de la prensa-estopa y el número de elementos a cambiar es muy pequeño.

Las bombas centrífugas se clasifican de acuerdo a la trayectoria del fluido en el interior del impulsor en: flujo radial, flujo axial y flujo mixto.

A. Flujo Radial. El movimiento del fluido se inicia en un plano paralelo al eje de giro del impulsor de la bomba y termina en un plano perpendicular a este. Generalmente manejan poco gasto y grandes alturas de elevación por paso; se usan en el manejo de aguas claras. Estas bombas, de acuerdo a la posición de su eje, pueden ser horizontales o verticales.

Horizontales:

Voluta Sencilla. En estas, el agua entra por el ojo del impulsor por un solo lado de este: en la figura 2.4 se ilustra este tipo de bomba.



FIGURA 2.4 BOMBA DE VOLUTA SENCILLA

Fuente: Catalogo Frainbranks Morse Co.

Doble Voluta o Carcaza Bipartida. Cuando se requiere admitir más caudal sin aumentar el diámetro del ojo de entrada, lo que reducirá el recorrido radial y la carga, se dispone de la doble succión o entrada, por los dos lados del impulsor. Este tipo de bomba se ilustra en la figura 2.5.



FIGURA 2.5 BOMBA DE DOBLE VOLUTA

Fuente: Catalogo Goulds Pumps Co.

Verticales:

Tipo turbina o de tazones o de pozo profundo. En este tipo de bombas se usan los impulsores del tipo radial en su modalidad de cerrados o semiabiertos y su aplicación específica es para manejar agua limpia. Existen básicamente dos variantes en estas bombas, las lubricadas por agua y las lubricadas por aceite; en la selección de una u otra no existen criterios

universales, depende básicamente su selección y utilización de la experiencia del proyectista.

Lo que se quiere significar con esta denominación es que se trata de grandes cargas en relación con el caudal manejado. La forma de la carcasa que aloja a cada impulsor se parece a la de un tazón invertido, de donde han tomado el nombre estas bombas. Se pueden acoplar con el motor; ya sea exterior o sumergible. En la figura 2.6 se muestran las bombas verticales, equipadas con motor externo, así como con motor sumergible.



FIGURA 2.6 BOMBAS DE POZO PROFUNDO.

Fuente: Catalogo Goulds Pumps Co.

- B. Flujo Axial. Las bombas axiales permiten la transferencia de energía mecánica del rotor al líquido mientras este pasa a través de los alabes en dirección axial. El impulsor tiene forma de hélice, de 2 a 6 aspas, por lo que estas bombas se llaman también de hélice. Sus características principales son las de desarrollar grandes gastos contra bajas cargas. Su aplicación principal es para el bombeo de aguas residuales, con sólidos en suspensión, movimiento de grandes volúmenes y para el manejo de condensados. Se puede, en algunos casos incrementar la carga, aumentando el número de alabes (5-6), con lo que se operan mejor los cambios de velocidad a través de los

ductos entre alabes, pero aumentan las perdidas por fricción. Sin embargo si se quiere mover grandes caudales, que es donde encuentran verdadera aplicación las bombas axiales, se debe reducir el numero de alabas (3-4), siempre que la carga sea pequeña. (Ver figura 2.7)



FIGURA 2.7 BOMBA DE FLUJO AXIAL

Fuente: Catalogo Flowserve Co.

C. Flujo mixto. En la zona de transición se encuentran las bombas mixtas o helico-radiales, cuyo impulsor participa de las características de ambos tipos de bombas, la puramente radial y la axial. El movimiento del fluido dentro del impulsor se desarrolla en tres direcciones: tangencial, radial y axial al eje de giro del impulsor de la bomba. Estas bombas desarrollan su carga parcialmente por fuerza centrífuga y parcialmente por el impulso de los alabes sobre el líquido (Ver figura 2.8).



FIGURA 2.8 BOMBAS TIPO MIXTO.

Fuente: Catalogo Goulds Pumps Co.

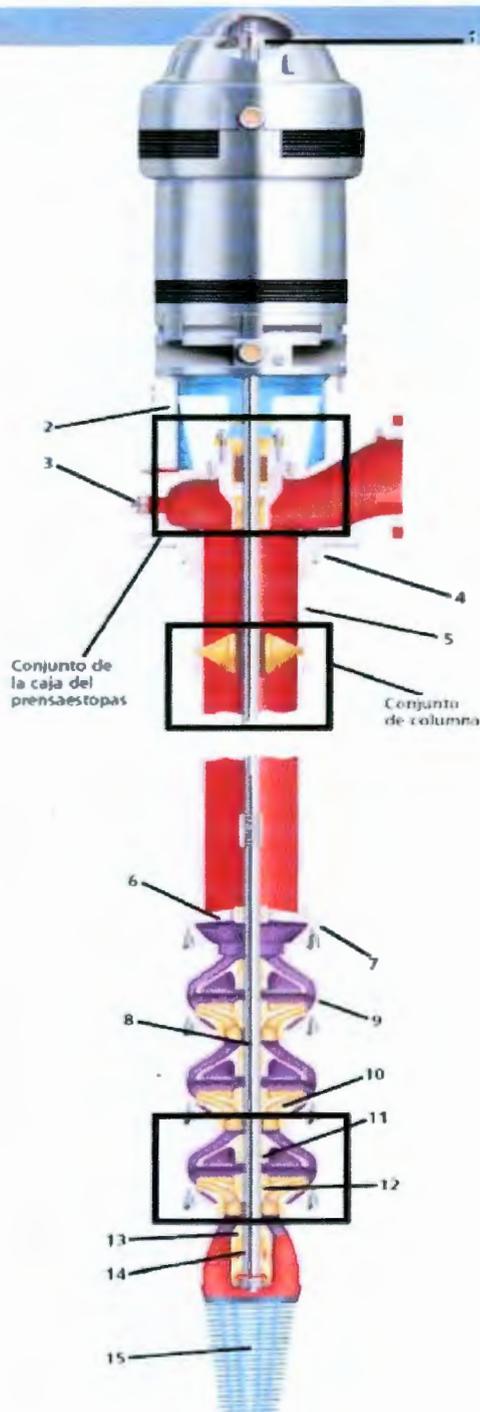
Generalmente se restringen a diseños de succión simple y sus principales características son que pueden manejar flujos grandes y desarrollar cargas intermedias entre el impulsor axial y el radial; su principal aplicación es en el bombeo de aguas residuales o con sólidos de suspensión.

Comúnmente los sistemas de bombeo equipados con bombas verticales motor externo, estarán constituidos de las siguientes partes:

Lubricación de agua

- 1 Tuerca de ajuste**
Permite el ajuste exacto del impulsor para máximo rendimiento.
- 2 Eje de descarga**
El eje de servicio pesado proporciona máxima accesibilidad para el servicio del conjunto de la caja del prensaestopas. Es estándar un eje motor de dos piezas.
- 3 Conexión Prelubricación**
- 4 Adaptador de Columna**
Acepta columna roscada o bridada.
- 5 Niple de ajuste**
Se rosca directamente en el adaptador de columna. El eje motor de barra se regla exactamente roscando el eje en la columna, como se requiere.
- 6 Cojinete del Tazón de Descarga**
De bronce.
- 7 Tazón de Descarga**
De hierro fundido de grano apretado.
- 8 Eje de la Bomba**
Sobredimensionado, de acero inoxidable, pulido, de alta resistencia.
- 9 Tazones Intermedios**
De hierro fundido de grano apretado; los conductos para agua revestidos de vidrio para eficiencia máxima.
- 10 Impulsores**
De bronce silitose, diseñado para máxima eficiencia; equilibrado de precisión para un funcionamiento suave.
- 11 Cojinetes de Tazones Intermedios**
De bronce o goma para una larga duración de la bomba, bajo cualquier condición del pozo.
- 12 Collares de Cierre**
La construcción de acero asegura el impulsor al eje de la bomba.
- 13 Collar de Arena**
Localizado exactamente al cojinete del tazón de succión para eliminar la posible acumulación de arena.
- 14 Cojinete de Tazón de Succión**
De bronce, con empaque de grasa para una larga duración sin averías.
- 15 Tubería de Aspiración o Cesta de Aspiración - Opcional**
Opcional la tubería de aspiración cortada a la longitud deseada para las mejores condiciones de succión. La cesta proporciona protección contra los sólidos grandes.

Tazones Revestidos de Vidrio
Tazones intermedios de hierro fundido Clase 30 para trabajo pesado, con característica normal de los conductos de agua revestidos de "vitra-glass" para máxima eficiencia y protección de desgaste.



**FIGURA 2.9 ELEMENTOS QUE COMPONEN UNA BOMBA VERTICAL CON MOTOR EXTERNO
LUBRICACION EN AGUA**

Fuente: *Catalogo Bombas Goulds Co.*

2.3 SISTEMA HIDRÁULICO

El sistema hidráulico está compuesto de tuberías, válvulas y accesorios. Por ellas el agua es conducida para el suministro a los usuarios, en caso de agua potable y hasta los lugares de riego agrícola.

Los parámetros hidráulicos son:

GASTO O CAUDAL. Es la razón a la cual el volumen del agua cruza el área de la sección transversal del tubo en la unidad de tiempo, es expresada en (m^3/s)

NIVEL ESTÁTICO. Es el nivel de agua en el pozo cuando no esta bombeando, y es la distancia vertical medida a partir del brocal del pozo, hasta el espejo del agua.

NIVEL DINÁMICO. El nivel estático del agua, en cualquier pozo se abate durante el proceso de bombeo hasta que se establece el equilibrio hidráulico entre la cantidad de agua que extrae y la capacidad de producción del pozo. En ese momento queda determinado el nivel dinámico del pozo y se mide a partir del brocal hasta el espejo del agua.

La figura 2.10 ilustra un corte longitudinal, de un sistema de bombeo vertical con motor externo, donde se muestra los niveles estáticos y dinámicos del mismo.

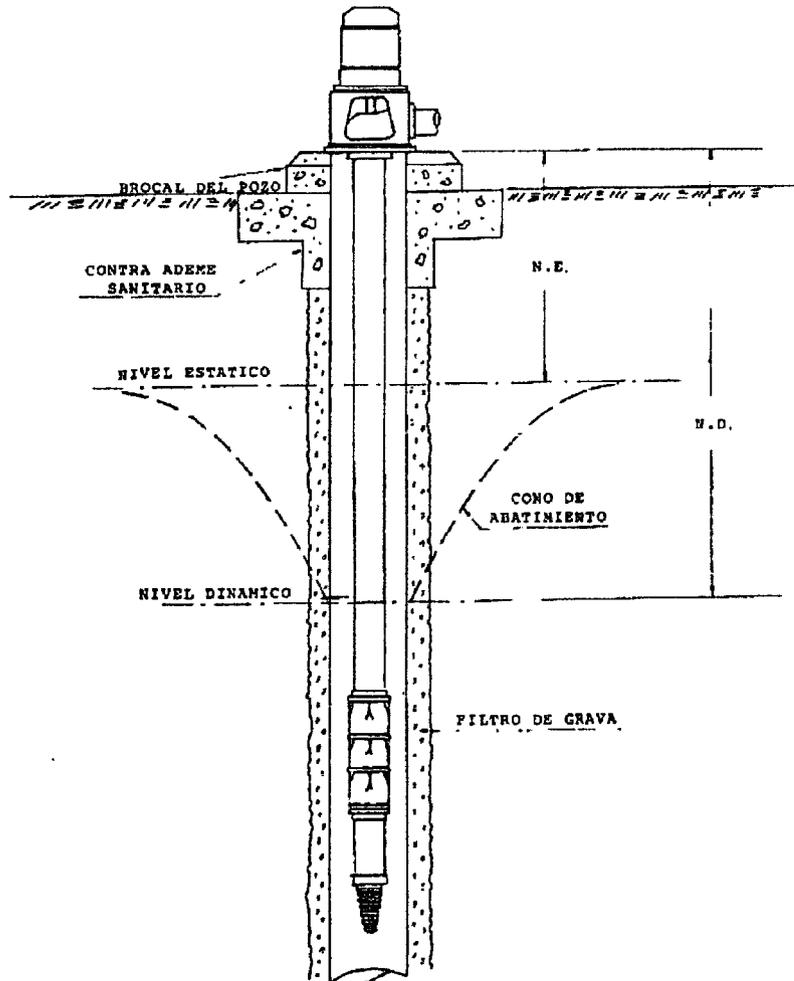


FIGURA 2.10 NIVELES DE BOMBEO

Fuente: Guía para la Evaluación de la Eficiencia en Equipos Electromecánicos en Operación para Pozo Profundo, Gerencia de Ingeniería Básica y Normas Técnicas, CNA, Noviembre 1992.

CARGA DE BOMBEO. Es la determinación de la energía requerida para impulsar el líquido desde el nivel de succión hasta el nivel de descarga, venciendo la resistencia que ofrecen la tubería y los accesorios, al paso del fluido.

PÉRDIDAS MECÁNICAS. Estas pérdidas se dividen en dos:

- Pérdidas Primarias
- Pérdidas Secundarias.

Perdidas Primarias. Son ocasionadas por el rozamiento que el fluido experimenta con la pared de la tubería por la que circula y al roce de las partículas entre si. La determinación de este tipo de pérdidas esta en función de el tipo de material, acabado interno de la tubería, ya sea liso o rugoso, y el régimen en que se maneja el flujo de fluido si es laminar y turbulento.

Perdidas Secundarias. Son ocasionadas por la resistencia que presentan al paso del fluido los accesorios del arreglo de tuberías (reducciones, válvulas, estrangulaciones, expansiones cambios de dirección, entre otros.)

EJEMPLO DE CABEZAL DE DESCARGA UNIDO A TUBERÍA DE PVC

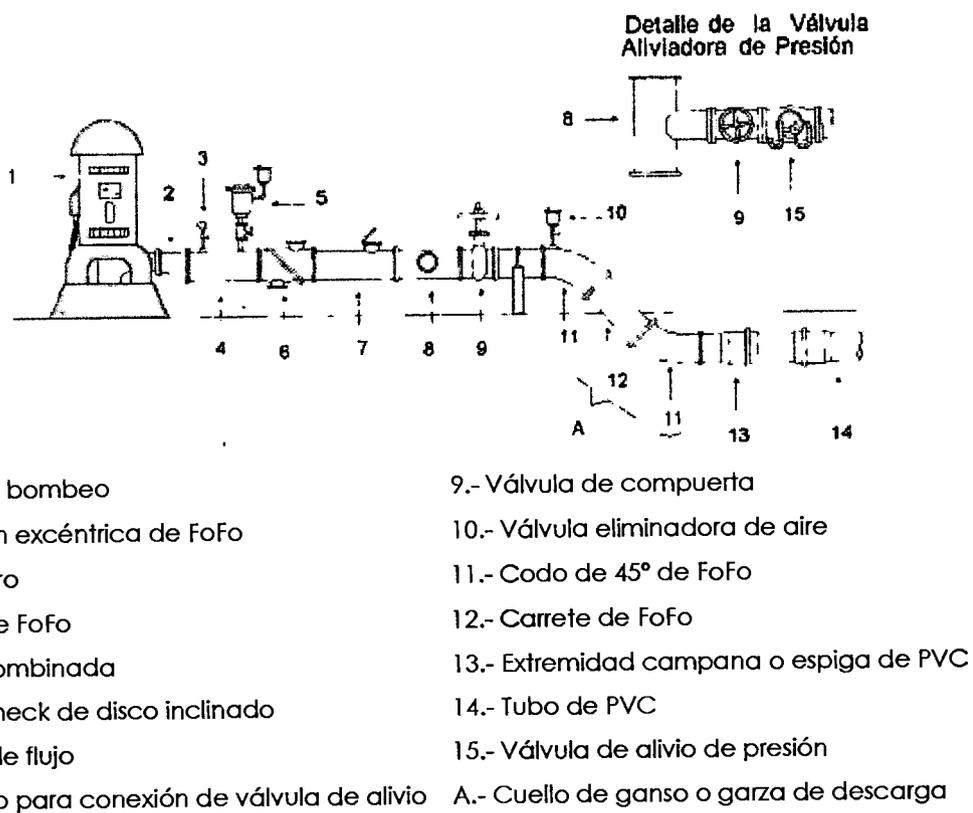


FIGURA 2.11 CABEZAL DE DESCARGA UNIDO A TUBERÍA PVC.

Fuente: Elaboración Propia.

En las plantas de bombeo, la energía eléctrica consumida depende de la potencia instalada, el tiempo en que funciona la bomba y la eficiencia del sistema. Esta última es la relación entre la potencia que suministra la bomba al fluido y la potencia eléctrica consumida. Ahora bien, la potencia suministrada por la bomba, esta en función del gasto y la carga.

Si cualquiera de los elementos del sistema, ha sido mal seleccionado en su tipo, capacidad o material; si el motor no está funcionando correctamente, si alguno de los accesorios está obstruido o si la tubería está deteriorada, aumentará el consumo de energía eléctrica del sistema total y...

La energía que se pierda dentro del sistema, tendrá que ser suministrada por la bomba, ¡y pagada por el organismo operador!



RECOMENDACIONES PARA EL DISEÑO ELECTRICO DE SISTEMAS DE BOMBEO

A medida que continúa la urbanización, las compañías suministradoras de agua tienen la compleja tarea de suministrar el servicio con efectividad para mantener un adecuado abastecimiento a las ciudades.

El diseño de un equipo de bombeo eficiente, implica hacer trabajar juntas las disciplinas hidráulicas, mecánicas y eléctricas, con habilidades para identificar oportunidades, desarrollar e implementar proyectos y, en lo posible, dar seguimiento a los resultados.

El presente capítulo pretende ser una herramienta adicional para el proyectista, aportando conceptos técnicos que inciden de manera fundamental en el aprovechamiento eficiente de la energía eléctrica en los sistemas de bombeo. Así mismo se indican recomendaciones a efecto de incrementar la eficiencia de la energía eléctrica.

3.1.- MOTORES EFICIENTES.

Alrededor del 70% del consumo de la energía eléctrica generada se debe al funcionamiento de los motores eléctricos. Es significativo el hecho de que los motores eléctricos, suministran en su mayor parte, la energía que mueve a los accionamientos industriales, por lo que la operación y conservación de los motores representa uno de los campos más fértiles de oportunidades en el ahorro de energía, que se traducen en una reducción en los costos de producción y en una mayor competitividad.

El ahorro de energía comienza desde la selección apropiada de los motores. Siempre hay uno adecuado a las necesidades que se tienen, tanto en lo que respecta a su tipo por condiciones ambientales de operación, por condiciones de arranque o regulación de velocidad, así como por su tamaño o potencia. Los mayores ahorros de energía eléctrica se obtienen cuando el motor y su carga operan a su máxima eficiencia.

Este capítulo contiene útiles recomendaciones para optimizar el consumo de energía eléctrica en sistemas de bombeo. Los temas tratados son muy prácticos y recomiendan tener cuidado con las reparaciones, motivar al personal a ahorrar, corregir su factor de potencia y administrar la demanda de energía eléctrica.

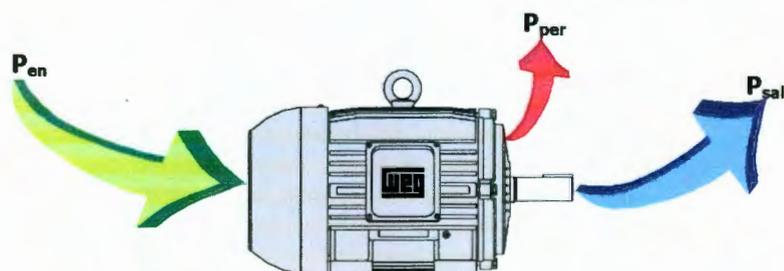
3.1.1.- La eficiencia en un motor

La eficiencia o rendimiento de un motor eléctrico es una medida de su habilidad para convertir la potencia eléctrica que toma de la línea en potencia mecánica útil. Se expresa usualmente en porcentaje de la relación de la potencia mecánica entre la potencia eléctrica, esto es:

$$\text{Eficiencia} = \frac{\text{Potencia de salida}}{\text{Potencia de entrada}}$$

No toda la energía eléctrica que un motor recibe, se convierte en energía mecánica. En el proceso de conversión, se presentan pérdidas, por lo que la eficiencia nunca será del 100%. Si las condiciones de operación de un motor son incorrectas o este tiene algún desperfecto, la magnitud de las pérdidas, puede superar con mucho las de diseño, con la consecuente disminución de la eficiencia.

Del principio de conservación de la energía: "la energía no se crea ni se destruye, solo se transforma". Este enunciado puede ser expresado:



P_{en} = Potencia de entrada en forma eléctrica

P_{sal} = Potencia de salida en forma mecánica

P_{per} = Potencia perdida durante el proceso en forma de calor

FIGURA 3.1 BALANCE DE ENERGÍA DE UN MOTOR ELÉCTRICO.

Fuente: Presentación WEG "Oportunidades para el ahorro de energía eléctrica a través del uso de motores de eficiencia alta e inversores de frecuencia"

La energía eléctrica que entra es igual a la energía mecánica que sale más las pérdidas que ocurren durante el proceso.

$$\text{Potencia de entrada} = \text{Potencia de salida} + \text{Pérdidas}$$

$$\text{Eficiencia} = \frac{\text{Potencia de salida}}{\text{Potencia de salida} + \text{Perdidas}}$$

$$\eta = \frac{P_{sal}}{P_{sal} + P_{per}} \times 100$$

Las pérdidas en el motor se clasifican en:

- | | | | |
|---------------|------------------------------|---|--|
| 1. FIJAS: | 1.1. Pérdidas mecánicas: | { | - Fricción
- Ventilación |
| | 1.2. Pérdidas magnéticas: | { | - Histéresis
- Corrientes Parásitas |
| 2. VARIABLES: | 2.1. Pérdidas en el estator | | |
| | 2.2. Pérdidas en el rotor | | |
| | 2.3. Pérdidas indeterminadas | | |

Para calcular la eficiencia, las unidades de las potencias deben ser iguales. Como la potencia eléctrica se expresa usualmente en kilowatts (kW) en tanto que la potencia mecánica en caballos de potencia (CP o HP), las siguientes equivalencias son útiles para la conversión de unidades:

1 CP	=	0.746 kW
1 kW	=	1.34 CP

El siguiente ejemplo, proporcionado por Laboratorios WEG, refiere a un motor de 100 CP que toma de la línea 87.5 kW⁵

⁵ Porcentaje de pérdidas típicas de un motor de 100 CP, 4 polos, eficiencia alta, totalmente cerrado, Fuente: Laboratorios WEG.

$$\text{POTENCIA MECÁNICA} = 100 \times 0.746 = 74.6 \text{ kW}$$

PÉRDIDAS

$$\text{Mecánicas} = 0.85 \text{ kW}$$

$$\text{Núcleo} = 1.90 \text{ kW}$$

$$\text{En estator} = 3.32 \text{ kW}$$

$$\text{En rotor} = 3.63 \text{ kW}$$

$$\text{Indeterminadas} = 0.95 \text{ kW}$$

$$\text{TOTAL} = \mathbf{10.65 \text{ kW}}$$

$$\begin{aligned} \text{EFICIENCIA} &= \eta = \frac{74.6}{74.6 + 10.65} \times 100 \\ &= \mathbf{87.5 \%} \end{aligned}$$

Con esto se nota que el motor convierte el 87.5% de su energía eléctrica en mecánica, perdiendo el 12.5% en el proceso de conversión. En términos prácticos, se consume y se paga la energía utilizada para hacer funcionar al motor.

Emplear motores de mayor eficiencia, reduce las pérdidas y los costos de operación. Por ejemplo si el motor anterior se sustituyera por otro con una mayor eficiencia, la potencia ahorrada (PA) se puede calcular aplicando la siguiente ecuación:

$$PA = 0.746 \times C.P. \left(\frac{100}{E_1} - \frac{100}{E_2} \right)$$

Donde:

0.746 = Factor de conversión de CP a kW

CP = Caballos de potencia

E₁ = Eficiencia del motor de rendimiento estandar

E₂ = Eficiencia del motor de rendimiento mayor

Para identificar si el motor es de alta eficiencia, deberá mostrar en su placa una etiqueta de garantía como producto certificado, como por ejemplo el del Fideicomiso para el Ahorro de Energía (FIDE).

Supongamos dos motores de 20 CP, uno con una eficiencia estándar de placa de 87.5% con un costo de \$8,336.00. El otro con una eficiencia de 92.4%, con un costo de \$9,170.00, la potencia ahorrada será:

$$PA = 0.746 \times 20 \left(\frac{100}{87.5} - \frac{100}{92.4} \right) = 0.90425 \text{ kW}$$

Suponga que ambos motores Trabajarán 16 horas diarias, 5 días de la semana y 50 semanas por año, que equivalen a 4000 horas al año. La energía ahorrada anualmente equivale a:

$$4000 \text{ horas} \times 0.90425 = 3,617 \text{ kWh}$$

Como ejercicio se multiplicará esta cantidad de kWh por el costo de la tarifa que corresponda al servicio que se tenga contratado obteniendo el ahorro monetario al utilizar el motor de mayor eficiencia. Considerando un costo de \$1.15 kW/h, el ahorro anual (A_A) sería de:

$$A_A = 3,617 \times 1.15 = \$4,159.5 \text{ ahorro anual}$$

Tiempo de recuperación de la inversión inicial = $\frac{\text{Precio del motor alta eficiencia}}{A_A}$

$$\text{Tiempo de recuperación de la inversión inicial} = \frac{\$9,170.0}{\$4,159.5} = 2.2 \text{ años}$$

Un motor bien diseñado puede tener un precio de compra elevado, pero generalmente tendrá una mayor eficiencia que el de motores estándar o de procedencia desconocida.

Los incrementos que han experimentado el costo de los energéticos a nivel mundial, han orientado a los fabricantes de motores a lograr principalmente motores de alta eficiencia, con rendimientos de hasta un 96% y cuyo costo adicional sobre los convencionales se puede pagar rápidamente con los ahorros que se tienen en el consumo. Vale la pena considerar su utilización.

3.1.2 Cuidado con las reparaciones

La reparación inadecuada de un motor puede ocasionar un incremento en las pérdidas y adicionalmente en los motores de corriente alterna, la reducción del factor de potencia. Todo esto conduce a una disminución de su eficiencia.

Por ejemplo, un motor que sufrió un desperfecto en su devanado, y que por ello se tenga que rebobinarlo, puede disminuir su eficiencia considerablemente, si durante el proceso de reparación se presenta:

- Calentamiento desmedido del hierro al retirar el devanado
- Daños en las ranuras al retirar el devanado dañado y montar el nuevo
- Diferente calidad y calibre del alambre
- Diferente número de vueltas
- Daños a los cojinetes y mal alineamiento.
- Mayor tiempo de secado final.
- Barniz aislante no adecuado para el tipo de trabajo.

Es importante que cuando se haga la reparación de un motor, el trabajo lo efectúe personal calificado para garantizar que la compostura sea

realizada correctamente y que los materiales empleados sean de calidad igual ó superior a los originales.

La misma atención se debe prestar a las partes eléctricas del motor, como a los componentes mecánicos, tales como los cojinetes, el eje y el sistema de ventilación o enfriamiento. Con frecuencia, los daños que sufren los devanados tienen su origen en desperfectos mecánicos.

Un motor mal reparado al ser instalado nuevamente, gastará más energía que antes. Cuando los daños sean mayores puede resultar más económico adquirir un motor nuevo que repararlo. Es recomendable evaluar técnica y económicamente la posibilidad de hacerlo, y si se tiene la posibilidad económica, es preferible utilizar motores de alta eficiencia.

3.1.3 Motores eléctricos y el Factor de Potencia

Los motores de inducción por su simplicidad de construcción, su velocidad prácticamente constante, su robustez y su costo relativamente bajo, son los motores más utilizados en la industria. Sin embargo, tienen el inconveniente de que aun en óptimas condiciones, demandan potencia reactiva (kVAR). Esto origina una de las causas principales del bajo Factor de Potencia en las instalaciones.

Un bajo factor de potencia significa energía desperdiciada y afecta a la adecuada utilización del sistema eléctrico. Por esta razón, en las tarifas eléctricas, se ofrece una bonificación o reducción en las facturas de electricidad en instalaciones con un factor de potencia mayor del 90% y, también, se imponen cuotas de penalización a manera de multas si el factor de potencia es menor que la cifra señalada.

Un usuario operando con un factor de potencia de 80%, valor que se encuentra con frecuencia en instalaciones industriales, tiene que pagar un recargo del 7.5% sobre el monto de su cuenta de electricidad, recargo que puede alcanzar la cantidad de 120%, en el caso extremo de tener un factor de potencia del 30%.

Corregir el bajo FP en una instalación es un buen negocio, no sólo porque se evitarán los cargos en la facturación que esto origina, sino porque los equipos operan más eficientemente, reduciendo los costos por consumo de energía.

3.2 FACTOR DE POTENCIA (FP)

El factor de potencia ($\cos \phi$) es la relación entre la potencia activa (P, en kilowatts, kW), y la potencia aparente (S, en kilovolts-ampers, kVA) y describe la relación entre la potencia de trabajo o real y la potencia total suministrada.

El FP está definido por la siguiente ecuación:

$$FP = \frac{P}{S} = \cos \phi$$

El factor de potencia expresa en términos generales, el desfaseamiento o no de la corriente con relación al voltaje y es utilizado como indicador del correcto aprovechamiento de la energía eléctrica, el cual puede tomar valores entre 0 y 1.0 siendo la unidad (1.0) el valor máximo de FP y por tanto el mejor aprovechamiento de energía.

3.2.1 Tipos de potencia

Potencia activa

Los diferentes dispositivos eléctricos convierten la energía eléctrica en otras formas de energía tales como: mecánica, lumínica, térmica, química, etc. A la energía consumida por dichos dispositivos, que es capaz de producir trabajo útil, se le conoce como potencia activa y es similar a la energía consumida por una resistencia eléctrica; su símbolo es P y su unidad es el Watt (W).

Potencia reactiva

Además de utilizar potencia activa para producir un trabajo, los motores, transformadores y demás equipos inductivos requieren un suministro de potencia reactiva para generar el campo magnético necesario para su funcionamiento. La potencia reactiva no produce por si misma ningún trabajo; se simboliza con la letra Q y sus unidades son los volts-ampers reactivos (VAR).

Potencia aparente

La potencia total o aparente es la suma geométrica de las potencias activa y reactiva, o bien, el producto de la corriente y el voltaje; su símbolo es S y sus unidades se expresan en volts-ampers (VA).

Triángulo de potencias

La Figura 3.1. puede ser usada para ilustrar las diferentes formas de potencia eléctrica.

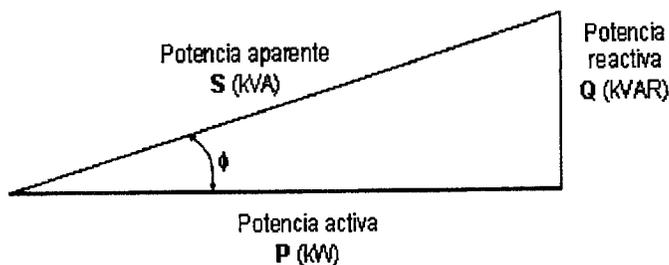


FIGURA 3.1 TRIÁNGULO DE POTENCIA ELÉCTRICAS

Fuente: *Diseño de Instalaciones Eléctricas*, V.4.2 Subdirección General de Infraestructura Hidráulica Urbana e Industrial, CNA, Noviembre 1996.

De la figura anterior se observa:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

además:

$$\cos\phi = \frac{P}{S} \quad \text{y} \quad \tan\phi = \frac{Q}{P}$$

3.2.2 El bajo factor de potencia

En caso de que el factor de potencia sea inferior a 1.0, implica que los equipos demanden energía reactiva y por tanto se incrementa la corriente eléctrica que circula en las instalaciones del consumidor y de la compañía suministradora en la medida que el factor de potencia disminuya; los excesos de corriente pueden provocar daños en las instalaciones eléctricas por efecto de sobrecargas, además, produce alteraciones en la regulación de la tensión, con lo cual empeora el rendimiento y funcionamiento de los equipos.

Diagrama de corriente

Para una potencia constante (kW), la cantidad de corriente de la red se incrementará en la medida que el factor de potencia disminuya (véase figura 3.2), por ejemplo, con un factor de potencia igual a 0.5 en retraso, la cantidad de corriente para la carga será dos veces la corriente útil, en cambio para un factor de potencia igual a 0.9 en retraso, la cantidad de corriente será 10% más alta que la corriente útil.

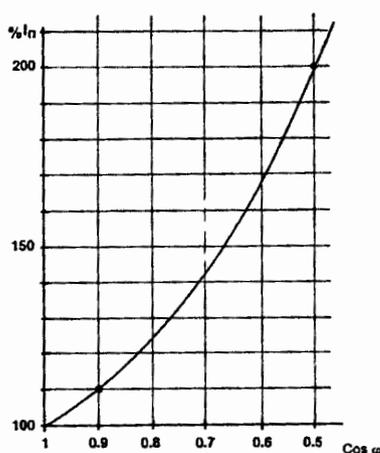


FIGURA 3.2. DIAGRAMA DE CORRIENTE NOMINAL AFECTADA POR EL FACTOR DE POTENCIA

Fuente: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, www.conae.gob.mx.

Causas del bajo factor de potencia

Las cargas inductivas como motores, balastos, transformadores, etc., son el origen del bajo factor de potencia ya que en este tipo de equipos el consumo de corriente se defasa con relación al voltaje. Es decir la corriente se atrasa con respecto al voltaje.

Consecuencias del bajo factor de potencia

Las instalaciones eléctricas que operan con un factor de potencia menor a 1.0 tienen las siguientes consecuencias:

- *Incremento de las pérdidas por efecto Joule*

La potencia que se pierde por calentamiento está dada por la expresión I^2R donde I es la corriente total y R es la resistencia eléctrica de los equipos (bobinados de generadores y transformadores, conductores de los circuitos de distribución, etc.). Las pérdidas por efecto Joule se manifestarán en:

- Calentamiento de cables
- Calentamiento de embobinados de los transformadores de distribución
- Disparo sin causa aparente de los dispositivos de protección

Uno de los mayores problemas que causa el sobrecalentamiento es el deterioro irreversible del aislamiento de los conductores que, además de reducir la vida útil de los equipos, puede provocar cortos circuitos.

- *Sobrecarga de los generadores, transformadores y líneas de distribución*

El exceso de corriente debido a un bajo factor de potencia, ocasiona que los generadores, transformadores y líneas de distribución, trabajen con cierta sobrecarga y reduzcan su vida útil, debido a que estos equipos, se diseñan para un cierto valor de corriente y para no dañarlos, se deben operar sin que éste se rebase.

- *Aumento de la caída de tensión*

Resultando en un insuficiente suministro de potencia a las cargas (motores, lámparas, etc.); estas cargas sufren una reducción en su potencia de salida. Esta caída de voltaje afecta a:

- Los embobinados de los transformadores de distribución
- Los cables de alimentación, y a los
- Sistemas de protección y control

- *Incremento de la potencia aparente*

Con lo que se reduce la capacidad de carga instalada en KVA en los transformadores de distribución.

- *Incremento en la facturación eléctrica*

Ya que un bajo factor de potencia implica pérdidas que afectan al productor y distribuidor de energía eléctrica, por lo que se penaliza al usuario haciendo que pague más por su electricidad.

3.2.3 Cargos y bonificaciones por factor de potencia

En México, de acuerdo a la tarifa y al Diario Oficial de la Federación del día 10 de noviembre de 1991, cuando el factor de potencia tenga un valor inferior a 0.9 retrasado, el suministrador de energía eléctrica tendrá derecho a cobrar al usuario una penalización o cargo por la cantidad que resulte de aplicar al monto de la facturación.

El porcentaje de recargo que se determina según la siguiente ecuación:

- Ecuación para calcular el porcentaje de penalización por bajo factor de potencia ($FP < 0.9$)

$$\text{Penalización (\%)} = \frac{3}{5} \times \left[\frac{0.9}{FP} - 1 \right] \times 100$$

En el caso de que el factor de potencia tenga un valor superior a 0.9, el suministrador tendrá la obligación de bonificar al usuario la cantidad que resulte de aplicar a la factura el porcentaje de bonificación según la siguiente ecuación:

- Ecuación para calcular el porcentaje de bonificación por alto factor de potencia ($FP > 0.9$)

$$\text{Bonificación (\%)} = \frac{1}{4} \times \left[1 - \frac{0.9}{FP} \right] \times 100$$

Los valores resultantes de la aplicación de estas fórmulas se redondearán a un solo decimal, por defecto o por exceso, según sea o no menor que 5 (cinco) el segundo decimal. En ningún caso se aplicarán porcentajes de penalización superiores a 120 % (ciento veinte por ciento), ni porcentajes de bonificación superiores a 2.5 % (dos punto cinco por ciento).⁶

⁶ Fuente: Comisión Federal de Electricidad, www.cfe.gob.mx.

3.2.4 Compensación del factor de potencia

Fundamentos

Las cargas inductivas que se encuentran en una industria, además de requerir potencia activa, demandan un suministro de potencia reactiva para su funcionamiento, lo cual, como vimos en temas anteriores, ocasiona un bajo factor de potencia.

Sin embargo, la demanda de potencia reactiva se puede reducir mediante la conexión de capacitores en paralelo, con la carga de bajo factor de potencia. Dependiendo de la cantidad de reactivos que entregan los capacitores, se reduce parcial o totalmente la potencia reactiva tomada de la red eléctrica y en consecuencia aumenta el FP. A este proceso se le denomina compensación del factor de potencia.

Una cuestión importante, es determinar el valor de la potencia reactiva del capacitor que se necesita para la compensación del factor de potencia. Para explicar esto, analicemos la Figura 3.3.

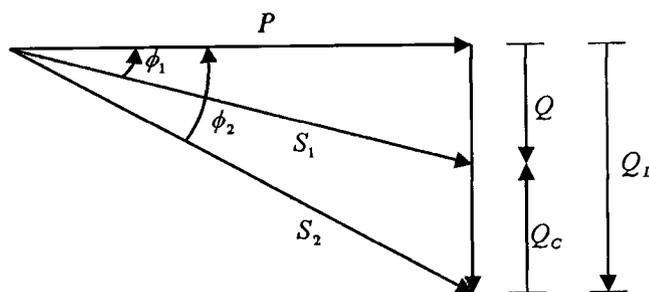


FIGURA 3.3. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LA COMPENSACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

Fuente: *Guía para la Evaluación de la Eficiencia en Equipos Electromecánicos en Operación para Pozo Profundo*, Gerencia de Ingeniería Básica y Normas Técnicas, CNA, Noviembre 1992.

Donde:

- Q_L es la demanda de potencia reactiva de un motor y S_2 la potencia aparente correspondiente.
- Q_C es el suministro de potencia reactiva del capacitor de compensación.
- La compensación de potencia reactiva no afecta el consumo de potencia activa, por lo que P es constante.

Como efecto del empleo de los capacitores, el valor del ángulo ϕ_2 se reduce a ϕ_1 , del mismo modo, la potencia aparente S_2 también disminuye, tomando el valor de S_1 . Finalmente, al disminuir la demanda de potencia reactiva, se incrementa el factor de potencia ($\text{Cos } \phi_1 > \text{Cos } \phi_2$).

3.2.5 Cálculo del tamaño del capacitor

Para mejorar el FP, la solución es la colocación de bancos de capacitores que proporcionan la potencia reactiva [kVAR] necesaria para que el Factor de potencia esté por encima de lo estipulado por la compañía de suministro (0.90).

- La potencia reactiva del capacitor es: $Q_C = Q_L - Q$
- Del triángulo de potencias, $Q = P \text{ Tan}(\phi)$
- Sustituyendo en la primer ecuación: $Q_C = P (\text{Tan}\phi_2 - \text{Tan}\phi_1)$

Por facilidad, el término $(\text{Tan}\phi_2 - \text{Tan}\phi_1)$ se sustituye por una constante "K" la cual puede presentarse en tablas para diferentes valores de factor de potencia, (ver Tabla 3.1).

- Entonces, $Q_C = P \times K$

CUADRO 3.1. FACTOR O CONSTANTE "K" QUE SUSTITUYE AL TÉRMINO $(\tan\phi - \tan\phi)$

Fuente: Manual del Electricista, Condumex, 2005.

Factor de potencia inicial	Factor K														
	Factor de potencia deseado														
	0.86	0.87	0.88	0.89	0.9	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1
0.66	0.545	0.572	0.599	0.626	0.654	0.683	0.712	0.743	0.775	0.810	0.847	0.888	0.935	0.996	1.138
0.67	0.515	0.541	0.568	0.596	0.624	0.652	0.682	0.713	0.745	0.779	0.816	0.857	0.905	0.966	1.108
0.68	0.485	0.512	0.539	0.566	0.594	0.623	0.652	0.683	0.715	0.750	0.787	0.828	0.875	0.936	1.078
0.69	0.456	0.482	0.509	0.537	0.565	0.593	0.623	0.654	0.686	0.720	0.757	0.798	0.846	0.907	1.049
0.70	0.427	0.453	0.480	0.508	0.536	0.565	0.594	0.625	0.657	0.692	0.729	0.770	0.817	0.878	1.020
0.71	0.398	0.425	0.452	0.480	0.508	0.536	0.566	0.597	0.629	0.663	0.700	0.741	0.789	0.849	0.992
0.72	0.370	0.397	0.424	0.452	0.480	0.508	0.538	0.569	0.601	0.635	0.672	0.713	0.761	0.821	0.964
0.73	0.343	0.370	0.396	0.424	0.452	0.481	0.510	0.541	0.573	0.608	0.645	0.686	0.733	0.794	0.936
0.74	0.316	0.342	0.369	0.397	0.425	0.453	0.483	0.514	0.546	0.580	0.617	0.658	0.706	0.766	0.909
0.75	0.289	0.315	0.342	0.370	0.398	0.426	0.456	0.487	0.519	0.553	0.590	0.631	0.679	0.739	0.882
0.76	0.262	0.288	0.315	0.343	0.371	0.400	0.429	0.460	0.492	0.526	0.563	0.605	0.652	0.713	0.855
0.77	0.235	0.262	0.289	0.316	0.344	0.373	0.403	0.433	0.466	0.500	0.537	0.578	0.626	0.686	0.829
0.78	0.209	0.236	0.263	0.290	0.318	0.347	0.376	0.407	0.439	0.474	0.511	0.552	0.599	0.660	0.802
0.79	0.183	0.209	0.236	0.264	0.292	0.320	0.350	0.381	0.413	0.447	0.484	0.525	0.573	0.634	0.776
0.80	0.157	0.183	0.210	0.238	0.266	0.294	0.324	0.355	0.387	0.421	0.458	0.499	0.547	0.608	0.750
0.81	0.131	0.157	0.184	0.212	0.240	0.268	0.298	0.329	0.361	0.395	0.432	0.473	0.521	0.581	0.724
0.82	0.105	0.131	0.158	0.186	0.214	0.242	0.272	0.303	0.335	0.369	0.406	0.447	0.495	0.556	0.698
0.83	0.079	0.105	0.132	0.160	0.188	0.216	0.246	0.277	0.309	0.343	0.380	0.421	0.469	0.530	0.672
0.84	0.053	0.079	0.106	0.134	0.162	0.190	0.220	0.251	0.283	0.317	0.354	0.395	0.443	0.503	0.646
0.85	0.026	0.053	0.080	0.107	0.135	0.164	0.194	0.225	0.257	0.291	0.328	0.369	0.417	0.477	0.620
0.86	—	0.027	0.054	0.081	0.109	0.138	0.167	0.198	0.230	0.265	0.302	0.343	0.390	0.451	0.593
0.87	—	—	0.027	0.054	0.082	0.111	0.141	0.172	0.204	0.238	0.275	0.316	0.364	0.424	0.567
0.88	—	—	—	0.027	0.055	0.084	0.114	0.145	0.177	0.211	0.248	0.289	0.337	0.397	0.540
0.89	—	—	—	—	0.028	0.057	0.086	0.117	0.149	0.184	0.221	0.262	0.309	0.370	0.512
0.90	—	—	—	—	—	0.029	0.058	0.089	0.121	0.156	0.193	0.234	0.281	0.342	0.484
0.91	—	—	—	—	—	—	0.030	0.060	0.093	0.127	0.164	0.205	0.253	0.313	0.456
0.92	—	—	—	—	—	—	—	0.031	0.063	0.097	0.134	0.175	0.223	0.284	0.426
0.93	—	—	—	—	—	—	—	—	0.032	0.067	0.104	0.145	0.192	0.253	0.395
0.94	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.034	0.071	0.112	0.160	0.220	0.363
0.95	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.037	0.078	0.126	0.186	0.329
0.96	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.041	0.089	0.149	0.292
0.97	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.048	0.108	0.251
0.98	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.061	0.203
0.99	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.142

Ejemplo:

Determinar la potencia reactiva necesaria para elevar el factor de potencia actual de 0.83 a 0.96 si la potencia promedio es de 720 KW.

- Se localiza el factor de potencia inicial 0.83
- Se localiza el factor de potencia deseado 0.96
- Se localiza el valor K donde confluyen el factor de potencia inicial y deseado.
- $K = 0.38$
- Se determina la potencia reactiva en kVAR

$$\text{Potencia reactiva (kVAR)} = P \times K$$

$$\text{Potencia reactiva} = 720 \times 0.38 = \mathbf{273.85 \text{ kVAR}}$$

Con este valor se busca en listas de capacitores comerciales, el número de capacitores con determinadas potencias para que en conjunto, puedan suministrar los 273.85 kVAR requeridos.

3.2.6 Métodos para compensar el FP

La finalidad de corregir el factor de potencia es reducir o aún mejor eliminar el costo de energía reactiva en la factura de electricidad. Para lograr esto, es necesario distribuir las unidades capacitoras, dependiendo de su utilización, en el lado del usuario del medidor de potencia.

Existen varios métodos para corregir o mejorar el factor de potencia, entre los que destacan la instalación de capacitores eléctricos o bien, la aplicación de motores sincrónicos que finalmente actúan como capacitores.

Los capacitores eléctricos o bancos de capacitores, pueden ser instalados en varios puntos en la red de distribución en una planta, y pueden distinguirse cuatro tipos principales de instalación de capacitores para compensar la potencia reactiva como a continuación se describe:

- Compensación individual en motores eléctricos
- Compensación por grupo de cargas
- Compensación centralizada
- Compensación combinada

Cada una de las instalaciones mencionadas anteriormente corresponde a una aplicación específica (ver figura 3.4). No obstante, es importante mencionar que antes de instalar capacitores eléctricos, se deben tomar en cuenta los siguientes factores: tipos de cargas eléctricas, variación y distribución de las mismas, factor de carga, disposición y longitud de los circuitos, tensión de las líneas de distribución, entre otros.

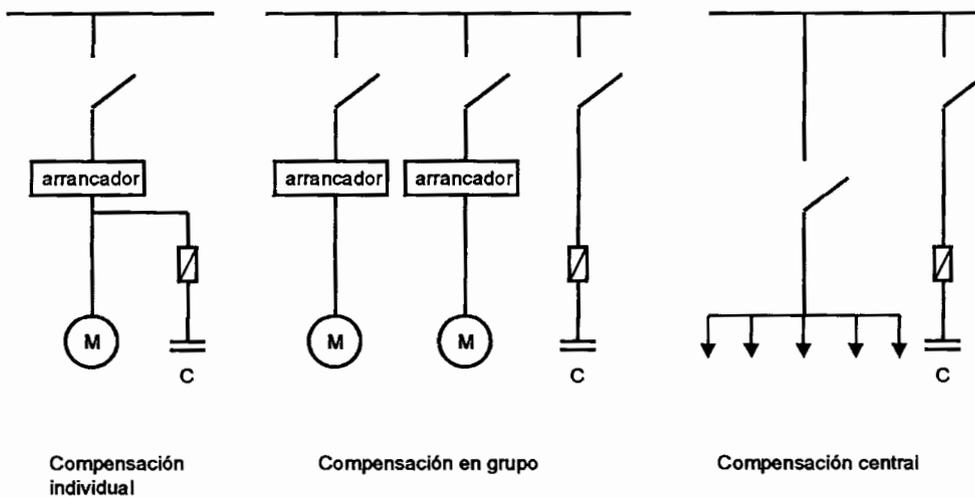


Figura 3.4. Tipos de instalaciones de capacitores para corregir el factor de potencia.

Fuente: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, www.conae.gob.mx

3.2.6.1 Compensación individual en motores eléctricos.

La compensación individual se refiere a que cada consumidor de potencia inductiva se le asigna un capacitor que suministre potencia reactiva para su compensación. La compensación individual es empleada

principalmente en equipos que tienen una operación continua y cuyo consumo inductivo es representativo.

El método de compensación individual es el tipo de compensación más efectivo ya que el capacitor se instala en cada una de las cargas inductivas a corregir, de manera que la corriente reactiva circule únicamente por los conductores cortos entre el motor y el capacitor.

La compensación individual presenta las siguientes ventajas:

- Los capacitores son instalados cerca de la carga inductiva, la potencia reactiva es confinada al segmento más pequeño posible de la red.
- El arrancador para el motor puede también servir como un interruptor para el capacitor eliminando así el costo de un dispositivo de control del capacitor solo.
- El uso de un arrancador proporciona control semiautomático para los capacitores, por lo que no son necesarios controles complementarios.
- Los capacitores son puestos en servicio sólo cuando el motor está trabajando.
- Todas las líneas quedan descargadas de la potencia reactiva.

No obstante, este método presenta las siguientes desventajas:

- El costo de varios capacitores por separado es mayor que el de un capacitor individual de valor equivalente.
- Existe sub-utilización para aquellos capacitores que no son usados con frecuencia.

Es importante mencionar que para no incurrir en una sobre compensación de la potencia inductiva que provoque alteraciones en el voltaje que puedan dañar la instalación eléctrica, la potencia del banco de capacitores deberá limitarse al 90% de la potencia reactiva del motor en vacío.

Tamaño del capacitor

La potencia del capacitor a conectar directamente con el motor puede ser determinado de acuerdo a uno de los siguientes métodos:

- Multiplicar por 1/3 el valor del motor expresado en hp.
- El 40% de la potencia del motor en kW.
- Consultar tablas con valores recomendados por NEMA (National Electrical Manufacturers Association). Existen tablas que contienen las potencias máximas sugeridas de los capacitores (kVAR) para la compensación individual de motores en baja tensión, véase Cuadros 3.2 y 3.3.
- Determinar el Factor de Potencia actual, mediante medición directa, y determinar los kVAR necesarios para corregir el F.P. Deseado.

Cabe destacar que la compensación individual de motores menores de 10 kW generalmente no se utiliza.

CUADRO 3.2. NEMA DISEÑO B. MOTORES EN BAJA TENSIÓN, PAR DE ARRANQUE NORMAL Y CORRIENTE NORMAL.

Fuente: Guía para corregir el Factor de Potencia, INELAP S.A. de C.V., 2005.

Motor de inducción potencia (hp)	Velocidad nominal en r.p.m. y número de polos					
	3,600	1,800	1,200	900	720	600
	2	4	6	8	10	12
5	2	2	3	3	4	5
7.5	2.5	3	3	4	6	7.5
10	3	3	4	5	6	10
15	5	5	5	7.5	7.5	10
20	6	6	7.5	7.5	10	15
25	7.5	6	7.5	10	10	20
30	7.5	7.5	10	10	15	20
40	7.5	10	15	15	15	25
50	10	15	20	20	20	30
60	10	15	25	20	25	35
75	15	20	25	25	30	40
100	20	25	30	30	35	45
125	25	30	30	40	40	50
150	25	30	35	45	50	60
200	35	40	50	60	70	80
250	40	50	60	70	80	100
300	45	60	70	80	90	110
350	50	70	80	100	100	125
400	70	70	80	110	125	150
450	75	80	100	120	125	150
450	90	90	120	125	140	175

CUADRO 3.3. NEMA DISEÑO C. MOTORES EN BAJA TENSIÓN, ALTO PAR DE ARRANQUE Y CORRIENTE NORMAL

Fuente: Guía para corregir el Factor de Potencia, INELAP S.A. de C.V., 2005

Motor de inducción potencia (hp)	Velocidad nominal en r.p.m. y número de polos			
	1,800	1,200	900	720
	4	6	8	10
5	2	2.5	4	---
7.5	3	3	4	---
10	3	4	5	---
15	4	5	7.5	---
20	4	5	7.5	---
25	5	5	10	---
30	5	7.5	10	20
40	10	10	15	---
50	15	10	20	25
60	15	20	25	25
75	20	20	30	35
100	25	25	40	40
125	30	35	40	45
150	35	40	45	50
200	45	50	60	60
250	50	60	70	75
300	60	70	80	80
350	70	75	90	100

3.2.6.2 Compensación individual en transformadores de distribución

Otro método para corregir el factor de potencia es compensar la potencia reactiva en los transformadores de distribución. La potencia total del banco de capacitores se calcula para compensar la potencia reactiva absorbida por el transformador en vacío, que es del orden del 5 al 10% de la potencia nominal.

"De acuerdo con las normas técnicas para instalaciones eléctricas, con el fin de evitar fenómenos de resonancia y sobretensión en vacío, la potencia total del banco de capacitores no debe exceder el 10% de la potencia nominal (en kVA) del transformador"⁷.

Existen tablas con valores recomendados para la compensación individual de la potencia inductiva en los transformadores de distribución, en donde a la potencia nominal de cada transformador se le ha asignado la correspondiente potencia del capacitor requerido, el cual deberá instalarse en el secundario del transformador, véase Cudro 3.4.

Potencia nominal del transformador	Potencia reactiva del capacitor en kVAr
100	4
160	6
250	15
400	25
630	40
1000	60
1600	100

CUADRO 3.4. VALORES DE CAPACITORES PARA COMPENSACIÓN INDIVIDUAL EN TRANSFORMADORES

Fuente: Guía para Corregir el Factor de Potencia, INELAP S.A. de C.V., 2005

⁷ Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), www.cone.gov.mx

3.2.6.3. Compensación en grupo

Es aconsejable compensar la potencia inductiva de un grupo de cargas, cuando éstas se conectan simultáneamente y demandan potencia reactiva constante, o bien cuando se tienen diversos grupos de cargas situados en puntos distintos.

La compensación en grupo presenta las siguientes ventajas:

- Se conforman grupos de cargas de diferente potencia pero con un tiempo de operación similar, para que la compensación se realice por medio de un banco de capacitores común con su propio interruptor.
- Los bancos de capacitores pueden ser instalados en el centro de control de motores.
- El banco de capacitores se utilizan únicamente cuando las cargas están en uso.
- Se reducen costos de inversión para la adquisición de bancos de capacitores.
- Es posible descargar de potencia reactiva las diferentes líneas de distribución de energía eléctrica.

La desventaja es que la sobrecarga de potencia reactiva no se reduce en las líneas de alimentación principal, es decir, que seguirá circulando energía reactiva entre el centro de control de motores y los motores.

3.2.6.4. Compensación central con banco automático

Este tipo de compensación ofrece una solución generalizada para corregir el factor de potencia ya que la potencia total del banco de capacitores

se instala en la acometida, cerca de los tableros de distribución de energía, los cuales, suministran la potencia reactiva demandada por diversos equipos con diferentes potencias y tiempos de operación.

La potencia total del banco de capacitores se divide en varios bloques que están conectados a un regulador automático de energía reactiva, que conecta y desconecta los bloques que sean necesarios para obtener el factor de potencia previamente programado en dicho regulador.

La compensación centralizada presenta las siguientes ventajas:

- Mejor utilización de la capacidad de los bancos de capacitores.
- Se tiene una mejora en la regulación del voltaje en sistema eléctrico.
- Suministro de potencia reactiva según los requerimientos del momento.
- Es de fácil supervisión.

La desventaja de corregir el factor de potencia mediante la compensación centralizada, es que las diversas líneas de distribución no son descargadas de la potencia reactiva, además, se requiere de un regulador automático el banco de capacitores para compensar la potencia reactiva, según las necesidades de cada momento. Además de generar transitorios en la red al switchear los contactores del capacitor.

3.2.6.5. Compensación combinada

La compensación mixta o combinada de potencia reactiva, se refiere a la combinación de dos o más métodos para corregir el factor de potencia, que fueron descritos en este capítulo.

3.2.7 Ventajas de la compensación del factor de potencia

La compensación del factor de potencia trae como consecuencia los siguientes beneficios energéticos y económicos:

a) *Eliminación del cargo por factor de potencia*

Cabe recordar que la suministradora de energía penaliza a aquellos usuarios que tengan un factor de potencia menor a 0.9.

b) *Bonificación por parte de la compañía suministradora*

Cabe aclarar que la suministradora de energía bonifica a aquellos usuarios que tengan un factor de potencia mayor a 0.9.

c) *Reducción de pérdidas en los cables*

(I^2R) en watts (W), que pueden ser obtenidas con el siguiente factor:

$$K = \left[1 - \left(\frac{\cos\phi_1}{\cos\phi_2} \right)^2 \right] \times 100 \quad [\%]$$

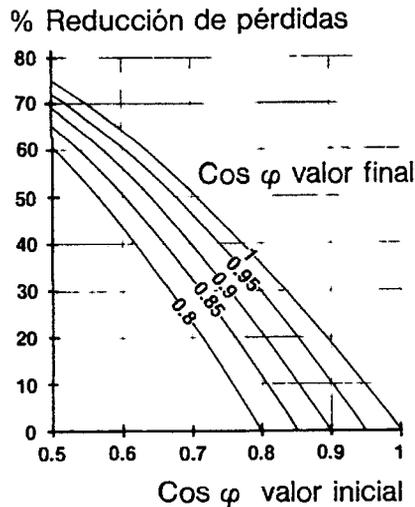


Figura 3.5. Pérdidas en conductores eléctricos

Fuente: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, www.conae.gob.mx

d) Disminución de la caída de tensión en cables

$$\Delta V = I (R \cos \phi + WL \text{ Sen } \phi)$$

Donde:

ΔV = Disminución en la caída de voltaje en volts (V)

L = Inductancia en Henry (H)

$W = 2 \pi f$

f = Frecuencia natural en Hertz (Hz)

e) Ahorro en consumo de energía al pasar de un FP inicial ($\text{Cos } \phi_1$) a un valor final ($\text{Cos } \phi_2$). Ver figura 3.3.

El cual se puede calcular al aplicar el siguiente procedimiento:

1. Determinar la corriente de fase

$$I_1 = \frac{P}{\sqrt{3} V \cos \phi_1}$$

$$I_2 = \frac{P}{\sqrt{3} V \cos \phi_2}$$

Donde: I_1 = Corriente de fase en amperio (A) con $\cos \phi_1$
 I_2 = Corriente de fase en amperio (A) con $\cos \phi_2$
 P = Carga eléctrica en Watts (W)

2. Conocer la resistencia eléctrica total en ohms de los cables de alimentación

$$R_T = R_{\text{Cable}} \times L_{\text{Cable}}$$

Donde: R_T = Resistencia eléctrica total en ohms (Ω)
 R_{Cable} = Resistencia del cable en ohms (Ω/m)
 L_{Cable} = Longitud del cable en metros (m)

3. Determinar las pérdidas térmicas al pasar de un FP inicial ($\cos \phi_1$) a un valor final ($\cos \phi_2$)

$$P_1 = 3 R_T I_1^2$$

$$P_2 = 3 R_T I_2^2$$

Donde: $P_1 =$ Carga eléctrica en Watts (W) con $\text{Cos } \phi_1$

$P_2 =$ Carga eléctrica en Watts (W) con $\text{Cos } \phi_2$

$R_T =$ Resistencia eléctrica total en ohms (Ω)

4. Reducción en pérdidas térmicas (ΔP)

$$\Delta P = P_1 - P_2 \quad [\text{Watts}]$$

$$\Delta P = \left(\frac{P_1 - P_2}{P_1} \right) \quad [\%]$$

5. Determinar la diferencia de consumo anual de energía eléctrica (kWh/año)

$$\text{Diferencia consumo de energía} = \frac{(P_1 - P_2) \times (\text{horas / mes}) \times 12}{1,000}$$

f) Liberar potencia del transformador en Kilovolts-ampers (kVA)

La carga total del transformador se mide en kVA:

$$kVA = \sqrt{kW^2 + kVAR^2}$$

Donde: $kW =$ Potencia activa

$kVAR =$ Potencia reactiva

La potencia liberada en el transformador mientras se mantiene la misma potencia activa, puede ser expresada por:

$$kVA = kW \left(\frac{1}{\cos \phi_1} - \frac{1}{\cos \phi_2} \right)$$

Donde: kW = Carga máxima de potencia activa
 $\cos \phi_1$ = Factor de potencia inicial
 $\cos \phi_2$ = Factor de potencia final o deseado

3.2.8. Ecuaciones relacionadas con el factor de potencia

- Obtención del factor de potencia con datos del recibo eléctrico

$$FP = \frac{kWh}{\sqrt{kWh^2 + kVARh^2}}$$

- Potencia reactiva requerida para elevar el factor de potencia de FP_1 a FP_2

$$kVAR = kW \left[\operatorname{tg} \left(\cos^{-1} FP_1 \right) - \operatorname{tg} \left(\cos^{-1} FP_2 \right) \right]$$

- Potencia activa

$$P = I \times \sqrt{3} \times V \cos \phi$$

- Corrección de potencia reactiva por tensión

$$kVAR_{\text{totales}} = kVAR \left(\frac{V_2}{V_1} \right)^2$$

Donde: V_1 = Voltaje de línea
 V_2 = Voltaje de diseño (banco de capacitores)

- Cargo por factor de potencia menor a 0.90

$$\text{Penalización (\%)} = \frac{3}{5} \times \left[\frac{0.9}{\text{FP}} - 1 \right] \times 100$$

- Bonificación por factor de potencia mayor al 0.90

$$\text{Bonificación (\%)} = \frac{1}{4} \times \left[1 - \frac{0.9}{\text{FP}} \right] \times 100$$

- Reducción de pérdidas en los cables (I^2R) en Watts (W), que pueden ser obtenidas con el siguiente factor:

$$K = \left[1 - \left(\frac{\text{Cos}\phi_1}{\text{Cos}\phi_2} \right)^2 \right] \times 100 \quad [\%]$$

- Disminución de la caída de tensión en cables:

$$\Delta V = I (R \text{Cos } \phi + \omega L \text{ Sen } \phi)$$

Donde: ΔV = Disminución en la caída de voltaje en volts (V)

L = Inductancia en Henry (H)

$\omega = 2 \pi f$

f = Frecuencia en Hertz (Hz)

- Ahorro en consumo de energía

Al pasar de un FP inicial ($\text{Cos } \phi_1$) a un valor final ($\text{Cos } \phi_2$), el cual se puede calcular al aplicar el siguiente procedimiento:

a) Determinar la corriente de fase

$$I_1 = \frac{P}{\sqrt{3} V \cos \phi_1}$$

$$I_2 = \frac{P}{\sqrt{3} V \cos \phi_2}$$

Donde: I_1 = Corriente de fase en ampere (A) con $\cos \phi_1$
 I_2 = Corriente de fase en ampere (A) con $\cos \phi_2$
 P = Carga eléctrica en watts (W)

b) Conocer la resistencia eléctrica total en ohms de los cables de alimentación

$$R_T = R_{\text{Cable}} \times L_{\text{Cable}}$$

Donde: R_T = Resistencia eléctrica total en ohms (Ω)
 R_{Cable} = Resistencia del cable en ohms (Ω/m)
 L_{Cable} = Longitud del cable en metros (m)

c) Determinar las pérdidas térmicas al pasar de un FP inicial ($\cos \phi_1$) a un valor final ($\cos \phi_2$)

$$P_1 = 3 R_T I_1^2$$

$$P_2 = 3 R_T I_2^2$$

Donde: P_1 = Carga eléctrica en watts (W) con $\cos \phi_1$
 P_2 = Carga eléctrica en watts (W) con $\cos \phi_2$
 R_T = Resistencia eléctrica total en ohms (Ω)

d) Reducción en pérdidas térmicas (ΔP):

$$\Delta P = P_1 - P_2 \quad [\text{Watts}]$$

$$\Delta P = \left(\frac{P_1 - P_2}{P_1} \right) \quad [\%]$$

e). Determinar la diferencia de consumo anual de energía eléctrica (kWh/año)

$$\text{Diferencia consumo de energía} = \frac{(P_1 - P_2) \times (\text{horas / mes}) \times 12}{1,000}$$

- Liberar potencia del transformador en kilovolts-ampers (kVA)

La carga total del transformador se mide en kVA:

$$kVA = \sqrt{kW^2 + kVAR^2}$$

Donde: kW = Potencia activa

kVAR = Potencia reactiva

La potencia liberada en el transformador mientras se mantiene la misma potencia activa, puede ser expresada por:

$$kVA = kW \left(\frac{1}{\cos \phi_1} - \frac{1}{\cos \phi_2} \right)$$

Donde: kW = Carga máxima de potencia activa
 $\text{Cos } \phi_1$ = Factor de potencia inicial
 $\text{Cos } \phi_2$ = Factor de potencia final o deseado

3.3. ARRANQUE DE MOTORES

Es de vital importancia que el proyectista, así como el personal que de alguna manera esté relacionado con sistemas de arranque de motores, esté capacitado para seleccionar el sistema de arranque adecuado. Los beneficios que se obtienen son, entre otros: mejor operación del equipo, reducción de los costos de mantenimiento y el sustancial ahorro de energía eléctrica.

Durante la puesta en tensión de un motor, la corriente solicitada es considerable y puede provocar una caída de tensión que afecte al funcionamiento de los receptores, especialmente en caso de insuficiencia de la sección de la línea de alimentación. En ocasiones, la caída puede llegar a ser perceptible en los aparatos de alumbrado.

Para poner remedio a estos inconvenientes, ciertos reglamentos sectoriales prohíben el uso de motores de arranque directo que superen cierta potencia⁸. Otros se limitan a imponer la relación entre la corriente de arranque y la nominal en base a la potencia de los motores.

⁸ NMX-J-290 Arrancadores Manuales Magnéticos y Contactores y
NMX-J-515 Equipos de Control y Distribución.

Las extremidades de los devanados del estator sobresalen en la placa indicando los bornes de conexión. Dado que el fabricante determina de manera definitiva las características del rotor, los distintos procesos de arranque consisten principalmente en hacer variar la tensión en los bornes del estator. En este tipo de motores, cuya frecuencia es constante, la reducción de la punta de corriente implica, de manera automática, una fuerte reducción del par.

Existen varias formas de arranque de motores, las que se clasifican en dos divisiones principales: Arranque a Tensión Plena y Arranque a Tensión Reducida, para elegir una de ellas, es necesario tomar en cuenta las necesidades de par de la carga.

3.3.1 Arranque a Tensión Plena o Directo a la Línea

Las normas NEMA para los diferentes diseños de motores de inducción establecen valores mínimos del par de arranque que el motor debe desarrollar en función del par nominal. En dichos valores se considera que el arranque del motor se efectúa conectándolo directamente a la línea de alimentación, aplicando el voltaje nominal a las terminales del motor.

Este método de arranque es aceptable en motores de baja capacidad (menores a 20 HP en 440 VCA ó 10 HP en 220 VCA), pero puede ser objetable en motores de mayor capacidad, toda vez que la corriente que toma el motor será del orden del 500 o 600% de la nominal, llegando incluso a ser de hasta 11 veces la corriente nominal del motor; lo que además de producir una caída de voltaje momentánea en toda la red de alimentación puede provocar daños al equipo acoplado o al motor mismo.

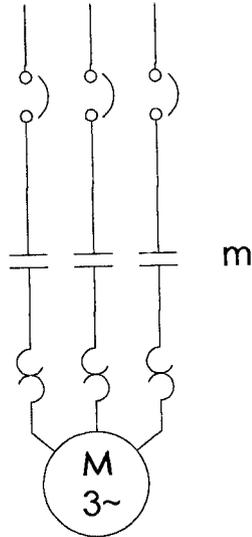


FIGURA 3.6 DIAGRAMA TRIFILAR DE UN ARRANCADOR A TENSIÓN PLENA.

Fuente: Catalogo, Control, instalación y automatización SIEMENS

3.3.2 Arranque a Tensión Reducida

Cuando el motor es mayor de 20 HP en 440 V ó 10 HP en 220 V, no es conveniente el arranque a tensión plena debido a la alta corriente que fluye durante la aceleración, cuyo valor máximo se ubica entre el 500% y 600% de la nominal, utilizándose arrancadores a tensión reducida con los que se consigue que la corriente disminuya proporcionalmente al voltaje y el par de arranque se reduzca en forma cuadrática.

Los métodos más comunes de arrancadores a tensión reducida son:

- 1) Estrella - Delta
- 2) Auto-transformador
- 3) Arrancador suave de estado sólido

3.3.2.1 Arranque por Conexión Estrella - Delta

Es común encontrar en los equipos de propósito definido tales como compresores, motores en los que se dispone de las dos terminales de cada fase de los devanados del estator en los que se emplean arrancadores Y-D que conmutan la conexión de los devanados del motor, arrancando en estrella y cambiando a delta al concluir la aceleración (Ver figura 3.7 y 3.8).

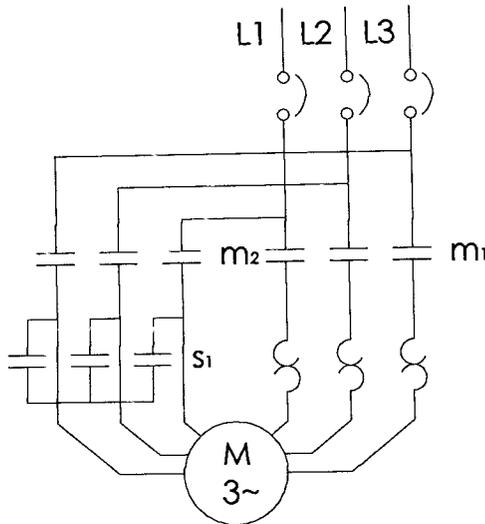


FIGURA 3.7 CONEXIÓN EXTERIOR

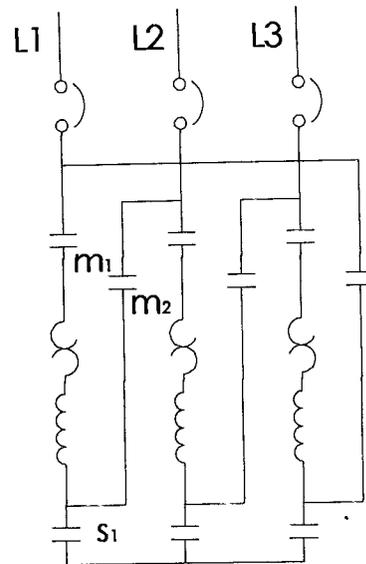


FIGURA 3.8 CONEXIÓN DE DEVANADOS

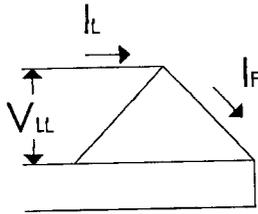
Fuente: Catalogo, Control, instalación y automatización SIEMENS

Al arrancar en estrella, el voltaje que se le proporciona a los devanados es:

$$V_{LN} = \frac{V_{LL}}{\sqrt{3}} = 0.577 V_{LL}$$

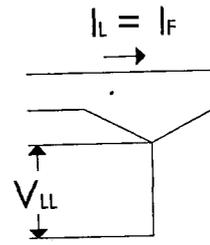
Para cuantificar la reducción en la corriente de línea que se consigue con este arreglo determinamos que:

Conexión en Delta



$$I_{L\Delta} = \sqrt{3} * I_F = \sqrt{3} \frac{V_{LL}}{Z}$$

Conexión en Estrella



$$I_{LY} = \frac{V_{LN}}{Z} = \frac{\frac{V_{LL}}{\sqrt{3}}}{Z} = \frac{V_{LN}}{\sqrt{3} * Z}$$

$$\frac{I_{LY}}{I_{L\Delta}} = \frac{\frac{V_{LL}}{\sqrt{3} * Z}}{\frac{\sqrt{3} * V_{LL}}{Z}} = \frac{1}{3} = 33.33\%$$

El par de arranque será:

$$T_Y = T_{\Delta} \left(\frac{V_Y}{V_{\Delta}} \right)^2 = 0.33 T_{\Delta}$$

3.3.2.2. Arranque con Auto Transformador

El auto-transformador o compensador de arranque puede contar con dos bobinas conectadas en delta abierta o tres bobinas conectadas en estrella, que se alimenta al voltaje de la línea y reduce la tensión de alimentación al motor dependiendo de la conexión a la derivación o tap elegido.

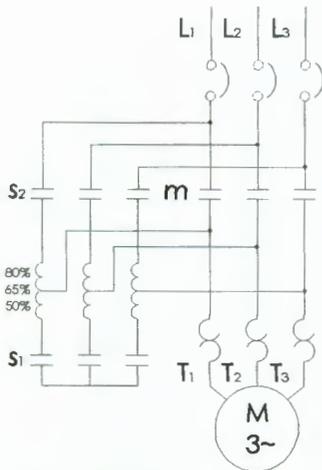


FIGURA 3.9.-AUTO-TRANSFORMADOR EN CONEXIÓN ESTRELLA

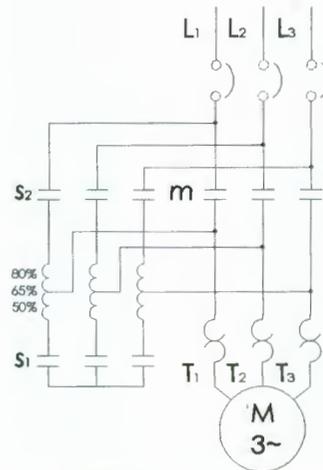


FIGURA 3.10.-AUTO-TRANSFORMADOR EN CONEXIÓN DELTA ABIERTA

Fuente: Catalogo, Control, instalación y automatización SIEMENS

Al arrancar el motor se energizan los contactores 1S y 2S aplicando al motor un porcentaje de la tensión de línea, después de transcurrir el tiempo de aceleración se desenergizan ambos contactores desconectado el auto-transformador y se energiza el contactor M quedando el motor conectado a la tensión de la línea.

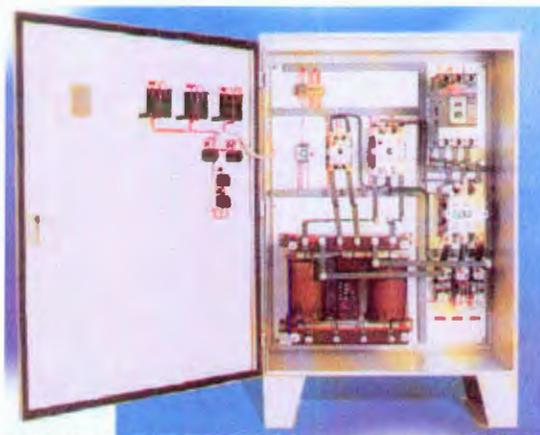


FIGURA 3.11.-GABINETE DE ARRANCADOR DE TENSIÓN REDUCIDA

Fuente: Catalogo, Control, instalación y automatización SIEMENS

Al reducir el voltaje de alimentación al motor, su corriente disminuye significativamente por el efecto de transformación la corriente de la línea será:

$$I_L = I_M \frac{V_2}{V_1}$$

por lo que la corriente de la línea se reduce significativamente.

3.3.2.3. Arrancador Suave de Estado Sólido

Este arrancador combina la tecnología de los tiristores y un micro DSP (procesador de señales digitales) para optimizar el arranque y funcionamiento de motores trifásicos de CA. Utiliza un arreglo de dos tiristores conectados en antiparalelo en cada fase, para poder controlar gradualmente el voltaje eficaz de alimentación al motor, consiguiendo un arranque suave del motor, sin picos de corriente, ni transitorios de voltaje por conmutación de contactores, reduciendo el esfuerzo en los equipos accionados y sus transmisiones.

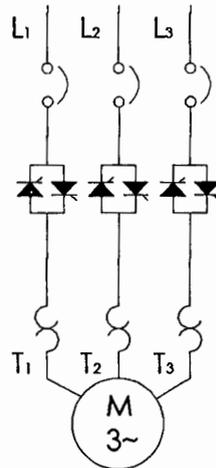


Figura 3.12.-Diagrama Trifilar de Estado Sólido.

Fuente: Catalogo, Control, instalación y automatización SIEMENS

Tiene ajuste para pico de tórque y cuenta con contactores para desconectar los SCR's una vez que el motor alcanza la velocidad y tórque nominal, aunque algunos modelos mantienen los SCR's conectados y cuando sensan que la corriente demandada es muy baja, activan una

función denominada "ahorro de energía" y alimentan la mínima corriente al motor, con lo que el consumo se reduce.

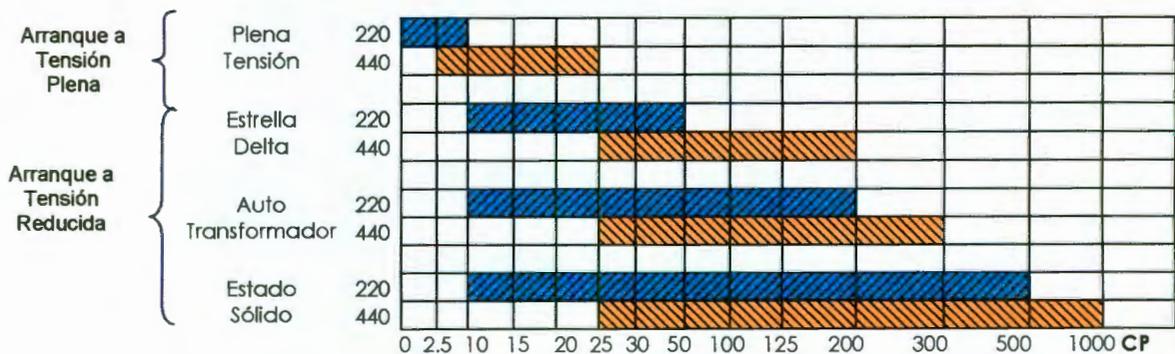
Algunas características de estos equipos son:

- Valores de ajuste de corriente de arranque del 100% al 400%
- Aceleración y desaceleración suave
- Frenado controlado por rampa de tiempo
- Arranque controlado por rampa de tiempo
- Protección por sobrecarga ajustable de 50% a 400% de la I nominal.

Las ventajas que se obtienen en los equipos son:

- Proporciona Arranque y frenado suave.
- Evita picos de corriente y potencia
- Reduce sobre - esfuerzos en equipos motrices y mecánicos asociados
- Proporciona ahorros de energía en ciertas aplicaciones.

La tabla 3.4 muestra el tipo de arrancador, que se puede utilizar, según la capacidad del motor. La selección final dependerá del costo y de las necesidades propias del sistema.



Cuadro 3.5. Arrancadores recomendados según su capacidad.

Fuente: Elaboración propia basada en: Catálogos SIEMENS, TELEMECANIQUE, SQUARE D, Allen Bradley, ABB, Cutre Hamer.

3.4 APLICACIÓN DE VARIADORES DE FRECUENCIA EN SISTEMAS DE BOMBEO

A medida que la electrónica avanza y la generación de energía es cada vez más costosa, se torna rentable y necesario hacer cada vez más eficientes los procesos de producción, éste es el caso de aquellos procesos que involucren bombas y que haciendo uso de los controles de frecuencia (variadores) pueden ser más eficientes y por lo tanto ahorrar energía.

Los sistemas de velocidad variables se pueden aplicar en aquellos sistemas en donde se requiere regular el flujo a diferentes cargas.

Los organismos operadores de agua potable tienen un gran potencial de ahorro de energía mediante la aplicación de velocidad variable a sus sistemas de bombeo directo a la línea, ya que éste es el caso donde la carga es variable.

3.4.1 Regulación del Flujo en Bombas Centrífugas

En muchas ocasiones es preciso trabajar durante mucho tiempo en condiciones de caudal inferiores al nominal. En esta situación se pueden realizar planteamientos que permitan ahorros energéticos considerables, implantando el sistema de regulación de caudal más apropiado.

Los métodos de regulación de caudal se obtienen mediante:

- Modificación de la curva presión-caudal del sistema sobre el que trabaja la bomba.
- Modificación de la curva presión-caudal de la bomba.

- Modificación simultánea de ambas características (sistema y bomba).
- Arranque o paro de la bomba.

3.4.1.1 Modificación de la Curva del Sistema de Trabajo de la Bomba

El método más utilizado es el de regular el flujo mediante la actuación de una o más válvulas, de tal forma que se modifique la curva de comportamiento del sistema de conducción.

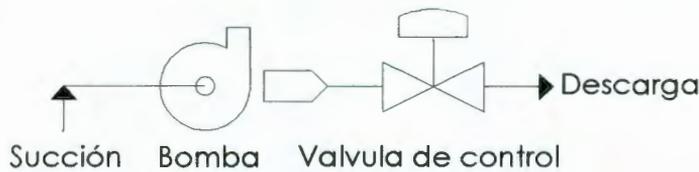


FIGURA 3.13. CONTROL POR MODIFICACIÓN DE LA CURVA DEL SISTEMA.

Fuente: Elaboración propia.

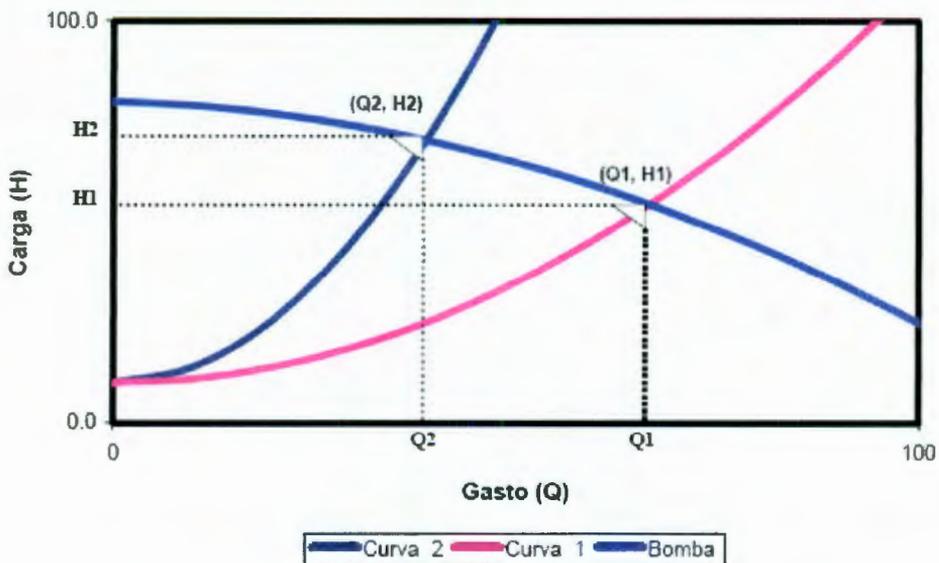


FIGURA 3.14. MODIFICACIÓN DE LA CURVA DEL SISTEMA

Fuente: Danfoss Compressors, S. A. de C.V., www.danfoss.com.

La grafica muestra que al estrangular la válvula de control para reducir el gasto de Q_1 , a Q_2 , la curva del sistema cambia de la curva 1 a la curva 2, (fig. 3.14), y la carga se ve incrementada de H_1 a H_2 .

Resultando una potencia hidráulica:

$$Ph_2 = Q_2 \times H_2$$

3.4.1.2 Modificación de la curva de la bomba

Otra alternativa de control, consiste en variar la curva "Carga-Capacidad", de la bomba. Esto se logra, variando la velocidad de operación de la bomba, como se muestra en la figura 3.15.

Nótese que ahora, variando la velocidad de la bomba de N_1 a N_2 , podemos pasar de un gasto Q_1 a un gasto Q_2 , sin incrementar la carga, por el contrario, la nueva carga H_2' , es menor a la carga inicial H_1 y mucho menor a la que se obtendría con la válvula de estrangulación H_2 .

En este caso, la potencia hidráulica será:

$$Ph_2' = Q_2 \times H_2'$$

la cual es mucho menor que Ph_2 .

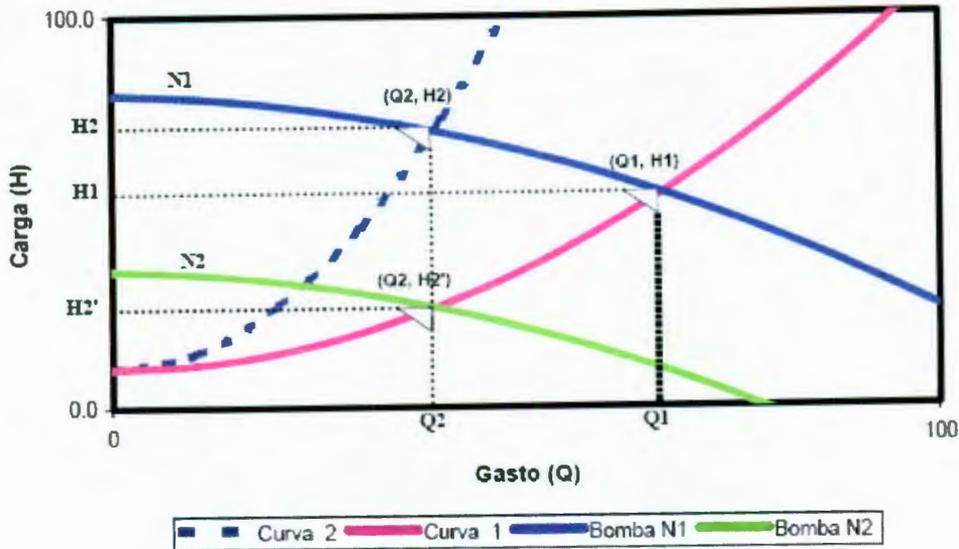


FIGURA 3.15. MODIFICACIÓN DE LA CURVA DE LA BOMBA.

Fuente: Danfoss Compressors, S. A. de C.V., www.danfoss.com.

3.4.1.3 Modificación simultánea de las Curvas del Sistema y la Bomba

Uno de los casos más frecuentes es aquel en donde por requerimientos del proceso, la curva "Carga-Capacidad" del sistema varía, debido a que en el sistema existen varios usuarios y cada uno de ellos demanda más o menos gasto como función de sus propias necesidades. Esto, visto desde la bomba, representa variaciones en la curva del sistema, por lo que continuamente varía el gasto y la carga.

En sistema de control que garantice el mismo gasto a los usuarios a pesar de que algún otro usuario haya cambiado su régimen de demanda, lo encontramos en la variación de la curva de la bomba, simultáneamente con la variación de la curva del sistema, de manera tal que se mantenga la carga del sistema en cualquier condición de operación. La figura 3.16 ilustra el proceso.

Obsérvese como ante una variación de la curva del sistema, el control ajusta la velocidad de la bomba para mantener la carga H_1 , y suministrar el gasto Q_2 que el sistema realmente está demandando. La potencia hidráulica en este caso es:

$$Ph_1' = Q_2 \times H_1$$

Ejemplos de este tipo de aplicaciones los tenemos en: sistemas públicos de agua potable, sistemas de enfriamiento industriales y sistemas de aire acondicionado tipo chiller.

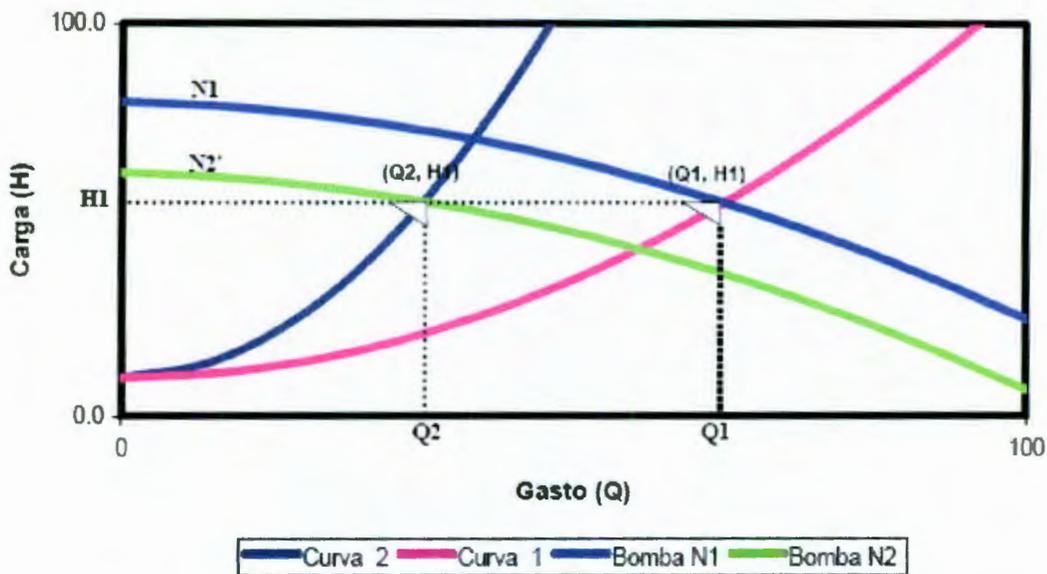


FIGURA 3.16. - MODIFICACIÓN SIMULTÁNEA DE LAS CURVAS DEL SISTEMA Y LA BOMBA.

Fuente: Danfoss Compressors, S. A. de C.V., www.danfoss.com.

3.4.4 Arranque y Paro de la Bomba

Este es un sistema muy conveniente cuando se cuenta con un acumulador, tal como hidroneumático o tanque elevado. Así la bomba operará con válvula de descarga siempre abierta y cuando se halla llegado a la presión nominal en el hidroneumático o al nivel alto en el tanque elevado, la bomba parará, para volver a arrancar cuando la presión o el nivel, según el caso, haya llegado al nivel bajo.

El sistema es energéticamente eficiente. Tiene la limitante de que necesita del acumulador, y no siempre es posible contar con él.

3.5 LEYES DE AFINIDAD

Las bombas centrífugas se comportan de acuerdo a las leyes de afinidad, las cuales se ilustran en la figura 3.17

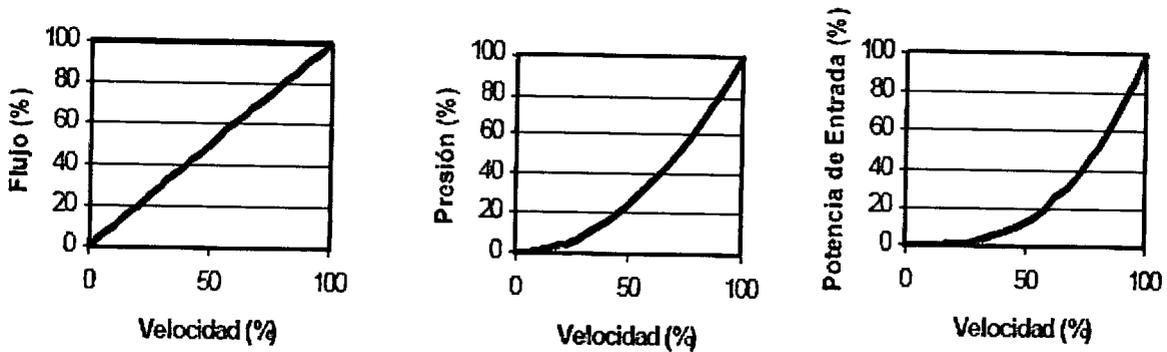


Figura 3.17. Leyes de Afinidad en Bombas Centrífugas

Fuente: Metodología para un programa integral de ahorro de energía y agua, bajo el concepto Watergy. Alianza para el Ahorro de Energía – USAID. 2005

Las leyes de afinidad nos indican que:

- El flujo tiene un comportamiento lineal con la velocidad
- La presión tiene un comportamiento cuadrático con la velocidad
- La potencia de entrada tiene un comportamiento cúbico con la velocidad

Matemáticamente:

$$\frac{Q}{Q_0} = \left(\frac{N}{N_0} \right)$$

$$\frac{H}{H_0} = \left(\frac{N}{N_0} \right)^2$$

$$\frac{P}{P_0} = \left(\frac{N}{N_0} \right)^3$$

3.6 COMPARACIÓN ENERGÉTICA ENTRE MÉTODOS DE REGULACIÓN DE CAUDAL

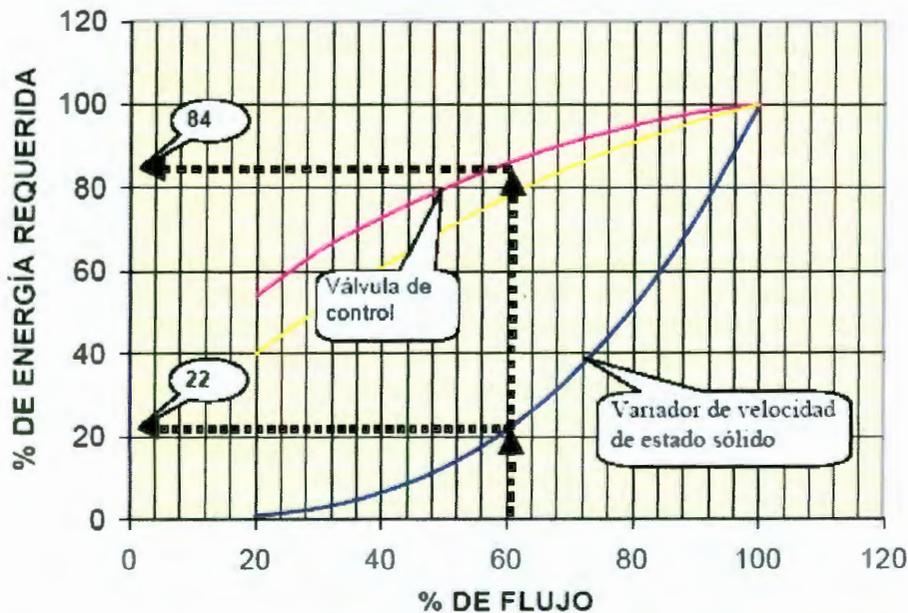


FIGURA 3.18 COMPARACIÓN ENTRE MÉTODOS DE REGULACIÓN DE FLUJO.

Fuente: Danfoss Compressors, S. A. de C.V., www.danfoss.com.

Ejemplo de Aplicación:

Se tiene una bomba manejada por un motor estándar de 250 H.P. En tarifa HM el kWh es de \$0.45. La regulación de flujo es muy importante, ya que de esta manera se puede satisfacer con la cantidad de agua requerida.

Maneja un flujo del 60% de la capacidad total, durante 7200 horas/año. Y al 100% de su capacidad 900 horas/año. Actualmente se tiene un sistema de control automático mediante dampers o válvulas de 168 kW. Se pretende evaluar la alternativa de cambiar el método de regulación de flujo actual, por un variador de velocidad, (44 kW de consumo según fabricante). Calcular:

- a) El costo anual con la válvula de estrangulación
- b) El costo anual con variador de frecuencia.
- c) El ahorro anual en \$
- d) El período de recuperación si consideramos que el costo del inversor para esta aplicación es de \$ 325,000 aproximadamente.

Solución:

	Válvula de Control	Variador de Velocidad	Ahorro
Potencia (kW)	168	44	124
Energía (kWh/año)	1,360,800	356,400	1,004,400
Importe (\$/año)	612,360.0	160,380.0	451,980.0

Inversión = \$325,000.00

Ahorro = \$451,980.00

RECUPERACIÓN: 7.5 MESES

3.7 OPERACIÓN DEL MOTOR EN CONDICIONES ANORMALES DE OPERACIÓN

Los motores deben ser adecuadamente seleccionados de acuerdo a sus condiciones de servicio. Las condiciones usuales de servicio se definen en “**NEMA standards publication MG1-1987 Motors and Generators**”, y aquí se incluye:

- Operación en una temperatura ambiente de 0°C a 40°C.
- Instalación en áreas o cubiertas que no interfieren seriamente con la ventilación de la máquina.
- Operación con una tolerancia de +/- 10% del voltaje nominal.
- Operación con una fuente de voltaje senoidal (que no exceda el 10% en el factor de desviación)
- Operación con una tolerancia de +/- 5% de la frecuencia nominal.
- Operación con un desbalance de voltaje de 1% o menos.

Una operación en condiciones de servicio inusuales puede resultar en pérdida de eficiencia y en consumo de energía adicional. Tanto los motores de eficiencia estándar como los de alta eficiencia pueden tener una eficiencia y vida útil reducida debido a un pobre mantenimiento en el sistema eléctrico.

El monitoreo del voltaje es importante para mantener una operación de alta eficiencia y corregir problemas potenciales antes de que ocurran fallas. El personal de mantenimiento debe medir periódicamente y registrar el voltaje en terminales del motor en condiciones de plena carga.

3.7.1 Voltaje superior al nominal (over voltaje):

A medida que el voltaje aumenta, la corriente de magnetización aumenta exponencialmente. En algún punto dependiendo del diseño del motor, la saturación del núcleo de incrementará y ocurrirá sobrecalentamiento. Del 10 al 15% de sobre voltaje tanto la eficiencia, como el factor de potencia decrecen significativamente mientras que el deslizamiento de plena carga disminuye (el par varía con el cuadrado del voltaje aplicado). La corriente de arranque, el par de arranque y el par máximo crecen significativamente con las condiciones de sobrevoltaje.

Un voltaje que está en el límite superior de los límites de tolerancia frecuentemente indica que el Tap del transformador sea movido en la dirección incorrecta. Un relevador de sobrecarga no reconocerá ésta situación de sobrevoltaje, si el sobrevoltaje es mayor que el 10%, el motor se puede sobrecalentar. La operación con sobrevoltajes y corrientes reactivas por arriba de los límites aceptables y por tiempo prolongado puede acelerar el deterioro del aislamiento del motor.

Es recomendable:

- Utilizar motores de inducción trifásicos en lugar de monofásicos. En motores de potencia equivalente, su eficiencia es de 3 a 5% mayor y su factor de potencia mejora notablemente.
- Utilizar motores síncronos en lugar de los motores de inducción. Cuando se requieren motores de gran potencia y baja velocidad la elección de un motor síncrono debe ser considerado. Comparando costo con motor de inducción de características similares, su eficiencia es de 1 a 3% mayor, su

velocidad es constante y contribuye a mejorar el factor de potencia de la instalación.

- Sustituir los motores antiguos o de uso intenso. Los costos de operación y mantenimiento de motores viejos o de motores que por su uso han depreciado sus características de operación, pueden justificar su sustitución por motores de alta eficiencia.

- Evitar concentrar motores en locales reducidos o en lugares que puedan dificultar su ventilación. Un sobre calentamiento del motor se traduce en una disminución de su eficiencia.

- Balancear la tensión de alimentación en los motores trifásicos de corriente alterna. El desequilibrio entre fases no debe de excederse en ningún caso del 5%, pero mientras menor sea el desbalance, los motores operarán con mayor eficiencia.

- Evitar hasta donde sea posible el arranque y la operación simultánea de motores, sobre todo los de mediana y gran capacidad, para disminuir el valor máximo de la demanda.

- Sustituir, en los motores de rotor devanado, los reguladores con resistencias para el control de la velocidad, por reguladores electrónicos más eficientes. En las resistencias se llega a consumir hasta un 20% de la potencia que el motor toma de la red.

- Sustituir motores con engranes, poleas, bandas u otro tipo de transmisión, para reducir la velocidad del motor, por motores de velocidad ajustable con reguladores electrónicos.

- Preferir el acoplamiento individual, en accionamientos con un grupo de motores, así se consigue mejor que cada motor trabaje lo más cerca posible de su máxima carga.
- Mantener en óptimas condiciones los sistemas de ventilación y enfriamiento de los motores, para evitar sobre calentamientos que puedan aumentar las pérdidas en los conductores del motor y dañar los aislamientos.
- Verificar periódicamente la alineación del motor con la carga impulsada. Una alineación defectuosa puede incrementar las pérdidas por rozamiento y en caso extremo ocasionar daños severos sobre todo en los cojinetes del motor.
- Mantener en óptimas condiciones los cojinetes del motor. Una cantidad considerable de energía se pierde con cojinetes en mal estado o si su lubricación es inadecuada (insuficiente o excesiva).

Repárelos o sustitúyalos si tienen algún desperfecto y siga las instrucciones del fabricante para lograr una correcta lubricación.

3.7.2 Voltaje inferior al nominal (under voltage):

Si el motor se opera a voltaje reducido aún dentro del límite del 10%, el motor tomará una corriente mayor para producir los requerimientos de par impuestos por la carga. Esto produce un incremento en las pérdidas eléctricas del estator y del rotor (pérdidas I^2R). Los bajos voltajes pueden también evitar que el motor desarrolle un adecuado par de arranque.

La operación a eficiencias reducidas debido a bajos voltajes en las terminales del motor se debe generalmente a caídas de voltaje excesivas en el sistema de alimentación. Si el motor está al final de un alimentador largo, puede ser necesaria una reconfiguración. El voltaje del sistema también se puede modificar por medio de:

- Ajuste de taps de los transformadores.
- Instalación de cambiadores automáticos de taps en caso de que las cargas del sistema varíen considerablemente en el transcurso del día.
- Instalación de capacitores para corrección del factor de potencia que eleven el voltaje del sistema.

Debido a que la eficiencia y la vida de operación de los motores se degrada con las variaciones de voltaje, se deben especificar motores con datos nominales de placa compatibles con el voltaje del sistema. Por ejemplo, los motores trifásicos están disponibles con voltajes nominales de 440, 460, 480 y 575 V. El uso de un motor diseñado para un servicio de 460 V en un sistema de 480 V ocasiona una eficiencia y vida de motor reducidas así como un incremento de calor. Un motor de 440 V será afectado más seriamente.

3.7.3 Desbalance de voltaje (phase voltage imbalance):

Ocurre un desbalance de voltaje cuando hay voltajes diferentes en las líneas de un motor de inducción polifásico. Este desbalance en los voltajes de fase produce también que las corrientes de línea estén también desbalanceadas. Las corrientes desbalanceadas producen también pulsaciones de par, vibraciones, incremento en el esfuerzo mecánico del motor y sobrecalentamiento de una y posiblemente dos fases del

devanado. Esto da como resultado un aumento considerable en las pérdidas del motor y la generación de calor lo cual hace que disminuya tanto la eficiencia como la vida del motor.

El desbalance de voltaje se define por la NEMA como 100 veces la máxima desviación del voltaje de la línea del voltaje promedio de un sistema trifásico dividido entre el voltaje promedio.

En forma de ecuación:

$$\text{Desbalance de voltaje \%} = \frac{\text{máx. Dif. De los voltajes en relación al voltaje promedio} \times 100}{\text{promedio}}$$

VÓLTAJE PROMEDIO

Suponga que la medición de los voltajes de línea de un sistema es la siguiente:

462 ,463 ,455 V.

El voltaje promedio es de 460 V y el desbalance de voltaje es:

$$\text{Desbalance de voltaje en \%} = \frac{(460-455)}{460} \times 100 = 1.1\%$$

Un desbalance de sólo el 3.5 % puede aumentar las pérdidas del motor aproximadamente en un 20%. Desbalances superiores al 5% indican un problema muy serio. Desbalances superiores al 1% requieren un factor de disminución de la potencia de salida.

Entre las causas comunes de desbalance se encuentran:

- Falla en la operación de la conexión automática en el equipo de corrección de factor de potencia.
- Fuente de alimentación inestable o desbalanceada.
- Un banco de transformadores desbalanceada que alimenta a una carga trifásica que es demasiado grande para el banco.
- Distribución desbalanceada de las cargas monofásicas.
- Un circuito abierto en el sistema de distribución primario.
- Una falla a tierra no identificada.

Los siguientes pasos aseguran un sistema apropiadamente balanceado:

- Revise el diagrama unifilar de su sistema eléctrico para verificar que las cargas monofásicas estén distribuidas uniformemente.
- Monitoreo periódico de los voltajes en todas las fases para verificar que existe una variación mínima.
- Instale indicadores de falla a tierra.

3.8 MOTORES SOBREDIMENSIONADOS

Cuando un motor tiene un valor nominal significativamente más alto que la carga que está accionando, el motor opera a carga parcial. Cuando esto ocurre la eficiencia del motor se reduce. Los motores a menudo se seleccionan de tal forma que están excesivamente sobredimensionados para un trabajo particular.

A pesar del hecho de que los motores sobredimensionados reducen la eficiencia e incrementan los costos de operación las industrias usan motores sobredimensionados en los siguientes casos:

- Para evitar fallas de motores en procesos críticos.
- Cuando el personal de la planta no conoce la carga real y selecciona un motor más grande que el necesario.
- Para tener la capacidad de acomodar futuros crecimientos en producción.
- Para asegurar de manera conservadora que el motor tiene capacidad de manejar fluctuaciones en la carga.
- Cuando el departamento de mantenimiento reemplaza un motor dañado con la una unidad próxima en tamaño más grande si uno de la capacidad correcta no está disponible.
- Cuando se ha seleccionado un motor sobredimensionado para equipar cargas que no se han definido con certeza.
- Cuando los requerimientos del proceso se han reducido.
- Para operar en condiciones adversas por ejemplo en condiciones de desbalance de voltajes.

Como regla general, los motores que están *bajo dimensionados* (sobrecargados) tienen una vida esperada reducida con una probabilidad más grande de que el equipo se dañe provocando fuertes pérdidas en producción.

Por otro lado, los motores *sobredimensionados (bajo cargados)* y así pues los ligeramente cargados sufren una reducción en la eficiencia y en el factor de potencia.

La máxima eficiencia normalmente no ocurre a plena carga. Mientras que el motor esté operando arriba del 60% de carga nominal la eficiencia no varía significativamente. Las eficiencias de los motores típicamente mejoran hasta el 75% de plena carga y, especialmente para motores pequeños, empiezan a declinar rápidamente cuando trabajan por abajo del 40% de plena carga. Casi siempre es una buena idea disminuir la capacidad de un motor que está trabajando a menos del 50% de su capacidad nominal. El factor de potencia disminuye rápidamente cuando el motor opera a menos del 75% de la corriente de plena carga, especialmente en capacidades pequeñas. En las figuras se muestran eficiencias y factores de potencia típicos a carga parcial.

Los castigos en costo asociados con usar un motor sobredimensionado pueden ser sustanciales e incluyen:

- Un precio de compra mayor
- Incremento en el costo del equipo eléctrico de alimentación debido a los altos requerimientos de kVA y kVAr.
- Multas por bajo factor de potencia.
- Incrementos en el consumo de energía debido a la disminución en eficiencia.

El reemplazo de motores sobredimensionados (bajo cargados) con motores de eficiencia estándar más pequeños o con motores eficientes en energía la eficiencia mejora. Se debe tener cuidado de conocer completamente las características de la carga antes de cambiar los motores existentes.

Por ejemplo, con una carga variable tal como un sistema de volumen de aire variable, el motor debe ser seleccionado para operar en condiciones de plena carga. Las válvulas u otros dispositivos de estrangulamiento se deben poner completamente abiertos de tal manera que las mediciones de eficiencia y de factor de carga se tomen a la máxima carga. Las poleas y bandas gastadas pueden dar una carga reducida aplicada al motor, dando la impresión que está bajo-cargado. Para eliminar este problema las bandas y poleas gastadas deben ser remplazadas antes que se hagan pruebas de carga y de eficiencia.

Los diferentes tipos de carga incluyen:

- Cargas constantes de operación continua.
- Cargas intermitentes de operación continua.
- Cargas de velocidad variable
- Cargas cíclicas.

Es más fácil hacer mediciones y dimensionar apropiadamente un motor que acciona una carga constante de operación continua, hay que asegurarse de tomar las características de par en consideración para cargas intermitentes o cíclicas. También esté seguro de proporcionar una circulación de aire y enfriamiento adecuados para motores acoplados a cargas de velocidad ajustable o accionadores de velocidad variable. El sobrecalentamiento es un problema particular ya sea a cargas reducidas o a plena carga con voltajes no ideales y las formas de corriente que se encuentran con variadores electrónicos de velocidad.

IV

DIAGNOSTICO DE EFICIENCIA ELECTROMECÁNICA

Las consideraciones del capítulo anterior nos permitirá determinar acciones apropiadas para que el sistema de bombeo opere con una eficiencia eléctrica adecuada.

Para conocer el nivel de eficiencia en el que se encuentran operando debemos efectuar un diagnóstico de eficiencias electromecánicas al equipo de bombeo en operación con la finalidad de establecer las acciones correctivas necesarias para lograr que los equipos trabajen en condiciones aceptables. El objetivo de este diagnóstico es que además de conocer como se aprovecha la energía eléctrica suministrada al sistema de bombeo, se conocerán las características hidrológicas del pozo necesarias para la conservación de los recursos de agua subterránea.

Este diagnóstico se sustenta en mediciones y observaciones directas en los aspectos eléctricos e hidráulicos. En primer lugar, es necesario la identificación y verificación de los equipos de medición. Se revisan los equipos eléctricos auxiliares como son: transformador, interruptor y arrancador para detectar algún funcionamiento anormal, que pueda causar pérdidas eléctricas y que puede ocasionar accidentes.

Posteriormente se realizan mediciones eléctricas de precisión al motor como son: voltaje medido con un voltímetro, la corriente medida con un amperímetro de gancho, valores de presión, gasto, niveles y el Factor de potencia medido directamente con un analizador de redes o factorímetro. Sobre este último es necesario señalar que el factor de potencia es una característica inherente a los motores de inducción que su valor debe ser mayor al 90% para no causar penalizaciones, las cuales pueden ser hasta del 120% sobre el consumo, en casos extremos cuando este valor es del 30%, de aquí la importancia de medirlo directamente.

Con el equipo de bombeo en operación se realiza la medición del nivel dinámica del manto acuífero, que consiste en medir la distancia que existe entre la superficie y el nivel en que se encuentra el agua; esto se hace por medio de una sonda eléctrica que consiste en dos alambres o de un alambre bifilar con forro de goma o plástico, una fuente de energía eléctrica, baterías y un timbre de alarma tipo casero o amperímetro. Al bajar los alambres al pozo, cuando las dos puntas desnudas inferiores tocan la superficie del espejo del agua se cierra el circuito eléctrico y el amperímetro indicara corriente o sonara el timbre. Así mismo se puede hacer la medición con una sonda neumática que se introduce entre la columna y el ademe. Para obtener la carga total hay que tener en cuenta las pérdidas mecánicas propias del equipo que se deberán considerar

adicionalmente a la carga dinámica. Otro dato importante son los litros por segundo que entrega el pozo, para conocer este gasto podemos utilizar un medidor de flujo de agua instalado en el tubo de descarga. Para fines prácticos se utiliza el método de descarga abierta horizontal, comúnmente conocido como método de la escuadra que consiste en medir la distancia horizontal de la descarga de la bomba a un punto determinado de la regla y mediante la aplicación de la tabla de conversiones se determina el gasto en litros por segundo (l/s)

Con el conjunto de datos anteriormente citados podemos conocer la eficiencia real del sistema.

El alcance de este tipo de estudios, deberá proporcionar como mínimo la siguiente información:

- La eficiencia de la bomba
- Las condiciones de operación del equipo eléctrico
- Las características constructivas del arreglo en la descarga del pozo.
- Los niveles de vibración y ruido del equipo de bombeo
- El factor de potencia de la instalación.
- La tarifa con la cual esta contratado el suministro de energía eléctrica con la compañía suministradora.

Es importante establecer con claridad el procedimiento para evaluar periódicamente el funcionamiento de los equipos de bombeo con el objeto de conformar el historial de cada instalación.

En todo programa de la conservación de la energía, la máxima efectividad se consigue estableciendo un sistema de control que permita mantener las condiciones óptimas de funcionamiento de los equipos.

Para realizar este sistema de control es necesario medir una serie de parámetros, con los cuales y por medio de un balance de energía, se deducirán las pérdidas y rendimientos de los sistemas analizados.

El nivel de instrumentación requerido depende en cada caso de varios factores, tales como la naturaleza del sistema, consumo de energía y potencial de energía recuperable.

Puesto que la instalación de un sistema de instrumentación supone una inversión a veces elevada, debe hallarse un equilibrio entre el costo adicional y los beneficios que con dicha instalación se van a obtener, ahorrando energía, aumentando la vida útil de los equipos y obteniendo una mayor uniformidad en la producción.

A veces puede ser interesante y resulta mas económico utilizar equipos portátiles para efectuar medidas en varios puntos del diagrama de flujos, en vez de su utilización permanente. Esto tiene ventajas de poder utilizarse en distintos sistemas.

En general todo el equipo consumidor de energía debe ser analizado para determinar el nivel de instrumentación adecuado, con el fin de poder determinar su rendimiento y controlar su funcionamiento.

Las variables a medir dependen fundamentalmente del tipo de sistema, pero en general hay una serie de magnitudes que suelen ser comúnmente

a la mayoría de los sistemas como pueden ser: caudal, presión, parámetros eléctricos, temperatura, etc.

4.1 MEDICIÓN DE LOS PARAMETROS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA

Las mediciones más importantes que se requieren efectuar en campo para elaborar los diagnósticos de eficiencias en los equipos de bombeo, se clasifican en dos grupos: parámetros hidráulicos y parámetros eléctricos.

4.1.1 Mediciones hidráulicas

Consisten en la medición de: gasto o caudal en la descarga del equipo de bombeo, la presión manométrica en la descarga del equipo de bombeo, el nivel dinámico de la captación o fuente de abastecimiento.

GASTO

Para la medición del gasto o caudal en la descarga del equipo de bombeo existen diversos métodos, algunos de ellos requieren equipos muy costosos, otros son sencillos y económicos, el método a utilizar depende de la exactitud que se requiera. En conductos a presión se recomienda usar pitometría. Cuando se trate de equipos que descargan a la atmósfera podrá usarse el orificio calibrado.

Para hacer una clasificación de instrumentos de medición de caudal volumétrico, nos basaremos en la magnitud captada por los detectores.

Así tenemos medidores de caudal volumétrico que contabilizan:

Presión diferencial. Por medio de la presión diferencial en un elemento se puede calcular la cantidad de flujo que circula por una línea de conducción de agua los instrumentos mas conocidos son:

- a) Tubo de Pitot: Mide la velocidad del agua en un punto de la tubería. La medida se efectúa situando la abertura de impacto directamente en la línea de flujo y la abertura estática formando 90° con la de impacto. La presión diferencial entre ambas aberturas es proporcional a la velocidad. EL caudal se calcula a partir de la relación entre la velocidad media y la velocidad entre el punto en que se lleva a cabo la medición. En la siguiente figura se muestra un esquema de instalación de un tubo de Pitot (Ver figura 4.1).

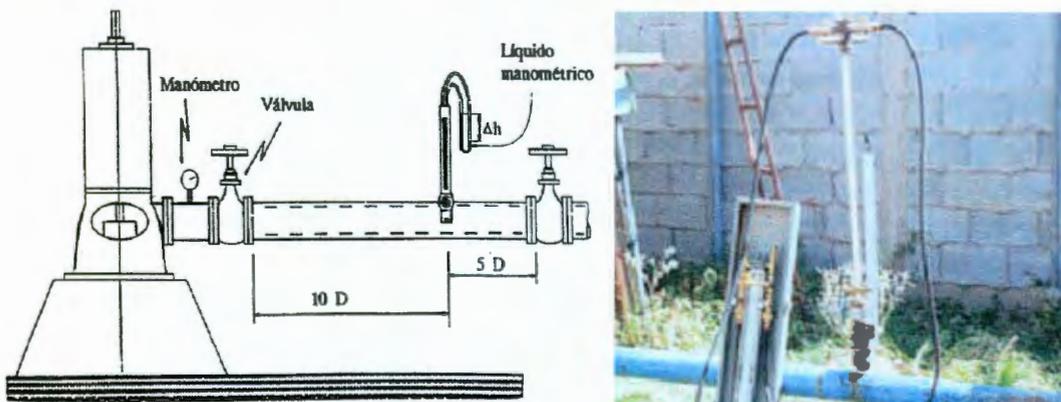


FIGURA 4.1.- MEDICIÓN DE FLUJO CON TUBO DE PITOT.

Fuente: NOM-006-ENER-1995, Eficiencia energética electromecánica en sistemas de bombeo para pozo profundo en operación.

- b) Placa de orificio calibrado. Consiste simplemente en una placa de metal con un orificio hecho sobre la misma; puede ser de tipo

concéntrico aunque también existen excéntricos, cónicos o seccionados. En la práctica, la placa es instalada entre dos bridas. Como primer paso, la placa estrangula el flujo produciendo una presión diferencial a través de la placa. Deben existir dos agujeros uno a cada lado de la placa que son utilizados para detectar la diferencia de presión. La ventaja de la placa es que no tiene partes móviles aunque es el medidor que mas perdidas de carga produce en el sistema (Ver figura 4.2).

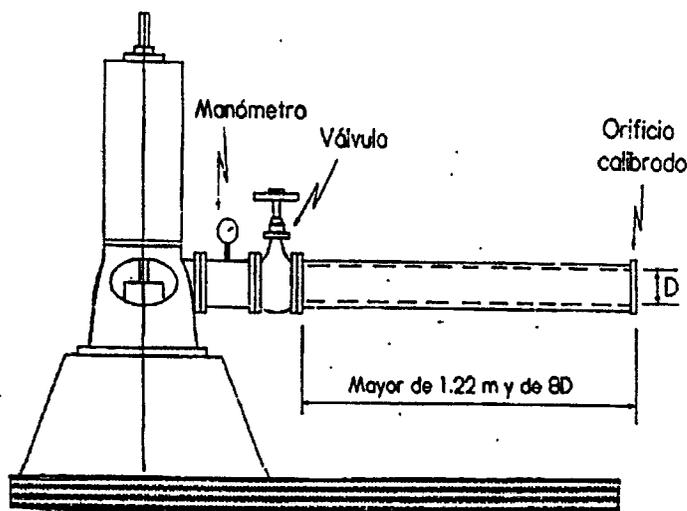


FIGURA 4.2.- MEDICIÓN DE FLUJO MEDIANTE ORIFICIO CALIBRADO.

Fuente: NOM-006-ENER-1995, Eficiencia energética electromecánica en sistemas de bombeo para pozo profundo en operación.

- c) Tobera. Es muy similar a la placa de orificio, pero con el se puede manejar aproximadamente 60% mejor la medida de flujo que con la placa de orificio, teniendo la misma caída de presión. Líquidos con sólidos en suspensión también pueden ser medidos.
- d) Tubo Venturi: Es esencialmente una sección de tubo con una entrada y salida cónicas y una garganta recta. Como el líquido pasa a través de la garganta, su velocidad se incrementa creándose una

diferencial de presiones entre las regiones de entrada y salida del líquido (Ver figura 4.3).

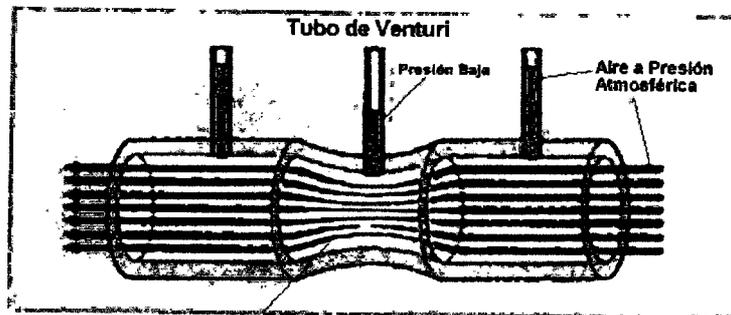


FIGURA 4.3.- MEDICIÓN DE FLUJO MEDIANTE TUBO VENTURI.

Fuente: Mecánica de Fluidos Aplicada, Robert L. Mott, Ed. Prentice Hall, 1996, p. 379

No existen partes móviles y pueden ser instalados en tuberías de gran diámetro usando bridas soldadas o roscadas. Tiene la ventaja de poder manejar grandes volúmenes de fluido a una caída baja de presión. Puede ser usado en la mayoría de los líquidos incluyendo aquellos que tengan sólidos en suspensión.

e) Arca Variable

El más común de estos instrumentos es el rotámetro. Se trata de un tubo de sección variable, generalmente transparente, dispuesto en posición vertical, en cuyo interior se aloja un flotador más denso que el líquido cuyo caudal se quiere medir; que es el desplazado hacia arriba por el fluido que circula por el interior (Ver figura 4.4).



FIGURA 4.4.- MEDIDOR DE FLUJO MEDIANTE ROTAMETRO.

Fuente: Badger Meter, Inc.

f) Corrientes inducidas

El mas usado es el medidor electromagnético de caudal. Consiste en crear un campo magnético intenso alrededor de la tubería no magnética (Ver figura 4.5).

Al moverse el fluido, que debe ser conductor, a lo largo del campo magnético se genera en el una corriente inducida proporcional al caudal, que se detecta mediante dos electrodos situados en los extremos opuestos de un diámetro de tubería.



FIGURA 4.5.- MEDIDOR DE FLUJO ELECTROMAGNÉTICO.

Fuente: Badger Meter, Inc.

g) Tipo Ultrasónico

Este medidor basa su principio de funcionamiento en la teoría de efecto Doppler, la cual nos ayudara a determinar velocidades por medio de la reflexión de ondas sonoras. Para un correcto funcionamiento de este equipo, deben existir partículas suspendidas o burbujas desde una concentración de 25 ppm hasta el 2%. En el caso de tratar de medir flujos limpios, se debe localizar el punto mas apropiado para hacer la medición, con el fin de que no exista un régimen de flujo simétrico. No hay que detener el proceso productivo para instalarlo; nunca está en contacto con el fluido que se está midiendo; se puede normalizar un solo tipo de medidor para varias aplicaciones y tamaños de tubería. En la figura 4.6 se muestra un medidor de flujo ultrasónico.



FIGURA 4.6.- MEDIDOR DE FLUJO ULTRASÓNICO.

Fuente: Eastech Badger, Inc. Ultrasonic Flow Measurement.

h) Método escuadra

Para medir el flujo en tubos horizontales es necesario medir una distancia horizontal y una vertical. La primera se mide desde la cúspide del interior

del tubo hasta un punto de intersección con la componente vertical como se muestra en la figura 4.7. Este método de medición de flujo es práctico y rápido, se aplica a tubos horizontales con descarga libre llenos o parcialmente llenos.

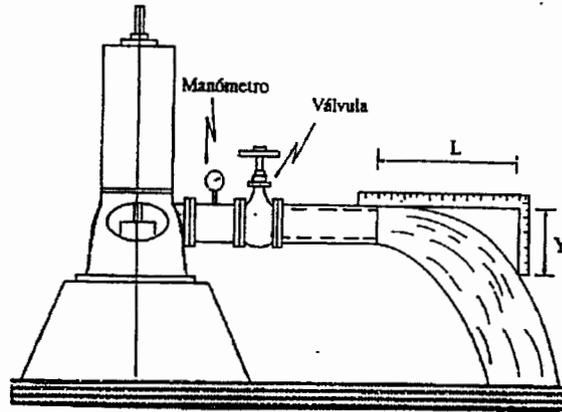


FIGURA 4.7.- MEDICIÓN DE FLUJO POR EL MÉTODO DE LA ESCUADRA.

Fuente: NOM-006-ENER-1995, Eficiencia energética electromecánica en sistemas de bombeo para pozo profundo en operación.

Una descripción detallada y la correcta aplicación de los métodos de medición de flujo indicados, se encuentran en la Guía para la Evaluación de la Eficiencia en Equipos Electromecánicos en Operación para Pozo Profundo[1], Rehabilitación de Pozos[5] y el Manual de Aforos[6] editados por la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA).

PRESIÓN DE BOMBEO

La medición de la presión manométrica en la descarga del equipo de bombeo deberá hacerse con manómetros con amortiguador de pulsaciones a base de glicerina los cuales deberán ser verificados periódicamente en su exactitud con balanza de pesos muertos, es recomendable contar con estos instrumentos con rangos de 0-3, 0-7 y de 0-14 kg/cm² y de preferencia que sus carátulas sean de 10 a 14 cm. de diámetro. El rango del manómetro a usarse en las mediciones de presión

de la descarga deberá ser tal que la medición de presión se registre en el tercio medio de rango de medición del instrumento.

En un sistema de bombeo, se le da el nombre de presión de bombeo a la energía de presión generada por la bomba, la cual es requerida, para mover determinada cantidad de agua de un punto a otro.

La presión es una de las magnitudes más medidas en sistemas de bombeo, no solo por conocer su valor, sino como fase inmediata para medición de otras magnitudes tales como caudal y nivel del líquido. A continuación se describen los tipos de manómetros comunes que existen en el mercado.

A. Columna de líquidos

- *PIEZÓMETRO*

Los piezómetros se utilizan para medir la presión (nivel) del agua subterránea así como en tuberías, en vasos comunicantes, etc.

En la mayoría de las aplicaciones geotécnicas, los piezómetros se instalan en perforaciones para medir las presiones de agua existentes y también el aumento o disminución de la presión, debido a factores naturales o al avance de la faena.

En geotécnica generalmente se usan dos tipos de piezómetros. Primero, existe un piezómetro de tubo abierto en el cual el nivel del agua se mide desde la superficie con un indicador de profundidad.

Para operaciones mas exactas y confiables se utilizan piezómetros de cuerda vibrante. El piezómetro de cuerda vibrante mide la

presión del agua monitoreando los cambios en la frecuencia de una cuerda vibrante instalada entre el cuerpo del instrumento y una membrana.

La presión del agua o cambios en la presión, es proporcional al cambio en la frecuencia de la cuerda vibrante.

Los piezómetros de cuerda vibrante son necesarios si se requiere de un monitoreo con medición y grabación de presión de un tramo específico del instrumento.

Se utilizan por este motivo materiales hidrocópicos para aislar el tramo en el cual el piezómetro se instala para evitar contactos con aguas de otros planos o simplemente agua que podría entrar desde la superficie. Las mediciones se pueden realizar en forma remota con un sistema automático de recolección de datos (Ver figura 4.8).



FIGURA 4.8.- MEDIDOR DE PRESIÓN PIEZÓMETRO.

Fuente: Santec Instruments Inc.

- MANÓMETRO EN "U"

Mide presiones desde 0.2 a 5 kg/cm². mide presiones relativas; es simple pero frágil, viene limitado por la longitud del tubo (Ver figura 4.9).

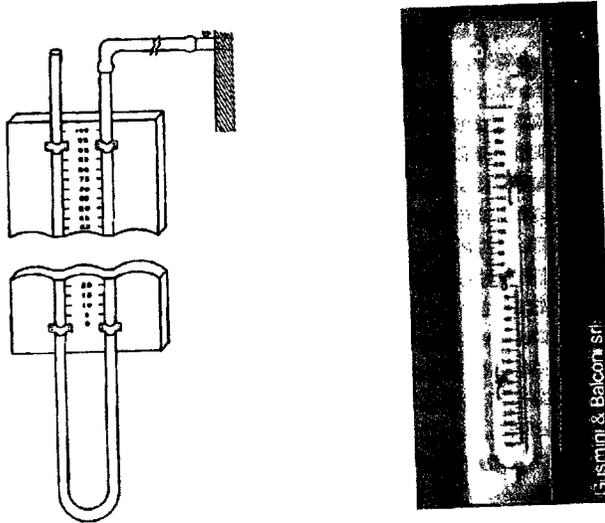


FIGURA 4.9.- MANÓMETRO "U"

Fuente: Gusmini & Balconi s.r.l.

B. Deformación de material elástico

- Tubo de Bourdon (manómetro)

El medidor tipo tubo Bourdon es el que más frecuentemente se utiliza en medida de presión, ya que es un instrumento simple y robusto, cubriendo hasta 5,000 kg/cm², permite acoplamiento de un transductor,; mide presiones relativas aunque se fabrican para absolutas.

Cuando existe una presión en la entrada del tubo aumenta, el mecanismo que contiene hace que se expanda la aguja tomando la medida de la

presión cuando disminuye. La Figura 4.10 muestra la constitución interna y el aspecto físico de un manómetro.

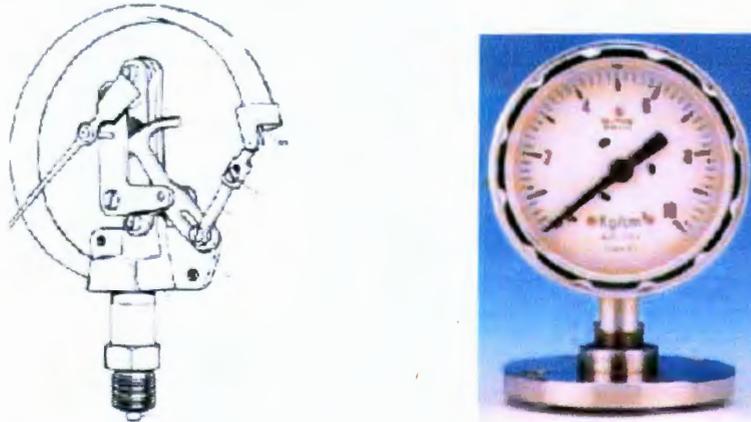


FIGURA 4.10.- CONSTITUCIÓN INTERNA Y ASPECTO DEL TUBO DE BOURDÓN.

Fuente: Meriam Proces Technologies, Inc.

- MEMBRANA

Mide presiones de 0.01 a 2 kg/cm². Son instrumentos robustos, duraderos y baratos; miden presiones absolutas aunque se construyen modelos para presiones relativas; permiten acoplamiento de un transductor. El elemento de medición está constituido de una membrana elástica, con ondulaciones concéntricas que acciona el mecanismo amplificador por medio de un eje de transmisión soldado a la membrana. Realizados para medir la presión y depresión de fluidos viscosos, sedimentosos, cristalizables o corrosivos. Respecto al muelle tubular, es más resistente y fácil de proteger contra sobre presiones y fluidos corrosivos (Ver figura 4.11).

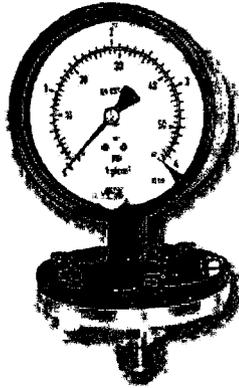


FIGURA 4.11.- MANÓMETRO DIAFRAGMA

Fuente: Meriam Proces Technologies, Inc.

- **FUELLE**

Esta clase de manómetro lleva en su interior un resorte que se opone al efecto de la presión. Dichos manómetros pueden ser abiertos o cerrados.

En los manómetros de fuelle abiertos se usa en tangos de 13 a 230 cm H₂O y en los manómetros de fuelle cerrados se usan en tangos de 0,21 a 2 kg/cm². Con esto el movimiento obtenido por variaciones de presión se amplifica con un juego de palancas y se transmite a una aguja o puntero.

Una característica importante de este tipo de manómetro es que no es adecuado para medir presiones transitorias, debido al movimiento relativo más grande y a la masa involucrada.

La unidad de medida de este tipo de manómetro es de 0 a 100 mbar (Ver figura 4.12).

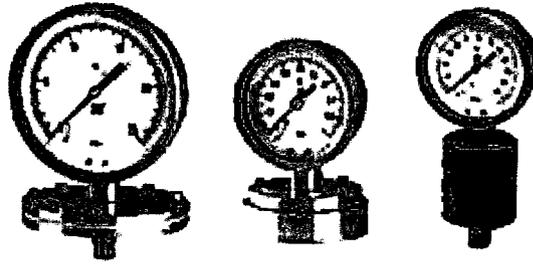


FIGURA 4.12.- FUELLE

Fuente: Meriam Proces Technologies, Inc.

El método más usual para medir presión de descarga en los equipos de bombeo es, a través del manómetro.

Uno de los primeros aspectos que deben considerarse para la selección del manómetro, se difiere en su precisión.

- a) Partiendo del principio de que toda medición debe ser confiable, los manómetros utilizados deben presentar buena precisión.

Los manómetros comunes tienen una precisión de $\pm 1\%$ de la plena escala.

Los manómetros especiales (de precisión) tienen una precisión de hasta 0.25% de la plena escala.

- b) El problema de la fatiga del elemento sensible también debe tenerse en cuenta en la selección del manómetro.

- c) Se recomienda que para efectuar mediciones con fines de diagnóstico, utilizar manómetros con amortiguador de pulsaciones a base de glicerina y de buena calidad, los cuales deben ser

verificados en su exactitud con balanza de pesos muerto, antes de ser empleados.

NIVELES DE BOMBEO

La medición del nivel dinámico, como todos los demás parámetros es importante, ya que este, sumado a la presión registrada en la descarga representan en gran parte la carga total de bombeo. Este parámetro se determina por medio de una sonda eléctrica o una sonda neumática.

Sonda Eléctrica: Este dispositivo consiste de conductores eléctricos con forro de plástico; una fuente de energía eléctrica (baterías); un timbre de alarma tipo casero o un amperímetro. Mientras bajan los alambres al pozo se observa el amperímetro o el timbre y al momento en que dicho amperímetro marque corriente o suene el timbre, es cuando las dos puntas desnudas inferiores tocan la superficie del agua cerrándose el circuito. El largo del alambre desde su extremo inferior hasta el nivel de referencia indica el nivel estático (o dinámico) en el pozo. La exactitud del instrumento calibrado es de 0,5% (Ver figura 4.13).



FIGURA 4.13.- CARRETE DE SONDA ELÉCTRICA

Fuente: Robertson Geologging Limited, Inc.

Sonda Neumática:

Este dispositivo consiste de un manómetro, una bomba de aire y la cantidad necesaria de tubo galvanizado de 6,35 mm (1/4 in) de diámetro.

El tubo galvanizado se coloca en el pozo convenientemente antes de asentar la bomba sobre su cimiento, y su largo debe ser por lo menos el mismo de la columna más el largo del cuerpo de tazones. Su extremo inferior no debe estar en la proximidad del fondo del pozo o cerca del colador, porque las mediciones quedarían afectadas por la turbulencia del agua, provocada por la formación del cono de succión, cuando el equipo está en operación. Se debe tener cuidado de medir el largo total exacto del tubo, desde su extremo inferior hasta el nivel de referencia y registrar este valor para evaluaciones posteriores. Para este instrumento su exactitud en porcentaje es igual a 0,25.

(Ver figura 4.14)

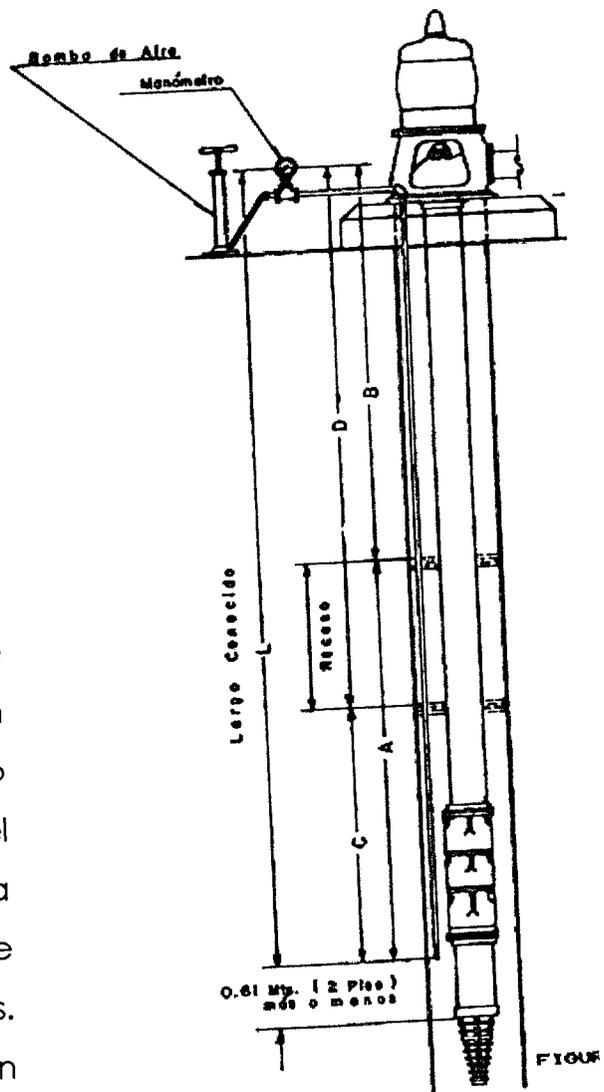


FIGURA 4.14. - COLOCACIÓN DE SONDA NEUMÁTICA.

Fuente: Guía para la Evaluación de la Eficiencia en Equipos Electromecánicos en Operación para Pozo Profundo, Gerencia de Ingeniería Básica y Normas Técnicas, CNA, Noviembre 1992.

4.1.2 Mediciones eléctricas

En la actualidad se presentan, para la mayoría de las magnitudes a medir, aparatos de medida de tipo analógico y digital.

Estos últimos realizan la medida contando las veces que la magnitud a medir contiene a una magnitud patrón proporcionada por el aparato de medida.

El uso de instrumentación digital ha experimentado un crecimiento muy acusado, y es de esperar que estos aparatos desplacen totalmente a los analógicos ya que pueden ofrecer:

- Precisión.
- Posibilidad de lectura en forma digital.
- Integración del aparato de medida en un sistema informático.
- Diseño de sistemas e instalaciones de medidas gobernados por microprocesador.

El voltaje entre fases con que se alimenta el motor y la corriente por fase del mismo los medimos con un voltamperímetro de gancho, cuyas escalas sean lo suficientemente amplias para que la medición se realice en el tercio medio de su rango de medición. Estos instrumentos son ampliamente conocidos en el subsector del agua potable. Esta medición se lleva a cabo generalmente en las terminales del equipo de control.

AMPERÍMETRO.

Están construido para una corriente máxima en su interior, especificada por el fabricante. Si la corriente a medir excede dicho valor, se debe utilizar shunts (en c.d. y en c.a.) o transformadores de corriente (en c.a. solamente). Comúnmente se utiliza el amperímetro de gancho que es una tenaza amperímetro que nos va a mostrar los parámetros de intensidad de corriente en una línea. En el mercado existen una gran variedad de modelo y marcas por lo que sus rangos varían de acuerdo al modelo y la capacidad a medir (Ver figura 4.15).



FIGURA 4.15.- VOLTAMPERÍMETRO DE GANCHO.

Fuente: Extech Instruments, Inc.

- a) Shunts. Son derivaciones calibradas que, colocadas en paralelo con el amperímetro, permiten que por el circule una fracción conocida de la corriente total. Bastara dividir la corriente leída por dicha fracción para obtener el valor real, tanto en c.d. como en c.a. (Ver figura 4.16).



FIGURA 4.16.- SHUNTS.

Fuente: Lee Air Sensors, Inc.

b) Transformador de corriente (T.C.) En c.a. es posible transformar los valores de corriente en otros, utilizando transformadores. Cuando la corriente a medir excede al valor máximo de la corriente que puede pasar por el amperímetro, se utiliza un T.C. (Ver figura 4.17).

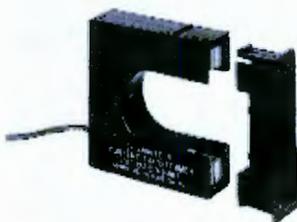


FIGURA 4.17.- TRANSFORMADOR DE CORRIENTE NÚCLEO DIVIDIDO.

Fuente: Lee Air Sensors, Inc.

VOLTMETRO.

Los voltmetros usuales son esencialmente iguales a los amperímetros, solo que llevan una gran resistencia en serie con el instrumento para limitar la corriente que lo atraviesa a un valor tolerable para el mismo.

Los voltmetros no pueden emplearse para tensiones superiores a la especificada. Para medirlas se debe presentar al instrumento un voltaje reducido mediante un potenciómetro (en c.d. y c.a.), o un transformador de voltaje (en c.a. solamente)

WATTMETRO.

En mediciones de c.d. la potencia puede encontrarse midiendo separadamente voltaje y corriente, calculando después el producto de estos valores. También puede medirse la potencia en c.d. empleando wattmetros de tipo electrodinámico o digital

En corriente alterna no es posible calcular la potencia como producto de voltaje y corriente sin conocer el factor de potencia. Por esta razón se emplean wattmetros electrodinámicos, los cuales realizan instantáneamente el producto de voltaje y corriente, obteniendo el valor medio de este producto a lo largo del tiempo; es decir obtienen e indican la potencia activa. Los wattmetros digitales realizan la misma operación, pero a intervalos discretos de tiempo.

La potencia reactiva puede medirse con instrumentos electrodinámicos tales como varmetros. (Ver figura 4.18)



FIGURA 4.18.- WATTMETRO DIGITAL Y ELECTRODINÁMICO.

Fuente: MMC Metrology Lab, Inc

FACTORIMETRO

Esta medición se realiza con un instrumento llamado factorímetro, es importante señalar que todas las mediciones se deben realizar en forma simultánea tanto como esto sea posible en una sola sesión. Cuando por alguna causa no se puede medir alguno de los parámetros indispensables para evaluar la eficiencia y este sea supuesto o tomado de información de bitácora o planos el estudio PIERDE TODA CONFIABILIDAD.

El factorímetro es una tenaza fasimétrica, se utiliza para realizar mediciones del factor de potencia en redes monofásicas y trifásicas. Nos da una idea de si estamos trabajando con cargas inductivas o capacitivas.



FIGURA 4.19.- FACTORIMETRO.

Fuente: Fluke Electronics, Inc

ANALIZADOR ELÉCTRICO DE REDES.

El analizador de energía eléctrica que nos permite la visualización e impresión de parámetros eléctricos de interés en una instalación eléctrica monofásica o trifásica. Este aparato nos va a permitir controlar y racionalizar cualquier utilización de la energía eléctrica de una instalación. Es un sistema que nos permite tomar registros digitales con aplicaciones

basadas en Windows que proporciona rutinas para un análisis de datos mas detallado. Los parámetros almacenados incluyen volumen, flujo, velocidad, profundidad y perfil de la velocidad. La grabación de datos es hecha por un datlogger muy pequeño con pilas, pero de gran alcance

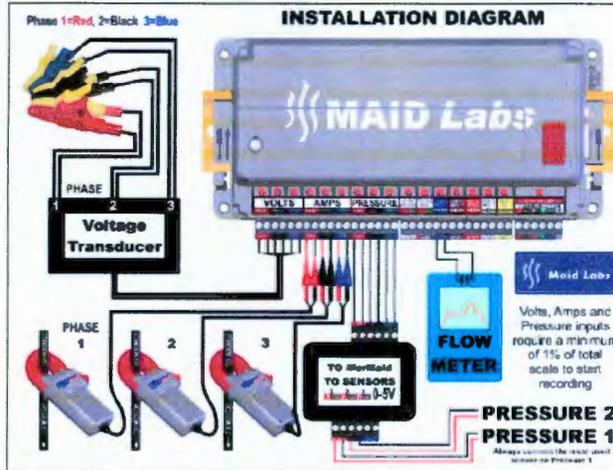


FIGURA 4.20.- ANALIZADOR ELÉCTRICO DE REDES

Fuente: Maid Labs, Inc. Mermaid.

4.2 METODOLOGÍA

Hasta aquí hemos revisado los conceptos mínimos indispensables que se requieren par efectuar un diagnostico energético en una instalación electromecánica.

Las mediciones anteriores se deben complementar con información relativa al tipo de motor y bomba instalada estos datos son proporcionados por los fabricantes y serán los siguientes:

- Diámetro de la columna
- Diámetro de la flecha
- Longitud de de la columna

- Tipo de lubricación
- Potencia del motor eléctrico instalado

Con los parámetros medidos y la información recabada del equipo de bombeo se estará en condición de determinar las siguientes variables.

- La potencia hidráulica que demanda la bomba
- La potencia eléctrica que entrega el motor
- La eficiencia electromecánica del conjunto motor-bomba
- La eficiencia de la bomba
- Las pérdidas por fricción en la columna de bombeo,
- La carga total de bombeo

Para que las mediciones de campo sean confiables se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Utilizar instrumentos precisos y bien calibrados
- Definir correctamente la colocación de los instrumentos
- Contar con personal debidamente capacitado en la utilización de los instrumentos

4.2.1. Determinación de la Eficiencia Electromecánica

- Evaluación de pérdidas por fricción en la columna
- Determinación de la carga de bombeo
- Determinación de la potencia eléctrica
- Determinación de la eficiencia global del equipo electromecánico
- Aplicación de formulas para determinar la eficiencia electromecánica.

La eficiencia electromecánica de los sistemas de bombeo, conjunto bomba-motor esta definida genéricamente por la relación

$$\text{Eficiencia electromecánica} = \frac{\text{Potencia hidráulica requerida por el sistema}}{\text{Potencia eléctrica suministrada}}$$

DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA HIDRÁULICA

La potencia hidráulica se determina mediante la siguiente formula:

$$Ph = \frac{Q * H}{76}$$

Donde:

Ph = Potencia hidráulica (HP)

Q = Gasto o caudal (l/s)

H = Carga total de bombeo (m)

76 = factor de conversión a HP

DETERMINACIÓN DE LAS PERDIDAS POR FRICCIÓN EN LA COLUMNA

Para determinar las perdidas por fricción en la columna de bombeo se hace uso de la información técnica proporcionada por el fabricante de bombas en donde se dan tabuladas las perdidas por fricción para diferentes condiciones de gasto y diámetro. Estas tablas proporcionan las perdidas de carga en metros por cada cien metros o en pies por cada cien pies de columna.

Otras forma de calcularlas es aplicando alguna de las formulas establecidas como la de Manning o la de Darci Weisbag. Para este caso utilizaremos la información de fabricante.

DETERMINACIÓN DE LA CARGA TOTAL DE BOMBEO.

La carga total de bombeo esta dada por la sumatoria de la presión manométrica el nivel dinámico y las perdidas por fricción de la columna y su formula es:

$$H = P_m + ND + h_f$$

Donde:

H = Carga total de Bombeo (m)

P_m = Presión manométrica medida en la descarga transformada a metros (m)

ND = Nivel dinámico (m)

H_f = Perdidas por fricción en la columna (m)

DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA ELÉCTRICA

La potencia eléctrica se obtiene con los parámetros eléctricos medidos, al multiplicar el voltaje, la corriente y el factor de potencia entre si, su expresión matemática es:

$$P_e = \frac{\sqrt{3} * V * I * FP}{74,600}$$

Donde:

P_e = Potencia eléctrica (HP)

$\sqrt{3}$ = Factor para el sistema trifásico (adimensional)

V = Tension entre fases (Volts)

I = Corriente por fases (Amperes)

FP = Factor de potencia (%)

DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA ELECTROMECAÁNICA.

Para determinar la eficiencia electromecánica en un sistema de bombeo, se utiliza la formula siguiente:

$$\eta_{EM} = \frac{Ph}{Pe}$$

Sustituyendo en la expresión anterior los parámetros que integran la potencia hidráulica resulta:

$$\eta_{EM} = \frac{Q * H}{76 * Pe}$$

Donde:

η_{EM} = Eficiencia electromecánica del conjunto motor-bomba

EFICIENCIA DE LA BOMBA

Para calcular la eficiencia de la bomba se parte de la siguiente expresión:

$$\eta_{EM} = \frac{\eta_B}{\eta_M}$$

Despejando la eficiencia de la bomba resulta:

$$\eta_B = \frac{\eta_{EM}}{\eta_M}$$

Donde:

η_B = Eficiencia de la bomba

η_M = Eficiencia del motor (datos de fabricante)

RECOMENDACIONES GENERALES:

Bombas verticales con motor externo

Cuando

$\eta_{EM} < 55\%$ Reparar o sustituir

Bombas sumergibles

Cuando

$\eta_{EM} < 42\%$ Reparar o sustituir

Se recomienda la utilización de bombas sumergibles en pozos desbiados o con niveles de bombeo mayores a los 100m y la utilización de motores con motor externo en pozos con niveles de bombeo menores a 100m.



TARIFAS ELECTRICAS

Todas las Compañías Distribuidoras de Energía Eléctrica en el Mundo, extienden facturas sobre el consumo de ésta, obedeciendo un mismo patrón.

Existen tres conceptos fundamentales para formular estas facturas:

- Demanda Máxima (kW).
- Energía Consumida (kWh).
- Factor de Potencia (F.P.).

También existen otros conceptos que forman parte de la facturación, y que en ocasiones se utilizan para realizar cobros adicionales o bonificaciones. En la actualidad para fomentar el ahorro de energía se han creado tarifas preferenciales en las que se hace referencia a estos conceptos.

- Horas de Facturación
- Factor de Carga.
- Medición en Baja Tensión.
- Cargos por Mantenimiento.
- Cargos por Ajuste de Combustible.

5.1 CONCEPTOS GENERALES.

En este punto se hace mención de términos y definiciones relacionadas con el tema de tarifas eléctricas, con la finalidad de obtener un mayor aprovechamiento y hacer más comprensible al lector dicho tema.

Demanda de Energía Eléctrica. Es la potencia eléctrica que presentan todos los dispositivos que requieren de energía eléctrica para su operación.

Demanda Media de Energía Eléctrica. Es la demanda de energía eléctrica promedio en un período de tiempo determinado.

Demanda Máxima Medida de Energía Eléctrica. La demanda máxima medida se determina mensualmente por instrumentos de medición que indiquen la demanda media en kilowatts durante cualquier intervalo de 15 minutos rodado a 5 minutos, en el cual dicha demanda sea mayor que en cualquier otro período de 15 minutos.

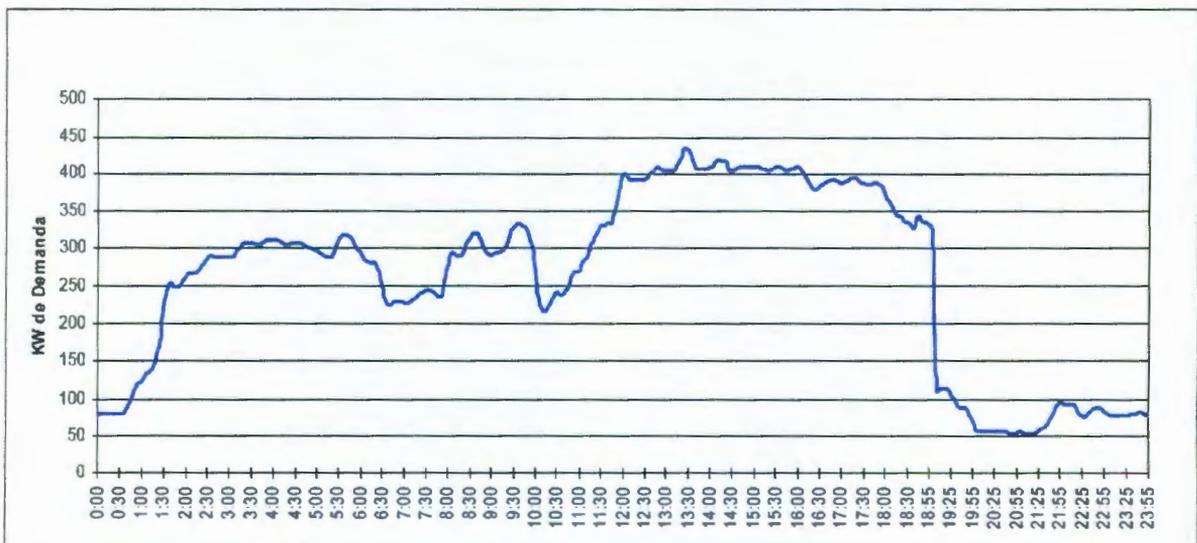


FIGURA 5.1 GRAFICA DE ENERGÍA ELÉCTRICA CONSUMIDA, EN KW, DURANTE LAS 24 HRS.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, www.cfe.gob.mx

Energía Consumida: Los costos de operación de la planta generadora se representan en los costos por consumo de energía o kWh, se basan en el número de kilowatts hora registrados en el término de cierto período, normalmente un mes. La manera en que se registra éste parámetro es a través de un sistema de medición ya sea por medios analógicos o digitales, en donde se registrará el consumo total de energía en el período de facturación (Ver figura 5.1).

$$\text{kWh} = \text{kW de demanda} \times \text{Número de horas de uso}$$

Facturación Básica Mensual (F.B.M.): Está compuesta por los costos por demanda, consumo de energía y factor de ajuste por combustible.

Factor de Potencia: En el sector eléctrico existen tres tipos de carga:

Carga Activa: Es la carga que convierte toda la energía consumida en trabajo útil, por ejemplo, un horno eléctrico, una lámpara incandescente de luz, un radiador, etc., son todas ellas cargas resistivas. Tales cargas son referidas como si tuvieran una cierta resistencia. Una resistencia es designada con el símbolo "R" y se expresa en unidades Ohm (Ω). En la figura 5.2 se presenta el símbolo con el que se representa la resistencia.

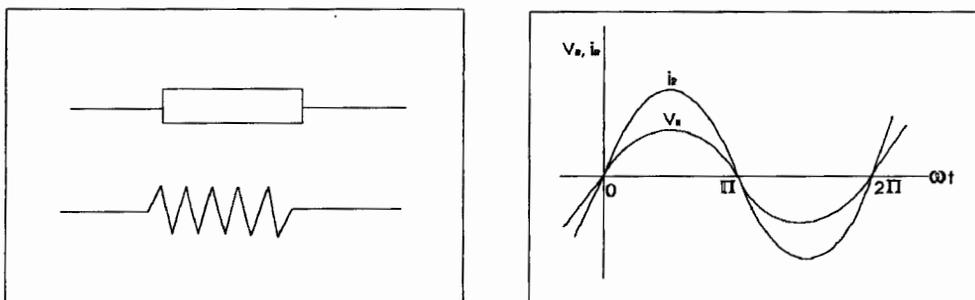


FIGURA 5.2. SÍMBOLO DE RESISTENCIA Y SU GRAFICA DE VOLTAJE Y CORRIENTE

Fuente Elaboración Propia.

En un circuito puramente resistivo, la corriente está en fase con el voltaje y es función inmediata del mismo. Por lo anterior este dispositivo representa una demanda de Potencia Activa (kW).

Carga Reactiva Inductiva: Son las cargas que requieren de una cantidad de energía para magnetización por lo que del 100% de la energía consumida no toda se convierte en trabajo útil. En este sector encontramos cargas inductivas que son encontradas en cualquier lugar donde haya embobinados involucrados, por ejemplo, en Transformadores, motores, balastos, etc.

La inductancia es un parámetro de los elementos de un circuito que resulta de dividir el flujo magnético considerando como las líneas de flujo que eslabonan trayectorias de corriente entre la corriente que circula por dicho elemento. Es denominada por la Letra "L" y sus unidades son los Henrys (H), gráficamente la inductancia (bobina) se representa por el símbolo mostrado en la figura 5.3.

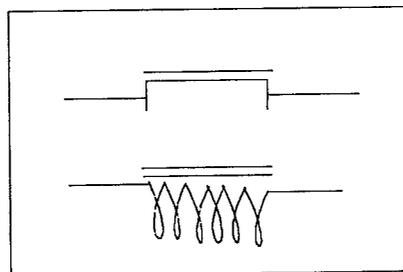


FIGURA 5.3. SÍMBOLO DE INDUCTANCIA

Fuente Elaboración Propia.

En un circuito puramente inductivo la corriente no está en fase con el voltaje, ya que va retrasada en 90° eléctricos (Figura 5.4).

En un circuito puramente inductivo la potencia activa es nula, no existe un consumo a pesar de que la corriente ha fluido; la inductancia consume potencia reactiva, usualmente expresada en Volts Amperes Reactivos o VARs.

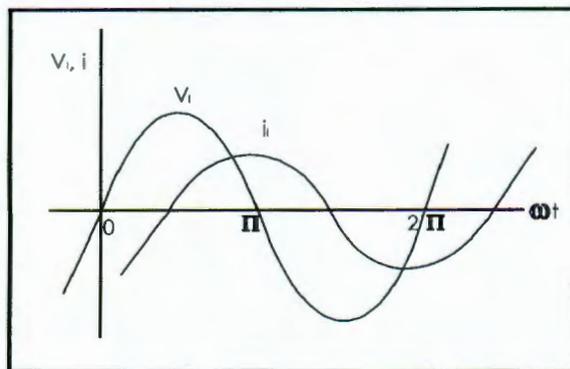


FIGURA 5.4. GRAFICA DE VOLTAJE Y CORRIENTE, CIRCUITO PURAMENTE INDUCTIVO

Fuente Elaboración Propia.

Un circuito inductivo puro no existe en la práctica, los conductores de la bobina tienen cierta resistencia y hay pérdidas en el circuito magnético, sin embargo, puede decirse que la inductancia consume una pequeña cantidad de energía activa.

Carga Reactiva capacitiva.- El capacitor es el tercer tipo de carga en un circuito. La capacitancia esta designada por la letra "C" y expresada en unidades de Faradays (F), el símbolo gráfico del capacitor es el indicado en la figura 5.5.

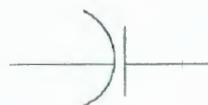


FIGURA 5.5. SÍMBOLO DE INDUCTANCIA

Fuente Elaboración Propia.

En un circuito puramente capacitivo, la diferencia de potencial se retrasa respecto a la corriente en un cuarto de ciclo 90° (Ver figura 5.6).

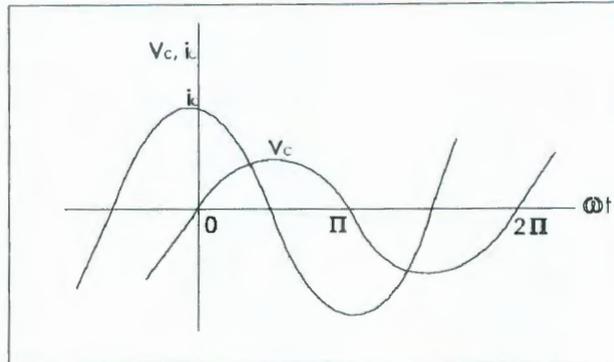


FIGURA 5.6. GRAFICA DE VOLTAJE Y CORRIENTE, CIRCUITO PURAMENTE CAPACITIVO

Fuente Elaboración Propia.

Eléctricamente hablando en la carga reactiva inductiva la corriente se retrasa al voltaje y en la reactiva capacitiva la corriente se adelanta al voltaje, presentando comportamientos totalmente opuestos. Por lo anterior, éste dispositivo representa una demanda de potencia reactiva ya sea inductiva o capacitiva (kVAr).

En la actualidad la mayor parte de las cargas son combinadas Activa + Reactiva por lo que se representan como una demanda de Potencia Aparente (kVA) ó total del sistema. De lo anterior se deriva un parámetro que es el Factor de Potencia (F.P.), el cuál se expresa como la relación entré la Potencia Activa o Real y la Potencia Aparente o Total del sistema.

5.2 MEDICIÓN DE LA ENERGÍA

El principio de funcionamiento de un medidor de potencia se encuentra fundamentado en las *leyes de Faraday*, que aplicadas a la medición de potencia se explican en forma más simple de la siguiente manera:

Dos electromagnéticos son colocados en el medidor y se alimentan con el voltaje y la corriente. El flujo resultante induce el tórque del disco el cuál es proporcional a la potencia. La acción de frenado del disco es proporcionada por un mangote permanente.

Medición de la energía activa

En una red de energía eléctrica sin neutros dos wattmetros pueden ser usados para medir la energía reactiva (figura 5.7).

Con el neutro, la corriente en las tres fases debe ser medida.

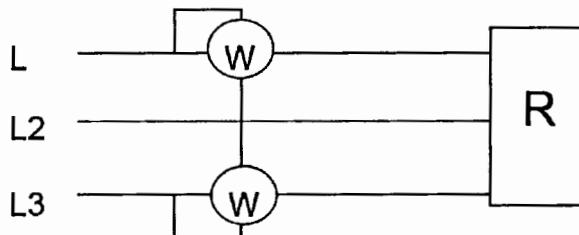


FIGURA 5.7 CONEXIÓN DE DOS WATTMETROS PARA MEDIR ENERGÍA REACTIVA.

Fuente: Elaboración propia.

Medición de la Potencia Reactiva.

El principio es el mismo que para la potencia activa, pero el flujo debido al voltaje en la bobina tiene que estar desfasado 90° . Para este propósito, se usa el valor de voltaje de las otras dos fases diferentes para la medición de corriente.

Los costos de operación de la porción de la factura de consumo de energía eléctrica, se basa en el número de kilowatt hora registrados en el

término de cierto período, normalmente de un mes. Para establecer comparaciones, se debe tomar en consideración este período de facturación. El número de días de trabajo y el número de días cubiertos tendrá diferencias.

Existen cuatro situaciones en las que se debe considerar las pérdidas en los transformados.

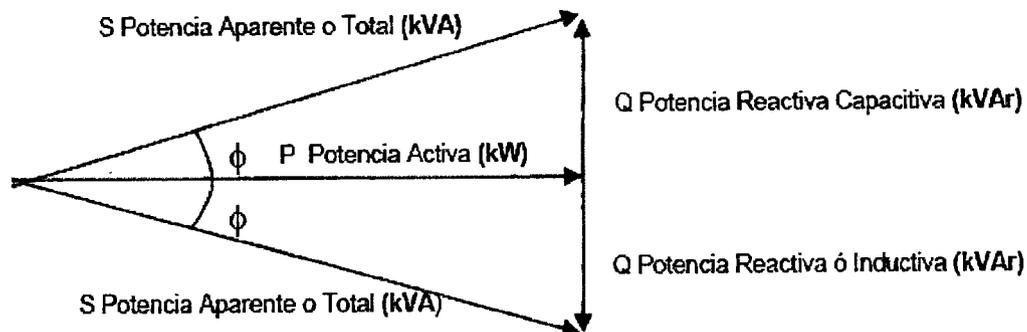
- i. Si el usuario tiene una contratación en baja tensión, las pérdidas en los transformadores las absorbe la compañía que suministra el servicio.
- ii. Si el usuario tiene su contratación en media tensión y su medidor de consumo se encuentra en el secundario del transformador, la compañía que suministra el servicio efectúa un cargo del **2%** por concepto de las pérdidas en el transformador.
- iii. Si el usuario tiene su contratación en media y alta tensión y el medidor se encuentra en el primario del transformador, no se realiza cargo ya que las pérdidas del transformador, quedan incluidas en el medidor.
- iv. Si el suministro del servicio tiene disponible sólo baja tensión y el usuario requiere aumentar su voltaje a media o alta tensión mediante la instalación de un transformador, el suministrador del servicio bonifica el **2%** al usuario o se recurre a otro convenio para hacerse cargo de las pérdidas del transformador.

$$\text{Factor de Potencia} = \text{kW} / \text{kVA} = \text{Cos } \Phi$$

Entonces:

$$\text{KW} = \text{kVA} \times \text{Factor de Potencia}$$

Triángulo de Potencias



$$\text{F.P.} = \text{Potencia Activa} / \text{Potencia Aparente}$$

$$\text{F.P.} = \text{Cos } \phi = \text{kW} / \text{kVA} = \text{Cos} (\text{A Tan} (\text{kVArh} / \text{kWh}))$$

FIGURA 5.8 TRIANGULO DE POTENCIAS

Fuente: Curso Factor de Potencia, Capítulo I, Ingeniería Eléctrica Integral, Mayo 2005

Las facturas de consumo de energía se basan en las mediciones de la demanda y consumo de energía activa.

Por lo anterior se desprende que para enviar cierta cantidad de potencia, la central generadora deberá transmitir una corriente adicional para los sistemas con factor de potencia bajo, y dicha corriente no es registrada por el medidor de demanda. Esto es aparte de las pérdidas generadas por trabajar con bajo factor de potencia.

Por lo anterior la compañía suministradora establece que se deberá mantener un factor de potencia por lo menos de 90%, en caso de no cumplir se aplicarán multas cuando el factor de potencia sea menor de 90% y se hará acreedor de una bonificación cuando el factor de potencia sea superior a 90%.

Las bonificaciones se determinan de la siguiente manera:

Fórmula de Recargos:

$$\text{Porcentaje de Recargos} = 3/5 \times ((90 / \text{FP}) - 1) \times 100$$

Fórmula de Bonificaciones:

$$\text{Porcentaje de Bonificaciones} = 1/4 \times (1 - (90 / \text{FP})) \times 100$$

En donde el máximo porcentaje de bonificación es de 2.5% sobre la Facturación Básica Mensual, y la penalización máxima será de 120% sobre la Facturación Básica Mensual.

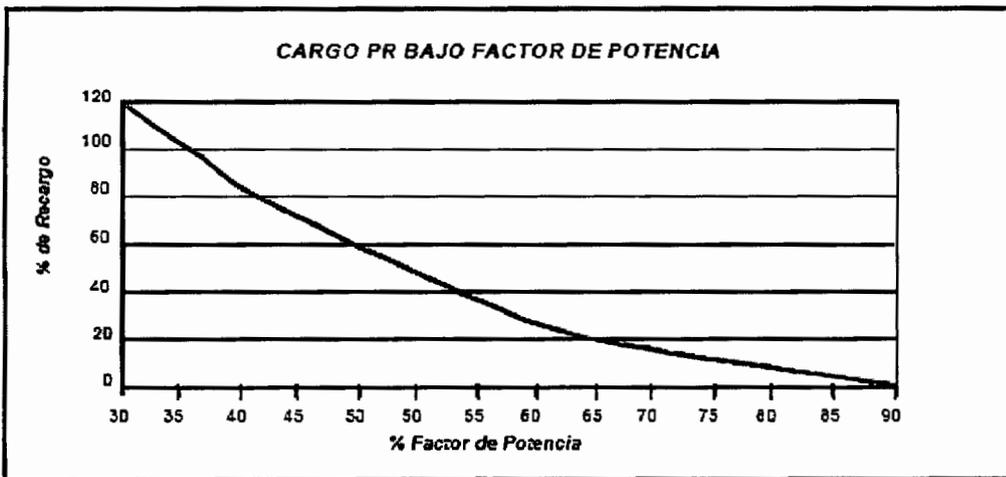


FIGURA 5.9.-CARGO POR FACTOR DE POTENCIA.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, www.cfe.gob.mx.

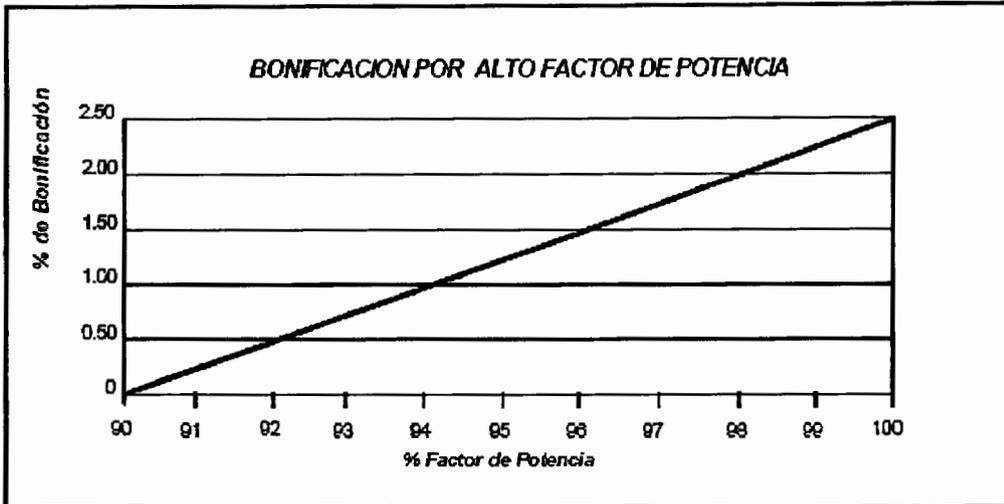


FIGURA 5.10 BONIFICACIÓN POR ALTO FACTOR DE POTENCIA.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, www.cfe.gob.mx.

Horarios de Facturación:

Las tarifas eléctricas varían en sus costos de energía según la demanda en kW, el horario en que se consuma, la tensión de suministró y la región tarifaría para distintas temporadas del año, debido a esto, se tienen diferentes períodos u horarios de consumó los cuáles son:

- a) Período Punta.
- b) Períodos Semipunta.
- c) Período Intermedio.
- d) Período Base.

Para los diferentes horarios ver la tarifa correspondiente.

5.3 FACTOR DE CARGA

Factor de Carga:

Es la relación que existe entre la carga promedio y la demanda máxima. Si el consumidor utiliza la capacidad total, es decir, la demanda máxima durante las 24 horas, diariamente, se dice que está operando al 100% de su carga o de su factor de carga.

Factor de Carga = kW Demanda Promedio / kW demanda Máxima.

kW Demanda Promedio = kWh Mensuales / Número de horas del mes de facturación.

Cargos por Medición en Baja Tensión:

Si el usuario tiene contratado en baja tensión las pérdidas en los transformadores los absorbe la compañía suministradora. Si el usuario tiene contratado para media o alta tensión y la medición se encuentra en el secundario del transformador la compañía suministradora efectúa un cargo por 2% por concepto de las pérdidas en el transformador. Si el usuario tiene suministrado en media o alta tensión y la medición se encuentra en el primario del transformador la compañía suministradora no efectúa ningún cargo ya que las pérdidas en el transformador quedan incluidas en el medidor.

Cargos por Mantenimiento: A todas las tarifas existentes se les aplicará un cargo mensual por concepto de mantenimiento.

5.4 ESTRUCTURA TARIFARIA

La estructura actual de las tarifas de energía eléctrica se basa en los costos de suministro a los usuarios, por lo cual se ha tomado en cuenta las diferencias regionales, estaciones del año, horarios de consumo, nivel de tensión de suministro y demanda.

La compañía suministradora clasifica las tarifas según dos parámetros:

1. La región geográfica donde se localiza el centro de consumo.
2. La tensión de suministro al centro de consumo.

Regionalización Tarifaria: Por lo anterior C.F.E. ha dividido el territorio nacional por regiones, principalmente para diferenciar el uso de la energía eléctrica en media y alta tensión. A continuación se detallan los municipios y estados de la República Mexicana que corresponden a cada zona.

1) *Región Baja California.* Todos los municipios del estado de Baja California. Municipios del estado de Sonora: San Luis Río Colorado.

2) *Región Baja California Sur.* Todos los municipios del estado de Baja California Sur.

3) *Región Noroeste.* Todos los municipios del estado de Sonora, excepto San Luis Río Colorado. Todos los municipios del estado de Sinaloa.

4) *Región Norte.* Todos los municipios de los estados de Chihuahua y Durango. Municipios del estado de Zacatecas: Clalchihuites, Jiménez del Teúl Sombrerete, Saín Alto, Jerez, Juan Adama, Río Grande, General

Francisco Murguía, Mazapil, Mélchor Acampo,. Municipios del estado de Coahuila: Torreón, San Pedro de las Colonias, Matamoros, Viésca, Parras de la Fuente y Francisco I. Madero.

5) *Región Noreste.* Todos los municipios de los estados de Nuevo León y Tamaulipas. Todos los municipios del estado de Coahuila, excepto los comprendidos en la región norte. Municipios del estado de Zacatecas: Concepción del Oro y el Salvador. Municipios del estado de San Luis Potosí: Vanegas, Cedral, Cerritos, Guadalcázar, Ciudad Fernández, Río Verde, San Ciró de Acósta, Lágunillas, Santa Catárina, Rayón Cárdenas, Alaquínes, Ciudad del Maíz, Ciudad Valles, Tamazopo, Aquísmon, Axtla de Terrazas, Tamasunchale, Vicente Tancuayalab, Ebano, Xilitla, Yampacan, Tanquían de Éscobédo, Municipios del estado de Veracruz: Panúco, Tempoal, Pueblo Viejo, Tampico Alto, ozuluama de Mazcareñas, El Higo, Huayacocotla.

6) *Región Central:* Todas las delegaciones del D.F. Municipios del Estado de México: Tultépec, Tutilán, ixtápaluaca, Chalco de Días Covarrubías, Huixquilucán de Degollado, San Mateó Atenco, Toluca, Santa Cruz Atizapán, Cuautitlán, Coacalco, Cuautitlán Itzcálli, Atizapán de Zaragoza, Tlanepántla, Naucálpan de Juárez, Ecatépec, Chimaluacán, Chicoloapán, Téxcoco, Netzahuaycoyotl, Los Reyes la Paz. Municipios del estado de Morelos: Cuernavaca.

7) *Región Sur:* Todos los municipios de los estados de Nayarit, Jalisco, Colima, Michoacán, Aguascalientes, Guanajuato, Querétaro, Hidalgo, Guerrero, Tlaxcala, Puebla, Oaxaca, Chiapas, Tabasco. Todos los municipios de los estados de Zacatecas, San Luis Potosí, y Veracruz no

comprendidos en la región norte o noreste. Todos los municipios de los estados de México y Morelos no comprendidos en la región central.

8) *Región Peninsular*: Todos los municipios de los estados de Yucatán, Campeche y Quintana Roo.



FIGURA 5.11 MAPA DE REGIONALIZACIÓN

Fuente: Normas de Distribución y Construcción de Líneas Aéreas y Subterráneas, C.F.E.

Clasificación y Descripción.

Para la aplicación e interpretación de las tarifas se considera que:

- a) Baja Tensión es el servicio que se suministra en niveles de tensión menores o iguales a 1.0 kV.
- b) Media Tensión es el servicio que se suministra en niveles de tensión mayores a 1.0 kV, pero menores o iguales a 35 kV.
- c) Alta Tensión a nivel subtransmisión es el servicio que suministra al nivel de tensiones mayores a 35 kV, pero menores a 220 kV.

d) Alta Tensión a nivel transmisión es el servicio que se suministra a niveles de tensión iguales o mayores a 220 kV.

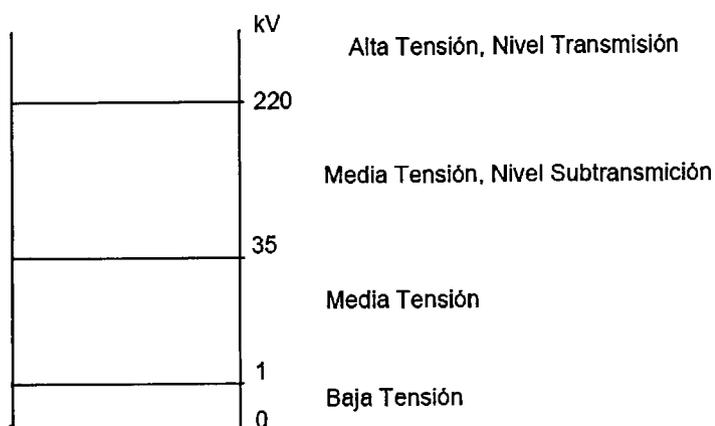


FIGURA 5.12 APLICACIÓN E INTERPRETACIÓN DE TARIFAS

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, www.cfe.gob.mx

Clasificación de las tarifas

Las tarifas se identifican oficialmente por su número y/o letra(s). Para la contratación y demás propósitos internos, las tarifas se denominan de tal y como se detallan a continuación en el cuadro 5.1.

TARIFA	DENOMINACION	CONDICIONES DE SUMINISTRO
1	Residencial	Baja Tensión sin límite de carga.
2	Servicios Generales	Baja Tensión y hasta 25 kW
3	Servicios Generales	Baja Tensión y cargas mayores de 25 kW
5 y 5A	Alumbrado Público	Alta o baja tensión sin límite de carga
6	Bombeo de Aguas	Medía o baja tensión sin límite de carga
7	Servicio Temporal	Baja tensión sin límite de carga
8	Bombeo Agua Riego Agrícola	Media o baja tensión sin límite de carga
OM	Ordinaria Media Tensión	Medía tensión y cargas mayores a 20 kW y menores a 100 kW
HM	Horaria Media Tensión	Media tensión y cargas igual o mayores a 100 kW
HS	Horaria Alta Tensión	Alta tensión nivel subtransmisión de 35 a 220 kV
HT	Horaria Alta Tensión	Alta tensión nivel transmisión de 220 o más kV
H-SL	Horaria Alta Tensión Larga Utilización	Alta tensión nivel subtransmisión de 35 a 220 kV.
H-TL	Horaria Alta Tensión Larga Utilización	Alta tensión nivel transmisión de 220 o más kV
I-15	Servicio Interruptione	Alta tensión nivel transmisión y subtransmisión para cargas iguales o mayores a 10,000 kW
I-30	Servicio Interruptione	Alta tensión nivel transmisión y subtransmisión para cargas iguales o mayores a 20,000 kW

TABLA 5.1.- TARIFAS ELECTRICAS C.F.E.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, www.cfe.gob.mx, 2005

De éstas, las que aplican para los sistemas operadores de agua potable son: 6, OM, y HM. Algunos sistemas, con cargas muy grandes suelen contratarse en tarifas H-SL y H-TL.

En función del consumo que se tenga, en el sistema de bombeo, aplicará una tarifa según la región a la que pertenezca y la carga eléctrica instalada. En base a estos datos se realizará el cobro de la facturación de energía eléctrica.

Es importante analizar, de acuerdo a la filosofía de operación, cual de estas tarifas, convenientemente, nos permitirá disminuir el costo del kW/h.

VI

METODOLOGÍA PARA UN DIAGNOSTICO ENERGÉTICO

6.1 ADMINISTRACIÓN DE LA ENERGÍA.

Durante los últimos años, las organizaciones han visto como la energía ha pasado de representar un factor marginal en su estructura de costos a ser capítulo importante en la misma. Debido al incremento paulatino en su precio, han tenido que afrontar el reto de disminuir la participación de la energía en los costos, o por lo menos mantener su mismo nivel. Para ello, es preciso conocer claramente el tipo y la cantidad de energía que se utiliza en cada uno de los procesos que conforman la operación y determinar las acciones pertinentes para abaratar los costos de producción por concepto de energía, sin afectar la calidad ni la cantidad de producción.

Para lograr lo anterior es necesario implementar u operar un programa de ahorro de energía cuya estrategia central es el ahorro y uso eficiente de la energía. Estos programas mejoran la competitividad, amplían el horizonte energético y liberan recursos económicos para destinarlos a otras actividades productivas.

El concepto de administración se encarga de la planificación, dirección y seguimiento de los esfuerzos individuales encaminados hacia el mejor uso de los recursos. Es por ello, que la administración de la energía debe estar firmemente apoyada por un programa de conservación de energía,

encargado de reducir el desperdicio de la misma, la mejor utilización por parte de los consumidores (uso racional) y la sustitución de fuentes energéticas.

Así, la definición e implantación de un programa de ahorro de energía se inserta dentro de un programa global de administración de la energía. Este programa de ahorro de energía requiere de un soporte adecuado para identificar y evaluar las oportunidades existentes en una organización.

El ahorro de energía no puede llevarse a cabo si no se conoce dónde y cómo se está utilizando, para lograr la eficiencia en su consumo. En la mayoría de los casos, el establecimiento de este punto de partida requiere de una inspección y de un análisis energético detallado de los consumos y pérdidas de energía que generalmente se le denomina como *diagnóstico energético*.

El *diagnóstico energético* es una herramienta técnica utilizada en la evaluación del uso eficiente de la energía. Sin embargo, no se podría alcanzar ahorros significativos a largo plazo sin el respaldo de un programa de ahorro de energía.

Para desarrollar eficientemente y con éxito un programa de ahorro de energía en una organización debe cumplirse las siguientes condiciones:

- Compromiso en recursos y tiempo, tanto de la gerencia como del personal, para implementar y desarrollar un programa energético con un esfuerzo permanente.
- Debe existir una base de datos consistente, sobre consumos energéticos.

- Los proyectos viables deben ser evaluados de acuerdo con las normas y técnicas financieras adecuadas.
- El programa de ahorro de energía debe manejarse como cualquier programa gerencial o administrativo.

En resumen, un programa de ahorro de energía implica un compromiso y una organización permanente a largo plazo, que se integra a la administración diaria, que sienta las bases y desarrolla un plan de acción para un *diagnóstico energético*.

6.2 DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO

6.2.1 Objetivos del Diagnóstico Energético.

El objetivo final es la identificación de medidas técnicas y administrativas rentables para el ahorro de energía en todo el sistema. Para llegar a ese objetivo, deben emplearse las siguientes metas:

- El análisis preliminar de datos sobre consumos, costos de energía y de producción para mejorar el entendimiento de los factores que contribuyen a la variación de los índices energéticos de la planta.
- Obtener el balance energético global de la planta, así como balances energéticos de los equipos que consumen energía para su cuantificación.
- Identificar las áreas de oportunidad que ofrecen potencial de ahorro de energía.
- Determinar y evaluar económicamente los volúmenes de ahorro alcanzables y las medidas técnicamente aplicables para lograrlo.

- Analizar las relaciones entre los costos y los beneficios de las diferentes oportunidades dentro del contexto financiero, para poder priorizar su implementación.
- Desarrollar un plan de acción para la realización de todos los proyectos de ahorro de energía, incluyendo fechas, metas y responsabilidades; tal plan permitirá dar continuidad al programa de ahorro de energía.

6.2.2. Clasificación de diagnósticos energéticos.

El diagnóstico energético es la herramienta técnica utilizada para la evaluación sistemática del uso eficiente de la energía, definiendo la situación del consumo y las posibles oportunidades potenciales de ahorro. Se establecen básicamente dos tipos de diagnóstico según su nivel de análisis.

- **Diagnóstico Energético de Primer Nivel (DE-N1):** Su objetivo principal es la obtención de un balance global de energía y potenciales de ahorro que no requieren de inversión, como por ejemplo: El control de encendido de luminarias cuando sea sólo necesario, apagado de motores que estén trabajando en vacío sin ningún beneficio, etc.
- **Diagnóstico Energético de Segundo Nivel (DE-N2):** Su objetivo principal es la obtención de balances específicos de energía, así como potenciales de ahorro de energía sin y con inversión, aplicados al proceso.

CATEGORÍA	DIAGNOSTICO DE PRIMER NIVEL	DIAGNOSTICO DE SEGUNDO NIVEL
Alcance del diagnostico	Inspección visual; análisis histórico de los consumos y mediciones puntuales.	Análisis de consumos basados en el balance de materia y energía.
Objetivos	Iniciar un programa de ahorro de energía para detectar áreas de oportunidad.	Obtener un plan de acción de actividades para asegurar la eficiencia energética.
Trabajo de campo	3 a 10 días	5 a 25 días
Preparación de informe	4 a 10 días	15 a 60 días
Tiempo corrido	3 a 4 semanas	1.5 a 4 meses
Análisis de Equipos	Medición de eficiencias	Balance energético detallado
Medición de parámetros	Mediciones instantánea	Registro a través de l tiempo
Compromisos de la institución	Apoyo general	Apoyo y compromiso general
Análisis Costo-Beneficio	Periodo simple de recuperación	Periodo simple, tasa interna de retorno.
Ahorros identificados	10 a 20%	10 a 30% ó mas
Resultados	Basa del programa de ahorro de energía.	Plan de medidas de baja y alta inversión.

CUADRO 6.1.-COMPARACIÓN DE UN DE-N1 Y DE-N1

Fuente: Metodología para un programa integral de ahorro de energía y agua, bajo el concepto Watergy. Alianza para el Ahorro de Energía – USAID. 2005

6.2.3 Metodología del diagnóstico energético.

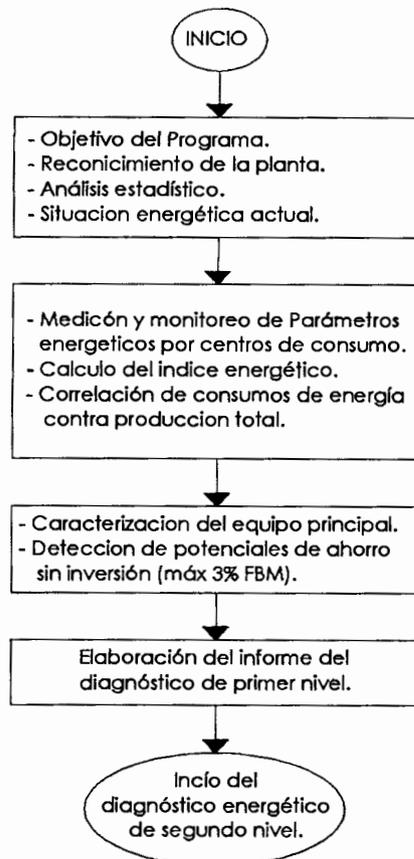


FIGURA 6.1.-DIAGNÓSTICO DE PRIMER NIVEL.

Fuente: Metodología para un programa integral de ahorro de energía y agua, bajo el concepto Watergy. Alianza para el Ahorro de Energía – USAID. 2005

• Diagnóstico de Segundo Nivel.

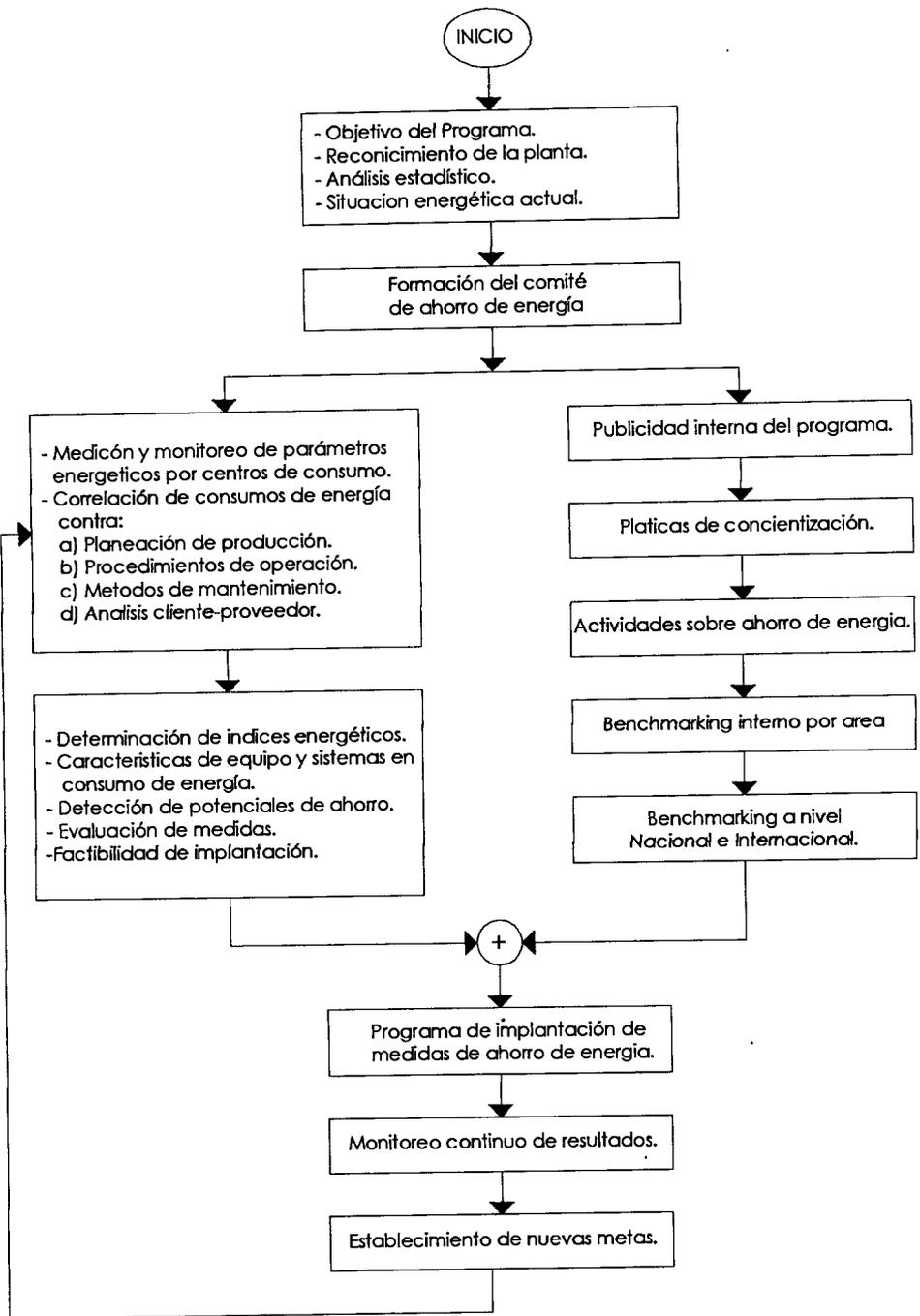


FIGURA 6.2.- DIAGNOSTICO DE SEGUNDO NIVEL

Fuente: Metodología para un programa integral de ahorro de energía y agua, bajo el concepto Watery. Alianza para el Ahorro de Energía – USAID. 2005

6.3. ANÁLISIS ENERGÉTICO

6.3.1. Indicadores energéticos.

En las labores de gestión energética dentro de una empresa, uno de los primeros pasos que generalmente se debe llevar a cabo es la conformación de una base de datos compuesta básicamente por cifras sobre producción y consumos de energía; es parte de la necesidad de conocer con mayor precisión la eficiencia energética con la que opera la empresa y se hace indispensable relacionar el consumo de energía con la producción, en un mismo periodo de tiempo, el cual casi siempre es mensual en virtud de que la facturación energética así se presenta. Es indudable que para una primera aproximación en la determinación de las eficiencias, esta relación es de suma utilidad, pero es necesario sacarle el mayor provecho como herramienta de análisis. La ejecución de varios diagnósticos energéticos en distintas plantas altamente consumidoras de energía, ha dado la oportunidad de aplicar este análisis utilizando datos reales, obteniendo resultados ilustrativos sobre sus ventajas dentro de un proceso de gestión energética.

El objetivo, de este capítulo, se centra en un intento por mostrar la importancia que tiene el análisis histórico-estadístico del consumo energético y su relación con la producción en la gestión del ahorro de energía, a partir de una exposición de la metodología que se debe aplicar y utilizando varios ejemplos basados en casos reales de equipos altamente consumidores.

6.3.2. Análisis estadístico.

En el análisis de la relación de consumo de energía y el nivel de producción, dentro de un proceso de gestión energética, el paso inicial, es la elaboración de gráficas que relacionen los dos parámetros sobre datos registrados en un periodo de tiempo, tal y como se presenta en la figura 6.3. Aquí se tomaran las cifras reales de una línea de producción (toneladas de producto), donde se puede observar que, en el transcurso de 12 meses, hay casi siempre una relación de continuidad entre la producción y el consumo de energía, salvo en algunos meses donde se observa como el consumo de energía fue mayor y la producción menor. Para llevar un mejor control de estas variaciones, se recomienda que este análisis se realice sobre datos generados diariamente, en el lapso de un mes, con medidores de consumo de la plana, instalados directamente en la línea de alimentación del equipo.

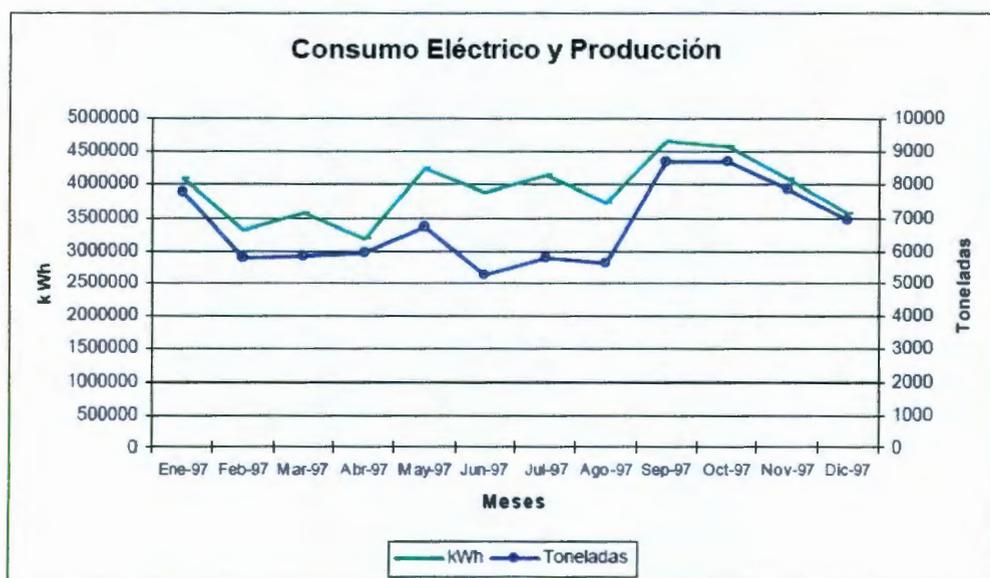


FIGURA 6.3. CONSUMO ELÉCTRICO Y PRODUCCIÓN.

Fuente: Elaboración propia basada en datos obtenidos por ECO Sistemas S.A. de C.V.

ANÁLISIS CORRELACIONAL.

Consumo de energía dependiente e independiente de la producción.

Aunque resulta de utilidad contar con la variación que se presenta en la Figura 6.3, que también refleja la tendencia que presenta el consumo de energía eléctrica, no es en realidad suficiente para entender bien la relación entre consumo y producción. Para poder definir mejor esta relación, se puede dividir básicamente el consumo de energía en dos partes:

Energía dependiente de la producción: Este consumo se puede ilustrar como una línea proporcional a la producción, tal y como se presenta en la Figura 6.4; la ecuación de tal línea es $E = m \cdot P$, donde E es el consumo energético, P es la producción, y m una constante correspondiente a la pendiente de la línea.

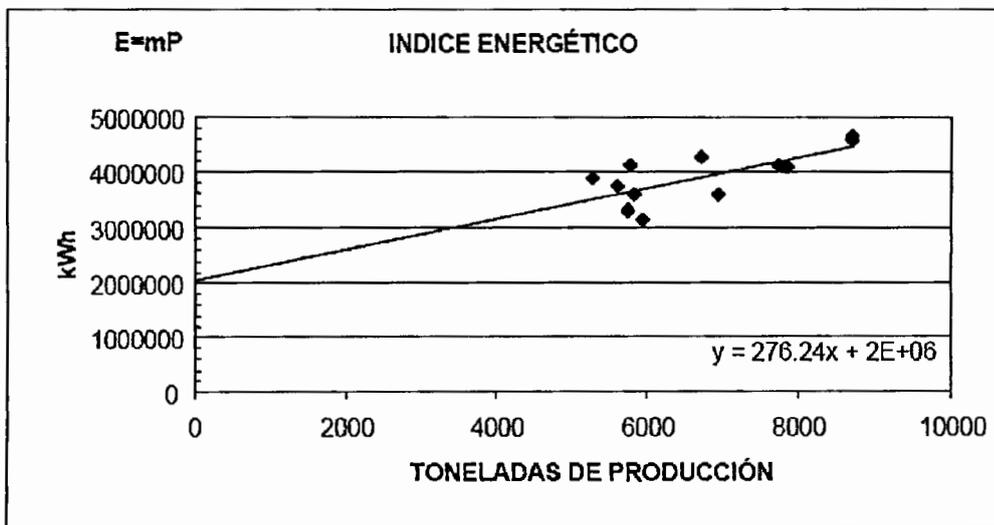


Figura 6.4. Consumo de la Energía Dependiente de la Producción.

Fuente: Elaboración propia basada en datos obtenidos por ECO Sistemas S.A. de C.V.

Energía independiente de la producción: Este consumo es aquel que se deriva del funcionamiento de servicios (iluminación, pérdidas de calor, fugas de vapor o de aire comprimido, uso de equipo eléctrico de oficina, ventilación, etc.) y se presenta como una línea punteada horizontal representada con la ecuación $E=e$, donde e es el valor del consumo independiente (Figura 6.5).

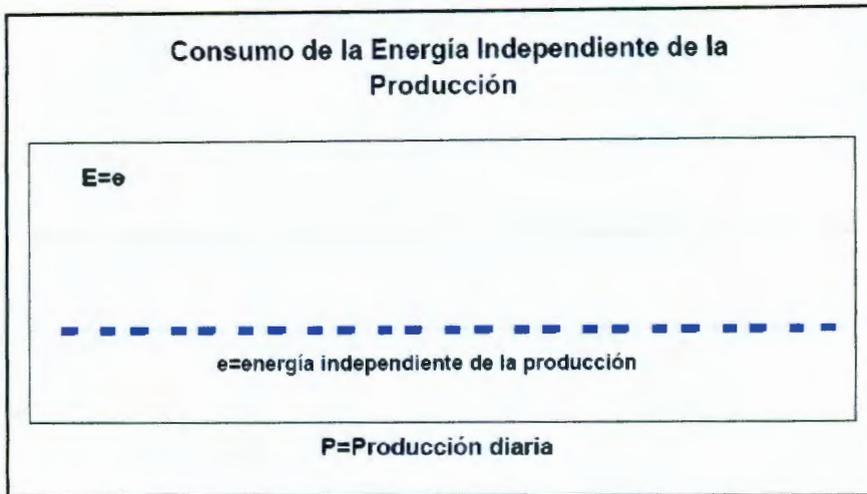


FIGURA 6.5. CONSUMO DE LA ENERGÍA INDEPENDIENTE DE LA PRODUCCIÓN.

Fuente: Elaboración propia basada en datos obtenidos por ECO Sistemas S.A. de C.V.

Consumo de energía contra producción.

La ecuación $E = e + mP$ integra las dos figuras anteriores y pone en evidencia por un lado, el consumo de energía independiente de la producción y el dependiente, haciendo énfasis que conforme aumenta la producción, el consumo se incrementa en igual forma tal y como se presenta en la Figura 6.6.

El espacio señalado por e , que en este caso es hipotético, porque los datos no son reales, es donde en principio se debe presentar mayor atención en el contexto de un programa de ahorro, pues generalmente los consumos independientes a la producción se pueden disminuir con medidas

administrativas y obtener ahorros de energía sin inversión; en tanto que la inclinación de la pendiente puede ser menos pronunciada si se aplican medidas de ahorro directamente en los procesos, aunque éstas si requieran inversión.

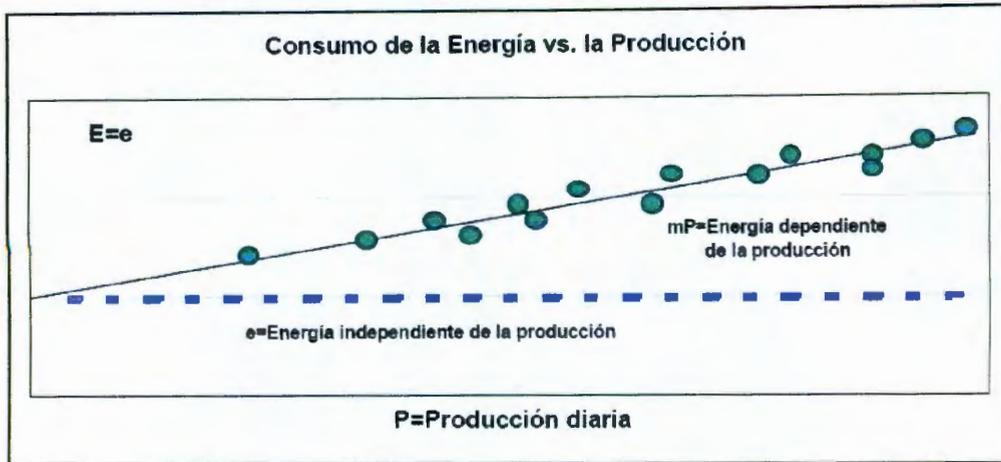


FIGURA 6.6. CONSUMO DE LA ENERGÍA V.S. LA PRODUCCIÓN.

Fuente: Elaboración propia basada en datos obtenidos por ECO Sistemas S.A. de C.V.

Para contrastar lo arriba expuesto con un caso elaborado con datos reales, retomemos el ejemplo de la línea de producción presentada en la Figura 6.3, para generar la Figura 6.7, donde se puede apreciar que el área correspondiente al consumo de energía independiente de la producción es considerable, pues comprende un poco más del 40% del total de consumo de energía de esta línea de producción. Esto se explica en parte porque el proceso presenta irregularidades en su operación, de tal manera que se generan muchos "tiempos muertos" por problemas en la calidad de la materia prima y en el desgaste de los mismos equipos. Además, en un análisis de largo plazo, de más difícil control, se pierde objetividad en la determinación de las causas reales que originan ineficiencias en el consumo de energía. En todo caso, el ejemplo ilustra un potencial de ahorro significativo que deberá aprovechar el responsable de la gestión energética en la planta.

fijarse metas de consumo y buscar reducir el espacio de **m** con un monitoreo constante para tener un mayor control en el consumo. De los puntos **A** y **B**, el punto **A** sería el más deseable de obtener pues muestra mayor eficiencia en tanto que **B** implica un deterioro. Aquí es recomendable, con datos históricos de producción y consumo, elaborar las gráficas del consumo específico contra la producción correspondiente a varios periodos y compararlas entre sí para determinar si en el transcurso del tiempo **m** se ha incrementado y hacia dónde se ha desplazado la curva. Esta observación permite fijar metas de consumo específico, pues si en el pasado se pudo operar con menos consumo específico, habrá que analizar qué circunstancias en la operación actual están incidiendo para provocar ineficiencias en el consumo.

La gráfica del consumo específico es la inversa de la correspondiente al consumo contra producción (Figura 4). La curva que se genera en la Figura 6.8 generalmente se traza en forma manual, a diferencia de las Figuras 6.6 y 6.7 que se genera a partir de una regresión lineal. Sin embargo, aplicando una regresión polinomial también se puede crear la curva.

Cabe destacar que al observar la Figura 6.8 sobresale un punto que es el que registra el mayor consumo específico. Aquí, la tarea del responsable de la gestión energética radica principalmente en indicar qué factores provocan ese consumo específico tan alto. Dependiendo del equipo analizado, se podría deducir que su consumo específico alto es consecuencia del pico de demanda provocado por el arranque del motor principal de este proceso, si es que se trata de un consumo de energía eléctrica. De cualquier manera, esto es parte de la gestión y el objetivo

será reducir los consumos, sin afectar el nivel de producción ni la calidad del producto final.

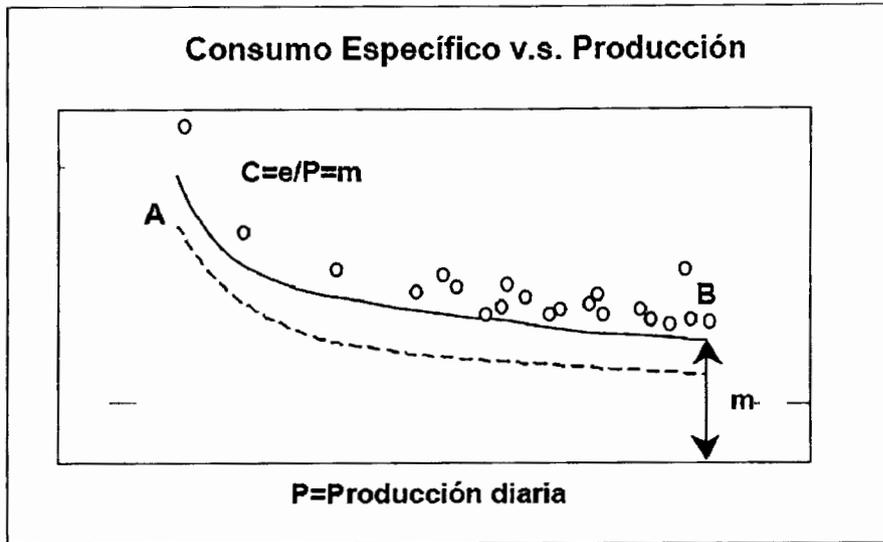


FIGURA 6.8. CONSUMO ESPECÍFICO V.S. PRODUCCIÓN.

Fuente: Elaboración propia basada en datos obtenidos por ECO Sistemas S.A. de C.V.

Al contrastar lo expuesto con los datos reales de la línea de producción analizada, tenemos como resultado la Figura 6.9, en la que se ha trazado la curva a partir de una regresión polinomial. Es evidente que los consumos específicos se encuentran agrupados en un rango que fluctúa de 90 a 100 kWh/TON, aproximadamente. En apariencia no hay descenso del consumo específico aún cuando se registren aumentos en la producción. Por otro lado, hay que descartar que la magnitud de **m** es reducida, aunque el tamaño de la escala en la figura nos induzca a pensar lo contrario. Si se observa con detenimiento, los puntos más altos del consumo específico se acercan a los 800 kWh/TON, pero no exceden esta cantidad, con lo que el espacio ocupado por **m** representa aproximadamente un 50% del total de la figura. La razón de haber manejado una escala de 1400 kWh/TON obedece a que sólo con esa medida se puede generar la curva (regresión polinomial en grado 3). No

obstante, sirva esto para que en la elaboración de las gráficas se manejen las escalas adecuadas a fin de evitar una mala interpretación de la magnitud de **m**.

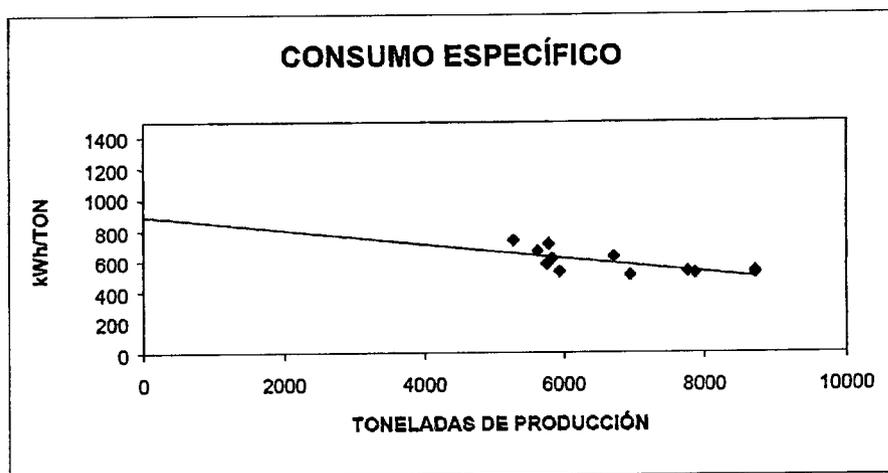


FIGURA 6.9. CONSUMO ESPECÍFICO.

Fuente: Elaboración propia basada en datos obtenidos por ECO Sistemas S.A. de C.V.

6.4 EL DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO EN SISTEMAS DE BOMBEO

6.4.1. Planificación del Diagnóstico Energético.

Este primer paso tiene lugar antes de las visitas de campo y se realiza en la oficina. Su objetivo es asegurar que el equipo está bien preparado y organizado, para poder maximizar el aprovechamiento del tiempo que se invierte en la realización del diagnóstico energético. Se deberán revisar todos los antecedentes y juntar toda la información disponible sobre la instalación, para poder hacer una planificación adecuada del trabajo.

Dentro de esta información puede incluirse:

- Una copia de posibles diagnósticos energéticos realizados anteriormente.
- Información general sobre la instalación, tamaño de la planta, consumos energéticos anuales y tarifas eléctricas aplicables, entre otros.
- Información de comunicaciones con el personal de la planta y actas de las reuniones mantenidas.
- El personal técnico disponible y su experiencia.
- Capacidad y disponibilidad del personal que opera las instalaciones.

El resultado de la revisión y evaluación de toda esta información debería de conducir a un plan de trabajo, incluyendo el cronograma, para la ejecución del diagnóstico energético.

Este plan incluirá los alcances del diagnóstico energético en la planta, la identificación de las tareas a realizarse con los expertos responsables de cada una de ellas, y el tiempo y presupuesto que se debe aplicar a cada tarea. Asimismo, se debe identificar la posible instrumentación que será utilizada para obtener datos durante el mismo y asegurarse de su estado, a fin de tomar las medidas necesarias para que este en condiciones adecuadas en el momento en que se requiera su utilización.

Todas las partes involucradas en el diagnóstico de la bomba deben hacer una inspección de la instalación, tan completa como sea posible, para determinar el cumplimiento de los requerimientos de la propia instalación y la conexión correcta de toda la instrumentación. En la satisfacción de estos requerimientos la bomba debe ponerse en marcha y, tanto la bomba como la instrumentación deben revisarse inmediatamente para identificar cualquier evidencia de mal funcionamiento. Debe realizarse también una revisión inmediata del nivel del agua, procediendo a realizar revisiones periódicas adicionales hasta que el nivel se estabilice en

conformidad de las partes. Cualquier evidencia de mala operación o presencia de gas o material abrasivo dentro del pozo deberá indicarse en ese instante. También debe realizarse una revisión preliminar de todos los valores de la prueba para la conformación de las lecturas, además de realizarse una revisión final por si se percibe una mala operación.

6.4.2. Solicitud de Información.

Si no se ha llevado a cabo con anterioridad algún tipo de diagnóstico energético se deberá entregar al cliente, para su llenado, un Cuestionario Básico que contenga entre otras cosas, consumos de energía correspondientes a los últimos 12 meses de operación; producción correspondiente durante esos mismos 12 meses así como sus diferentes productos, estructura administrativa de la planta, propiedades y consumos de energía, horarios típicos de operación de la planta, etc.

El responsable debe llenar, antes de iniciar la prueba, el formato correspondiente a la información general del sistema y equipos, datos de placa de la bomba y el motor, tipo de instrumentación empleada, etc., tal como se indica en el cuadro 6.2.

Las lecturas del nivel dinámico, presión de descarga, flujo, medición de la tensión, corriente y factor de potencia, son tomadas en el punto de operación normal y registrada, realizando como mínimo tres lecturas de todos los parámetros indicados con intervalos de tiempo de 15 minutos. El procedimiento que se recomienda para toma de lecturas es hacer observaciones continuas al menos durante 1 minuto y registrar los valores promedio para ese punto de prueba

- **Ejemplo del Cuestionario Básico:** La Figura 6.2 muestra un cuestionario básico para obtener la información de la planta donde se realiza el diagnóstico energético.

PROPIETARIO:					
DOMICILIO:					
LOCALIZACION DEL POZO:					
PARAMETROS GARANTIZADOS DE LA BOMBA		TIPO:	MARCA:		
		Vertical Sumergible			
		No. PASOS:	FLUJO (m ³ /s):		
		CARGA TOTAL (m):	EFICIENCIA (%):		
DATOS DE LA COLUMNA		DIAMETRO DE SUCCION (m):	DIAMETRO DE LA FLECHA (m):		
DATOS DE PLACA DEL MOTOR		MARCA:	EFICIENCIA (%):	POTENCIA (kW):	
		TENSION (V):	CORRIENTE (A):	FRECUENCIA DE ROTACION (RPM):	
INSTRUMENTOS DE MEDICION		TIPO	CERTIFICADO DE CALIBRACION		
			Exactitud (%)	Expedido por	Fecha de vencimiento
FLUJO					
PRESION DE DESCARGA					
NIVEL DINAMICO		SONDA ELECTRICA :			
		SONDA NEUMATICA :			
POTENCIA ELECTRICA (MEDICION DIRECTA)					
POTENCIA ELECTRICA MEDICION INDIRECTA	Vóltmetro				
	Ampérmetro				
	Factorímetro				
DURACION DE LA PRUEBA		FECHA:	RESPONSABLE:		
		HORA DE INICIO:	HORA DE FINALIZACION:		

CUADRO 6.2 CUESTIONARIO BÁSICO

Fuente: NOM-006-ENER-1995, Eficiencia energética electromecánica en sistemas de bombeo para pozo profundo en operación.

Es absolutamente necesario que todos los datos existentes se revisen y comprueben con el personal adecuado de la planta.

6.4.3. Análisis de la Información Recopilada.

El objetivo de este paso es la preparación de todo lo necesario para la visita y asegurar que todo esté a punto para el trabajo de campo.

Los siguientes son algunos aspectos importantes a revisar.

- Análisis de los datos recibidos.
- Estudio del proceso.
- Recopilación de información sobre el equipamiento.

6.4.4. Realización de Mediciones.

El objetivo del trabajo de campo es obtener datos e información operacional de los equipos y sistemas, que demandan energía eléctrica, en la investigación detallada de la operación. El trabajo consta, principalmente, de tres partes: entrevistas, inspección y mediciones.

Los pasos a dar durante la visita a un establecimiento para la realización de un diagnóstico energético son las siguientes:

- Comprobar que se llevan todos los equipos de medición necesarios para la visita y que éstos funcionen correctamente.
- Reunión con la persona responsable de la empresa.
- Descripción somera del proceso.
- Revisión del cuestionario para completar y/o modificar datos.
- Elección, por parte del responsable de la planta, de las personas que deberán estar a disposición de los que elaboran el estudio energético para la realización práctica de las mediciones.

- Realización de las mediciones.
- Fijar un orden de trabajo.
- En cada caso particular:
 - Decidir los puntos necesarios y suficientes en los que se van a efectuar mediciones.
 - Dar instrucciones oportunas al personal para que realice el trabajo necesario (conexión y desconexión de equipos de medición, etc.).
- Calibrar y/o constatar equipos de medición.
- Realizar mediciones.
- Recopilación de datos complementarios.
- Reunión con el responsable de la empresa.
- Repaso del inventario de equipos de medición utilizados.

Es difícil evaluar el efecto de las fluctuaciones en las lecturas porque puede presentarse una variable de amortiguamiento en algunos instrumentos, sin embargo, es deseable que las partes acuerden el seguimiento de la prueba para las lecturas mínimas (o máximas) de los instrumentos.

6.4.5. Cálculos Preliminares.

Todas las actividades descritas en los pasos anteriores deberían conducir a la identificación de oportunidades y medidas para el ahorro de energía.

Las oportunidades de ahorro de energía se identifican basándose en la experiencia, antecedentes, referencias bibliográficas, etc. Y siempre a través del análisis detallado de los sistemas de la instalación en particular. Para cada oportunidad detectada se deben identificar las medidas

necesarias para aprovecharla, calculando su rentabilidad basándose en el costo de realización y ahorros esperados.

Las medidas de ahorro se clasifican generalmente, en tres categorías:

Medidas sin costo o de bajo costo: tienen un periodo de recuperación muy corto (por ejemplo 6 meses). Estas medidas afectan normalmente a cambios de operación, mejoras en mantenimiento y procedimientos para racionalizar el uso de la energía.

Medidas de inversión media: implican mejoras o cambios de equipos y con periodos de recuperación de 6 meses a 2 años.

Medidas de inversión mayor: implican cambios de equipo importante. Estas medidas pueden tener periodos de recuperación de 18 meses o superiores y normalmente, por el monto de la inversión requerida, pueden justificar estudios de factibilidad antes de ser realizados.

Para asegurar que la planta tenga la disposición de aceptar las recomendaciones y confirmar que todas ellas son aceptables a sus condiciones particulares, es recomendable que se revisen las conclusiones del diagnóstico con el personal antes de llevarlos a un informe final.

6.5. ELABORACIÓN Y REALIZACIÓN DEL REPORTE FINAL.

6.5.1. Índice del Informe

La preparación del informe es un paso sumamente importante, el informe es el producto final del diagnóstico energético. Al presentar los resultados y

las conclusiones del diagnóstico, el informe debería convertirse en un plan de acción para la planta en su programa de ahorro de energía.

Este informe también deberá presentar todos los datos energéticos básicos de la planta en una forma consistente, para que se puedan comparar los parámetros energéticos de diferentes plantas.

Como plan de acción, el informe debe contener un cronograma para la ejecución de la serie de medidas recomendadas, priorizadas según su rentabilidad y el nivel de inversión requerida. Se recomienda que el informe y el plan de acción incluyan lineamientos sobre los procedimientos para el seguimiento de los ahorros, sugiriendo la utilización de datos de consumo y de producción, y los índices energéticos, para comprobar los ahorros. Como el informe es el único resultado inmediato del diagnóstico energético, su redacción y su presentación es de gran importancia. El informe debe contener tres secciones:

El resumen ejecutivo, dirigido al gerente y otras personas con poder de decisión. Representa un sumario conciso de las conclusiones del diagnóstico y contiene la lista de medidas recomendadas, el plan de acción, resumen financiero y comentarios generales sobre la operación de la planta existente y la futura.

La Presentación técnica, dirigida a los ingenieros y técnicos de la empresa, con la explicación clara, concisa, lógica de cada una de las recomendaciones, y la manera de llevarlas a la práctica.

Los apéndices o anexos. Recopilando toda la información de apoyo utilizada en los cálculos técnicos y financieros. Aquí se incluyen diagramas,

mediciones, curvas de operación de equipos, cotizaciones, memorias de cálculo y demás datos empleados. Un informe típico presentará los capítulos siguientes:

- Índice del informe.
- Resumen ejecutivo.
- Presentación de la situación energética actual; global y por sistema.
- Evaluación técnica y económica de las áreas de oportunidad.
- Tablas resumen de los resultados; Recomendaciones generales.

6.5.2. Resumen Ejecutivo.

La finalidad de este resumen es permitir a la gerencia de la planta conocer los resultados importantes del diagnóstico energético en unas pocas páginas, y entender de inmediato el alcance, el costo y los beneficios de las recomendaciones.

La parte clave del resumen es un cuadro consolidado indicando las medidas propuestas, cada una con la inversión requerida, sus ahorros esperados y su periodo de recuperación. El orden de presentación de las medidas corresponde al orden de realización recomendado.

6.5.3. Presentación de la situación energética: global y por sistema.

En este capítulo se describirán los consumos de energía durante el periodo de referencia, relacionados con datos de producción durante el mismo periodo de tiempo. Estos datos se representan en forma global para toda instalación.

Este capítulo debe incluir la información sobre energía y producción en la instalación y debe permitir entender su forma de operar y compararla con otras similares. Esta información es la que sirve como base para todos los cálculos de ahorro y de inversiones.

Así mismo, se plasman los balances de energía eléctrica de los equipos y sus índices energéticos.

6.5.4. Evaluación Técnica y Económica de las Áreas de Oportunidad y Elaboración de Tablas Resumen de Resultados.

Todas las recomendaciones, sobre oportunidades de ahorro y las medidas propuestas que incluyen comentarios sobre cómo hacer más eficiente la operación, se incluyen este capítulo.

Cada medida de ahorro de energía debe documentarse para contener:

Acción concreta: una definición clara y concisa de las acciones a tomar para asegurar el logro de los ahorros previstos; incluyendo una lista de pasos requeridos para implementar la medida.

Descripción y antecedentes: la descripción de la situación actual, qué es lo que se encontró, cómo se midió, y el por qué se recomienda esta medida.

Beneficios: presentación de todos los beneficios que va a obtener la planta al implementar la medida, incluyendo costos de energía eléctrica, suposiciones y la memoria de cálculo del ahorro, restando en su caso

aumentos en consumos de algunas energías u otros costos que se incrementarían al implementar la medida.

Costos de inversión: detalles de los costos requeridos para realizar la medida, incluyendo equipos, ingeniería, instalación, impuestos, y otros costos.

Rentabilidad financiera: para medidas que se requieren baja inversión, la rentabilidad se puede definir sencillamente con el periodo simple de recuperación en años. Para medidas con periodos de recuperación de dos años o más, se sugiere agregar un análisis de flujo de caja, y calcular la tasa interna de retorno.

Contexto técnico: a veces la implementación de una medida puede afectar a otras medidas, o requiere de alguna consideración especial. En esta sección se describen estas interrelaciones y consideraciones.

Plan de acción: se presentan los pasos a seguir en la realización del proyecto o de la medida recomendada, con su programación, para poder estimar el tiempo total de la realización.

6.5.5. Ejemplo de Aplicación

Para dar a conocer los beneficios que se obtienen al llevar a cabo un plan para el ahorro de energía, se presenta en el Anexo B. De esta manera es como se realizan las fichas de Ahorro de Energía y se establecen las propuestas para las mejoras.

Al final de este mismo anexo se hace referencia al siguiente tema, que será de vital importancia.

6.5.6. Recomendaciones Generales.

Todas las recomendaciones, sobre oportunidades de ahorro y las medidas propuestas, incluyendo comentarios sobre como eficientizar la operación se conjunta en este capítulo. Las recomendaciones se presentan normalmente en tres categorías, como se discutió anteriormente.

Cabe hacer notar que existen dos maneras de presentar las medidas de ahorro de energía correspondientes a las oportunidades identificadas: a) Cada medida se presenta en forma independiente de las demás. b) Se presenta sencillamente una lista de oportunidades, y es al cliente quien da la prioridad de su implementación. c) En el orden de realización recomendado por los auditores, en este caso, la realización de cada oportunidad supone que todas las anteriores ya están realizadas o en vía de realización, el resultado es más que una lista de oportunidades; es un plan de acción.

Se sugiere utilizar la tercera manera, ordenando las medidas en base a la experiencia del autor y su conocimiento de la situación en la instalación. Esto facilita la planificación para la etapa de realización y permite estimar ahorros potenciales en una tabla resumen.

CONCLUSIONES

Debido a que la energía eléctrica juega un papel determinante en los costos de operación de los Sistemas de Bombeo, son indudables los beneficios que proporcionara el hacer un uso eficiente.

A partir de la recopilación de información, evaluación, medición, cálculos y realizando un análisis histórico-estadístico del consumo de energía, podemos detectar, con relativa precisión, la eficiencia, cómo opera el sistema y contar con información para determinar el potencial de ahorro. Así como el tipo de medidas que se pueden establecer en un programa de gestión energética.

Mediante el empleo de equipos de alta eficiencia, dispositivos que reduzcan el consumo de energía eléctrica, realizando una correcta operación de los sistemas, implementando mediciones de parámetros y dando un seguimiento continuo, son acciones que mejoraran la operación y eficiencia del sistema, dependiendo la particularidad de los problemas del organismo operador.

Es necesario considerar los factores que adicionalmente inciden en el consumo, de tal manera que si son considerables, establecer acciones con este propósito y poder establecer metas de consumo que contribuyan a una mayor competitividad. Estas acciones sin duda refuerzan la gestión en el ahorro de la energía.

RECOMENDACIONES

A continuación se enlistan las recomendaciones más usuales que se pueden realizar en sistemas de bombeo para hacer uso eficiente de energía eléctrica.

- Diseñe un sistema de bombeo para que entregue el gasto con la presión requerida. Una mayor presión ocasionará un desperdicio, e incrementará el consumo de energía eléctrica.
- Seleccione la bomba de manera que funcione a su máxima eficiencia en las condiciones normales de operación.
- En sistemas de bombeo con pozos profundos, es recomendable realizar trabajos de mantenimiento al pozo al menos cada dos años, dichos trabajos constan de las siguientes actividades: desazolve del pozo, desincruste del ademe, limpieza y acomodo del filtro, inspección visual de los tazones.
- En sistemas de bombeo con carcamos o sistemas de captación, se debe tener cuidado par operar el equipo fuera de las condiciones de cavitación. Cuando un equipo de bombeo trabaja con un NPSH, menor al especificado por el fabricante, se tendrán condiciones de cavitación, que pueden ocasionar el deterioro acelerado del equipo de bombeo, o en el mejor caso, un elevado consumo de energía.
- En sistemas de bombeo para riego agrícola, la irrigación nocturna es necesaria sobre todo en lugares calidos-secos y aquellos en que las lluvias son escasas, para disminuir las pérdidas por evaporación.

También se recomienda utilizar tecnología en sistemas de riego ya que brindan un riego uniforme con una menor demanda de agua.

- Implantar un plan de mantenimiento preventivo para evitar fallas en las bombas y motores, principalmente con estos últimos ya que un cambio del embobinado representa una reducción en su eficiencia.
- Utilizar variadores de frecuencia en los motores de las bombas con el fin de reducir su velocidad; esto se puede hacer en las horas en que el agua no es muy necesaria, por ejemplo en la madrugada, y con esto reducir el costo de energía eléctrica. Otro ejemplo es cuando, por alguna condición, se requiere un flujo menor, es conveniente hacerlo mediante un cambio en la velocidad del motor que utilizar una válvula de estrangulación. Al utilizar un variador de frecuencia de manera apropiada, se puede operar en muchas condiciones, siempre a la máxima eficiencia de los equipos.
- Elegir correctamente la potencia del motor. El rendimiento máximo se obtiene cuando éste opera entre el 75% y el 95% de su potencia nominal y cae bruscamente para cargas reducidas o cuando trabaja sobrecargado. Adicionalmente los motores de inducción, a cargas bajas o en vacío, tienen un factor de potencia muy bajo.
- Utilizar motores de inducción trifásicos en lugar de monofásicos. En motores de potencia equivalente, su eficiencia es de 3 a 5% mayor y su factor de potencia mejora notablemente.
- Sustituir los motores antiguos o de uso intenso. Los costos de operación y mantenimiento de motores viejos o de motores que por su uso han depreciado sus características de operación, pueden justificar su sustitución por motores normalizados y de alta eficiencia.
- Evitar concentrar motores en locales reducidos o en lugares que puedan dificultar su ventilación. Un sobrecalentamiento del motor se traduce en una disminución de su eficiencia.

- Corregir la caída de tensión en los alimentadores. Una tensión reducida en las terminales del motor, acarrea entre otros, un incremento de la corriente, sobrecalentamiento y disminución de su eficiencia. Las normas permiten una caída máxima del 3% (o del 5% en la combinación de alimentador y circuito derivado) pero es recomendable que no rebase el 1%.
- Balancear la tensión de alimentación en los motores trifásicos de corriente alterna. El desequilibrio entre fases no debe excederse en ningún caso del 5%, pero mientras menor sea el desbalance, los motores operan con mayor eficiencia.
- Utilizar arrancadores a tensión reducida, en aquellos motores que realicen un número elevado de arranques. Con esto se evita un calentamiento excesivo en los conductores y se logra disminuir las pérdidas durante la aceleración.
- Utilizar arrancadores estrella-delta o de devanado partido, como alternativa de los arrancadores a tensión reducida cuando la carga impulsada no requiera de alto par de arranque. Son más económicos y eficientes en términos de energía, pero tienen el inconveniente de que el par de arranque se reduce notoriamente.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Acometida. Conductores y equipo necesarios para llevar energía eléctrica desde el sistema de suministro, al sistema eléctrico a alimentar.

Apartarrayo. Supresor de sobre tensiones.

Acuíferos. Uno o más formaciones geológicas que contienen suficiente material saturado poroso y permeable para conducir agua a una velocidad suficiente para alimentar un manantial o para su extracción a través de un pozo.

Bomba. Máquina hidráulica que convierte la energía mecánica en energía de presión transferida al agua.

Bomba sumergible. Máquina hidráulica que convierte la energía mecánica en energía de presión transferida al agua, construida especialmente para trabajar acoplada directamente a un motor eléctrico sumergible

Bomba vertical tipo turbina con motor externo eléctrico vertical. Diseño específico de una bomba centrífuga que opera con el eje de rotación vertical y parcialmente sumergida en el fluido que maneja, su mayor aplicación es la extracción de agua de pozos profundos para irrigación, abastecimiento municipal y abastecimientos industriales.

Carga. Es la cantidad de energía mecánica que requiere la bomba para mover el agua desde el nivel dinámico hasta el punto final del sistema.

Carga eléctrica. Potencia que demanda, en un momento dado, un aparato, máquina o conjunto de aparatos conectados a un circuito eléctrico (La carga puede variar en el tiempo dependiendo el tipo de servicio).

Canalización. Conducto cerrado diseñado específicamente para contener alambres, cables o algún material conductor.

Cavitación. Es la formación y aplastamiento de burbujas en la corriente del líquido.

Capacitores. Dispositivos que almacenan energía eléctrica, capacitiva y se utilizan para corregir el factor de potencia.

Condiciones estables. Es cuando las señales indicadas por los instrumentos de medición cumplen con las oscilaciones y variaciones permitidas en los métodos de prueba.

Corriente eléctrica. Su unidad práctica es el ampere, I. Es la intensidad de corriente que pasa a través de un conductor con resistencia, R y cuya diferencia de potencial entre sus extremos es, V.

Equipo. Término general que abarca material, accesorios, dispositivos, artefactos, luminarias, aparatos, etc., que se usan como partes de las instalaciones eléctricas o conectadas a ella.

Factor de demanda. Relación entre la demanda máxima de un sistema, o parte de un sistema, a la carga total conectada.

Factor de Potencia. Relación entre la potencia activa y potencia aparente.

Frecuencia de rotación. Es el número de revoluciones por unidad de tiempo a las que gira el conjunto motor-bomba, expresada en la práctica en rpm (revoluciones por minuto).

Flujo, capacidad o gasto. Razón a la cual el volumen del agua cruza la sección transversal del tubo en la unidad de tiempo, es expresada en (m^3/s).

Gabinete. Caja diseñada para montaje de superficie o embutida, provisto de un marco o pestaña en el cual hay o pueden colocarse perlas de bisagra.

Línea aérea. Es aquella que esta construida por conductores desnudos o aislados, tendidos a la intemperie, en espacios abiertos, que están soportados por estructuras o postes, con los accesorios necesarios par su fijación, separación y aislamiento de los mismos conductores.

Línea subterránea. Es aquella que esta construida por conductores aislados que forman parte de un circuito eléctrico o de comunicación, colocados bajo el nivel del suelo, ya sea directamente enterrados, en ductos o en cualquier otro medio de protección mecánica.

Manómetros. Instrumentos para medir la presión dentro de un sistema de agua.

Motor eléctrico. Máquina que transforma la energía eléctrica en energía mecánica.

Nivel de referencia. Es el plano inferior de la placa base y es la referencia para todas las mediciones hidráulicas.

Nivel dinámico (ND). Es la distancia vertical que existe entre el nivel de referencia hasta la superficie del agua cuando el equipo se encuentra en operación; se mide en metros (m) a través de una sonda eléctrica.

Nivel estático (NE). Es la distancia vertical que existe entre el nivel de referencia hasta la superficie del agua cuando el equipo se encuentra fuera de operación; se mide en metros (m) a través de una sonda eléctrica.

Personal calificado. Es aquella persona que esta familiarizado con la operación, construcción y manejo de equipo, así como los riesgos existentes.

Servicio continuo. Tipo de servicio que exige el funcionamiento de una carga constante por un tiempo indefinidamente largo.

Sistema de bombeo. Es el conjunto motor eléctrico, bomba y conductos que se instalan para la extracción y manejo de cualquier tipo de aguas.

Sobrecarga. Funcionamiento de un equipo excediendo su capacidad normal o de plena carga nominal, de un conductor con exceso de corriente sobre su capacidad nominal, cuando tal funcionamiento, persiste por un tiempo determinado, causa daño o sobrecalentamiento peligroso. Una falla, tal como un corto circuito o una falla a tierra, no es una sobrecarga.

Sobrecorriente. Cualquier valor de corriente mayor que la corriente nominal del equipo, o mayor que la capacidad de corriente de un conductor. La sobrecorriente puede ser causada por una sobrecarga (ver definición). Un corto circuito o una falla a tierra.

Tablero. Un panel o grupo de paneles individuales diseñados para construir un solo panel; incluye barras, dispositivos automáticos de protección sobrecorriente y puede tener o no interruptores para controlar los circuitos de fuerza, iluminación o calefacción. Está diseñado para instalarse dentro de una caja o gabinete colocado, embutido o adosado a una pared o tabique y ser accesible solo por el frente.

Tablero de distribución. Panel sencillo, armazón o conjunto de paneles, de en donde se instalan, ya sea por el frente, por detrás, o en ambos lados, interruptores, dispositivos de protección contra sobrecorriente y otras protecciones, soleras e instrumentos. Los tableros de distribución normalmente son accesibles desde el frente y desde atrás y no están previstos para instalarse dentro de gabinetes.

Tensión eléctrica (V). Diferencia de potencial medida entre dos puntos de un circuito, expresado en volts.

Tensión nominal. Valor nominal asignado al circuito o sistema para la denominación de su clase de tensión, por ejemplo: 240/120, 220/127 V, etc. La tensión real a la cual funciona el circuito varía dentro de una banda que permite un funcionamiento satisfactorio del equipo.

Tierra. Conexión conductora intencional o accidental entre un circuito o equipo eléctrico y la tierra o algún conductor que se usa en su lugar.

BIBLIOGRAFÍA

- (1) Aguilar Galván, Alfredo, (2005) Factor de Potencia, México, Ingeniería Eléctrica Integral.
- (2) Andreas C. John, (1992), Energy Efficient Electric Motors, U.S.A., Marcel Dekker Inc.
- (3) ANSI/IEEE std 141-1986. *Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants.*
- (4) Catálogos y publicaciones directas, Square D de México SA de CV, Federal Pacific Electric SA de CV, General Electric de México SA de CV, Allen Bradley Co., Goulds Pumps Inc., ABS Pumps, Flow Serve, Fraibanks Morse.
- (5) Comisión Federal de Electricidad, (2000). *Normas de Distribución y Construcción de Líneas Aéreas y Subterráneas, México.*
- (6) Comisión Nacional del Agua, (2000). *Diseño de Instalaciones Eléctricas.* México, Libro V 4.2. Subdirección General de Infraestructura Hidráulica Urbana e Industrial.
- (7) Comisión Nacional del Agua, (1996). *Diseño de Instalaciones Mecánicas,* México, Libro V 4.1 Subdirección General de Infraestructura Hidráulica Urbana e Industrial.
- (8) Comisión Nacional del Agua, (1992). *Guía para la Evaluación de la Eficiencia en Equipos Electromecánicos en Operación para Pozo Profundo,* México, Gerencia de Ingeniería Básica y Normas Técnicas.
- (9) Comisión Nacional del Agua, (1992) *Operación de Equipo Electromecánico en Plantas de Bombeo de Agua Potable y Residual,* México, Libro III.1.2 Subdirección General de Infraestructura Hidráulica Urbana e Industrial.
- (10) Condumex, (2005). *Manual del Electricista,* México.

- (11) Condumex. (2002) *Manual Técnico de Cables de Energía*, México, Mc Graw Hill
- (12) Enríquez Harper, Gilberto. (1998) *instalaciones eléctricas Industriales*. México: Limusa.
- (13) INELAP S.A. de C.V., (2004). *Guía para corregir el Factor de Potencia*, México.
- (14) NOM-001-SEDE-1999. Norma Oficial Mexicana, *Instalaciones Eléctricas (Utilización)*
- (15) NOM-006-ENER-1995. Norma Oficial Mexicana, *Eficiencia energética electromecánica en sistemas de bombeo para pozo profundo en operación.*
- (16) NOM-010-ENER-1996. Norma Oficial Mexicana, *Eficiencia energética en bombas sumergibles.*
- (17) NOM-001-ENER-2000. Norma Oficial Mexicana, *Eficiencia energética de bombas verticales tipo turbina con motor externo eléctrico vertical.*
- (18) Robert L. Mott, (1996) *Mecánica de Fluidos Aplicada*, México, Prentice Hall.
- (19) Watergy. (2003) *Agua y Energía: Aprovechando las oportunidades de eficiencia de agua y energía aun no explotadas en los sistemas municipales de agua*. México: USAID.
- (20) Watergy. (2005) *Metodología para un programa integral de ahorro de energía y agua, bajo el concepto Watergy*. México, Alianza para el Ahorro de Energía – USAID.

ANEXO

A

**CUADROS DE DIAGNÓSTICO Y CORRECCIÓN DE FALLAS EN
MOTORES DE C.A.**

CUADROS DE DIAGNÓSTICO Y CORRECCIÓN DE FALLAS EN MOTORES DE C.A.

Síntoma	Posibles causas	Posibles soluciones
El motor no arranca	Causado usualmente por problemas en la línea, por ejemplo el funcionamiento con una sola fase en el arrancador.	Revise la fuente de alimentación: protectores de sobrecarga, fusibles, controles, etc.
Zumbido excesivo	Alto voltaje.	Revise las conexiones de la línea de entrada.
	Entrehierro excéntrico (descentrado).	Haga reparar el motor en el centro de servicio recomendado por el fabricante
Recalentamiento del motor	Sobrecarga. Compare el Amperaje medido con su valor nominal de placa .	Localice y quite lo que produce la fricción excesiva en el motor o la carga. Reduzca la carga o reemplace el motor por uno de mayor capacidad.
	Funcionamiento con una sola fase.	Revise la corriente en todas las fases (deberá ser aprox. igual) para aislar y corregir el problema.
	Ventilación inadecuada.	Revise el ventilador externo para asegurarse que el aire se mueve bien entre las aletas de enfriamiento. Acumulación excesiva de suciedad en el motor. Limpie el motor.
	Voltaje desequilibrado.	Revise el voltaje en todas las fases (deberá ser aprox. igual) para aislar y corregir el problema.
	El rotor roza el estator.	Apriete los "pernos pasantes".
	Sobrevoltaje o bajo voltaje.	Revise el voltaje de entrada en cada fase al motor.
	El devanado del estator está abierto.	Revise si la resistencia del estator en las tres fases está equilibrada.
	Devanado puesto a tierra.	Efectúe una prueba dieléctrica y haga las reparaciones necesarias.
Conexiones incorrectas.	Revise todas las conexiones eléctricas para determinar si la terminación, la resistencia mecánica y la continuidad eléctrica son adecuadas. Consulte el diagrama de conexión de cables del motor.	

FUENTE: Motores Baldor, (2004), Motores CA de Inducción de Potencia [HP] Integral, Manual de instalación y Operación

CUADROS DE DIAGNÓSTICO Y CORRECCIÓN DE FALLAS EN MOTORES DE C.A.

Síntoma	Posibles causas	Posibles soluciones
Recalentamiento del cojinete	Mal alineamiento.	Revise y alinee el motor y los equipos accionados por el mismo.
	Excesiva tensión de correa.	Reduzca la tensión de correa a su punto apropiado para la carga.
	Excesivo empuje terminal.	Reduzca el empuje terminal de la máquina accionada.
	Exceso de grasa en el cojinete.	Saque grasa hasta que la cavidad esté unos 3/4 llena.
	Insuficiente grasa en el cojinete.	Añada grasa hasta que la cavidad esté unos 3/4 llena.
	Suciedad en el cojinete.	Limpie el cojinete y la cavidad del cojinete. Rellene con el tipo de grasa correcto hasta que la cavidad esté aproximadamente 3/4 llena.
Vibración	Mal alineamiento.	Revise y alinee el motor y los equipos accionados por el mismo.
	Roce entre las piezas rotativas y las piezas fijas	Aísle y elimine la causa del rozamiento.
	El rotor está desequilibrado.	Mande a revisar el equilibrio del rotor y hágalo reparar en el Centro de Servicio recomendado por el fabricante.
	Resonancia.	Sintonice el sistema o solicite asistencia al Centro de Servicio recomendado por el fabricante.
Ruido	Materias extrañas en el entrehierro o las aberturas de ventilación.	Extraiga el rotor y quite las materias extrañas. Vuelva a instalar el rotor. Revise la integridad del aislamiento. Limpie las aberturas de ventilación.
Ruido retumbante o gimoteante	El cojinete está en malas condiciones.	Reemplace el cojinete. Quite toda la grasa de la cavidad y coloque el nuevo cojinete. Rellene con grasa del tipo correcto hasta que la cavidad esté aproximadamente 3/4 llena.

FUENTE: Motores Baldor, (2004), Motores CA de Inducción de Potencia [HP] Integral, Manual de instalación y Operación

ANEXO

B

EJEMPLO PRÁCTICO

PROPIETARIO	SOCIEDAD RURAL "CALTEPANTLA", HGO.	FECHA	1	DIC	2005
DOMICILIO	SAN MIGUEL TEPANTLA, HGO.	HORA INICIO	08:00	HRS	
RESPONSABLE	E.R.R.	HORA FINAL	19:00	HRS	

DATOS ESTUDIO MECANICO

FUENTE DE INFORMACION

Para la recopilacion de documentos se utilizaran las siguiente nomenclatura para identificar la fuente de donde provienen los datos

- | | | | |
|----------------------|-------------------------|--------------------|--|
| (O) Observado | (M) Medido u observado | (P) Datos de placa | |
| (T) Personal técnico | (F) Catálogo fabricante | (D) Documento | |

CONDUCCIÓN:

Diámetro:	12 " (M)
Material:	ACERO (O)
Longitud:	20 m (M)

POZO

Nivel de referencia:	Piso de operación.
Profundidad de pozo:	100.00 m (M)
Nivel estatico:	50.00 m (M)
Número de equipos instalados:	1.00 pza (M)
Diametro de columna	0.15 m (M)

BOMBA

Tipo:	Turbina vertical (O)
Serie:	
Marca:	Fairbanks (P)
Modelo:	14M-7000 (P)
CDT:	80 mca. (T)
Gasto:	100 lps. (T)
Velocidad:	1800 rpm (T)
Lubricación:	Agua (O)
N° de pasos:	3 (T)
Curva de comportamiento:	Se anexa copia.
Diámetro de la descarga:	12 " (M)
Longitud columna:	4.00 m (S)
Diámetro de columna:	12 " (O)
Eficiencia	65 % (F)

MEDICIONES

Gasto medido promedio:	130 lps (M)
<small>METODO: PITOMETRIA TREN DE DESCARGA</small>	
Velocidad medida promedio:	1784 rpm (M)
<small>METODO: TECOMETRO</small>	
Presión manométrica operando:	5 Kg/cm ² (M)
<small>METODO: MANOMETRO TREN DE DESCARGA</small>	
Nivel dinamico promedio:	1.44 m (M)
<small>METODO: SONDA ELECTRICA</small>	

PROPIETARIO	SOCIEDAD RURAL "CALTEPANTLA", HGO.	FECHA	1	DIC	2005
DOMICILIO	SAN MIGUEL TEPANTLA, HGO.	HORA INICIO	08:00	HRS	
RESPONSABLE	E.R.R.	HORA FINAL	19:00	HRS	

DATOS ESTUDIO ELECTRICO

MOTOR:

Tipo:	Vertical - F.H..	(M)
Marca:	SIMENS	(S)
Modelo:		(F)
Serie:		
Potencia:	150 HP	(S)
N° de polos:	4	(S)
Velocidad a plena carga:	1785 rpm	(F)
Factor de servicio:	1.15	(S)
Letra:	G	
Armazón:	445 TPA	
Aislamiento:	B	
Fases:	3	(M)
Frecuencia:	60 Hz	(S)
Corriente nominal:	169 A	
Voltaje nominal:	460 V	(S)
Eficeincia	67 %	(S)
Factor de potencia (de fabricante):		
A 100% de carga:	86.3 %	(F)
A 75% de carga:	83.9 %	(F)
A 50% de carga:	77.1 %	(F)
Eficiencia (de fabricante):		
A 100% de carga:	96.2 %	(F)
A 75% de carga:	96.1 %	(F)
A 50% de carga:	95.6 %	(F)

MEDICIONES

	1	2	3	4	5	PROM.	
Voltaje sin carga							
METODO: VOLTMETRO	441	440	435	439	440	439	Volts
Voltaje entre fases							
A-B	438.5	408.7	410.6	423.3	409.0	418.0	Volts
B-C	449.4	409.2	408.0	409.2	407.8	416.7	Volts
C-A	443.0	415.6	414.7	417.3	411.9	420.5	Volts
METODO: VOLTMETRO	PROMEDIO TOTAL					418.4	Volts
Corriente							
A	169.7	172.3	173.1	172.0	171.9	171.8	Amp.
B	167.8	171.0	171.4	170.3	170.7	170.2	Amp.
A	165.4	173.7	174.2	173.7	174.3	172.3	Amp.
METODO: AMPERIMETRO	PROMEDIO TOTAL					171.4	Amp.
Factor de Potencia							
METODO: FACTORIMETRO	0.87	0.85	0.87	0.88	0.86	0.866	kVAR
	CAPACITOR INSTALADO:					5	kVAR
Velocidad							
METODO: TACOMETRO	1779	1785	1778	1780	1800	1784.4	RPM

NOTA: El factor de potencia debe ser medido sin banco de capacitores.

PROPIETARIO	SOCIEDAD RURAL "CALTEPANTLA", HGO.	FECHA	1	DIC	2005
DOMICILIO	SAN MIGUEL TEPANTLA, HGO.	HORA INICIO	08:00	HRS	
RESPONSABLE	E.R.R.	HORA FINAL	19:00	HRS	

MEMORIA DE CALCULO

FACTOR DE POTENCIA:

Considerando el recibo de CFE:

$$F.P. = \frac{73353}{\sqrt{\text{KWH}^2 + \text{KVARH}^2}} = \frac{73353}{\sqrt{73353^2 + 46137^2}} = 0.846 \quad \%$$

Considerando el Multivartest (factorimetro portatil):

$$f.p. = 86.6 \quad (\text{valor instantáneo})$$

Se tomará para fines de cálculo el valor dado por el Multivartest = 86.60 %

Como se puede observar el motor tiene un factor de potencia ligeramente mayor al que supuestamente tenía cuando nuevo. Esto indica que la corriente magnetizante ha disminuido.

$$\begin{aligned} f.p. \text{ actual} &= 86.6 \\ f.p. \text{ original} &= 86.3 \end{aligned}$$

VELOCIDAD DEL AGUA.

$$\text{En la columna: } v = \frac{Q}{A} = \frac{0.130}{0.073} = 1.78 \text{ m/s}$$

$$\text{En la descarga: } v = \frac{Q}{A} = \frac{0.130}{0.073} = 1.78 \text{ m/s}$$

CARGA DINÁMICA TOTAL.

Calculando con la fórmula de Manning las pérdidas en la columna se tiene:

$$h_f = \frac{10.3 \times n^2 \times L \times Q^2}{D^{16/3}}$$

$$h_f = \frac{10.3 \times 0.014^2 \times 20.00 \times 0.130^2}{0.304^{5.333}} = 0.39 \text{ mca}$$

$$H = h_f + ND + P_m$$

$$H = 0.39 + 1.44 + 50.0 = 51.83 \text{ mca}$$

POTENCIA CONSUMIDA.

EFICIENCIA DEL CONJUNTO BOMBA-MOTOR

Potencia electrica:

$$P_e = \frac{1.73 \times V \times I \times FP}{74,600} = \frac{[1.73] [418.4] [171.4] [86.60]}{74,600} = 144 \text{ HP}$$

PROPIETARIO	SOCIEDAD RURAL "CALTEPANTLA", HGO.	FECHA	1	DIC	2005
DOMICILIO	SAN MIGUEL TEPANTLA, HGO.	HORA INICIO	08:00	HRS	
RESPONSABLE	E.R.R.	HORA FINAL	19:00	HRS	

MEMORIA DE CALCULO

Potencia hidraulica:

$$Ph = \frac{Q * H}{76} = \frac{[130.0] 51.83}{76} = 88.65 \text{ HP}$$

Eficeincia Electromecanica

$$\eta_{EM} = \frac{Ph}{Pe} = 0.6154$$

De acuerdo con la Norma Oficial Mexicana NOM-006-ENER-1995 "EFICIENCIA ENERGÉTICA ELECTROMECAÁNICA EN SISTEMAS DE BOMBEO PARA POZO PROFUNDO EN OPERACIÓN", cualquier sistema de bombeo para pozo profundo que utilice la energía eléctrica como medio de energético para sus fines y que derivado del diagnóstico de eficiencia electromecánica ésta resulte menor o igual al 40% en forma combinada, esto es, del conjunto bomba-motor deben efectuarse acciones de rehabilitación o sustitución de los equipos electromecánicos con el propósito de elevarlos a los niveles establecidos en la Tabla 1, como mínimo.

TABLA 1.- Valores mínimos de eficiencia para sistemas de bombeo para pozo profundo en operación.

Intervalo de potencias			Eficiencia electromecánica		
KW		HP			%
5.6	- 14.9	7.5 - 20			52
15.7	- 37.3	21 - 50			56
38.0	- 93.3	51 - 125			60
94.0	- 261	126 - 350			64

Por otro lado, se ve que el conjunto bomba-motor se encuentran por debajo de lo recomendado en la Norma.

$$\begin{aligned} \eta_{EM} &= 0.62 \% \\ \text{Nom} &= 0.64 \% \end{aligned}$$

De igual manera la eficiencia de la bomba puede haber disminuido un poco.

La curva de la bomba Fairbans Morse, modelo 14M-7000 para las condiciones solicitadas indica una eficiencia de 83.7%, para un gasto de 130 lps y una carga de 55.0 mca.

POTENCIA CONSUMIDA.

La potencia consumida es:

$$KW = \frac{\sqrt{3} \times f.p. \times V \times A}{1000}$$

PROPIETARIO	SOCIEDAD RURAL "CALTEPANTLA", HGO.	FECHA	1	DIC	2005
DOMICILIO	SAN MIGUEL TEPANTLA, HGO.	HORA INICIO	08:00	HRS	
RESPONSABLE	E.R.R.	HORA FINAL	19:00	HRS	

MEMORIA DE CALCULO

$$KW = \frac{[1.73] [0.87] [418.4] [171.4]}{1000} = 107 \text{ KW}$$

$$HP = \frac{KW}{0.746} = \frac{107.5}{0.746} = 144.1 \text{ HP}$$

La potencia entregada por la bomba es:

$$HP = \frac{Q \times H}{76}$$

$$HP = \frac{[130] [51.83]}{76 \cdot 0.75} = 118.2 \text{ HP}$$

COSTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

En términos generales, el costo por KWH consumido es de: \$ 0.43 /KWH
 en la tarifa HM, por lo que de acuerdo con el horario de operación de 24 hrs, 1
 veces al día:

Costo mensual = Costo por KWH * KW consum. * Hrs de bombeo al día * Dias de bombeo al mes.

$$\text{Costo mensual} = [0.43] [107.5] [24] [30] = \$32,928.87 \text{ mensuales}$$

VERIFICANDO CARGO POR BAJO FACTOR DE POTENCIA:

$$\% \text{carga} = 60 \left[\frac{90}{FP} - 1 \right] = 60 \left[\frac{90}{86.60} - 1 \right] = 2.36 \%$$

$$\text{Carga mensual} = [0.024] [107.5] [24] [30] = \$1,822.68 \text{ mensuales}$$

CAPACITOR PARA MEJORAR EL FACTOR DE POTENCIA.

Para mejorar el factor de potencia de 86.600 a 0.90 ó mayor, se requiere instalar un capacitor.

La fórmula para calcular los KVAR_C es: $KVAR = KW (\tan \Phi_1 - \tan \Phi_2)$

$$KVAR = KW (\tan \text{arc cos } \Phi_1 - \tan \text{arc cos } \Phi_2)$$

$$KVAR = 107.5 (\tan \text{arc cos } 0.87 - \tan \text{arc cos } 0.90) = 9.07 \text{ KVAR}_C$$

PROPIETARIO	SOCIEDAD RURAL "CALTEPANTLA", HGO.	FECHA	1	DIC	2005
DOMICILIO	SAN MIGUEL TEPANTLA, HGO.	HORA INICIO	08:00	HRS	
RESPONSABLE	E.R.R.	HORA FINAL	19:00	HRS	

MEMORIA DE CALCULO

El capacitor máximo recomendado para este motor es de: 10 KVAR_C

El capacitor que se debe instalar es de: 10 KVAR, trifásico.

Éste mejora el factor de potencia a: 0.91

Por lo tanto se determina que el capacitor instalado no es adecuado.

CONCIDERACIONES SOBRE UN EQUIPO PARA LAS NUEVAS CONDICIONES.

Conciderando que el equipo instalado no es el más adecuado para los nuevos requerimientos de acuerdo a la información obtenida en campo y a los estudios realizados. Se ara la recomendación de un equipo que cumpla mejor las condiciones actuales.

LAS NUEVAS CONDICIONES SERÍAN.

Gasto recomendado para las nuevas condiciones = 85.46 lps.

Carga dinámica total: Se tomaran las pérdidas concideradas anteriormente, más las perdidas por conducción, el nivel dinámico y el nivel estático hasta el tanque.

Horario de operación del equipo de bombec = 12 hrs.

CARGA DINÁMICA TOTAL.

Calculando con la fórmula de Manning las pérdidas en la columna se tiene:

$$h_f = \frac{10.3 \times n^2 \times L \times Q^2}{D^{16/3}}$$

$$h_f = \frac{10.3 \times 0.014^2 \times 20.00 \times 0.085^2}{0.255^{5.333}} = 0.43 \text{ mca}$$

$$H = h_f + ND + Pm$$

$$H = 0.43 + 1.44 + 50.0 = 51.87 \text{ mca}$$

Gasto requerido = 85.46 lps

Una bomba que trabajaría con buena eficiencia en estas condiciones sería la:

Marca:	FAIRBANKS MORSE
Modelo:	14 LC 6970
Velocidad:	1770 RPM.
Número de pasos:	3
Eficiencia:	83.00 %
Potencia:	78 HP.
Potencia del motor eléctrico:	100 HP.

PROPIETARIO	SOCIEDAD RURAL "CALTEPANTLA", HGO.	FECHA	1	DIC	2005
DOMICILIO	SAN MIGUEL TEPANTLA, HGO.	HORA INICIO	08:00	HRS	
RESPONSABLE	E.R.R.	HORA FINAL	19:00	HRS	

MEMORIA DE CALCULO

La potencia entregada por la bomba es:

$$HP = \frac{Q \times H}{76 \times \eta_b}$$

$$HP = \frac{85.46}{76} \times \frac{55.84}{0.83} = 75.66 \text{ HP}$$

La potencia consumida es:

$$KW = \frac{0.746}{\eta_b} \times HP = \frac{0.746}{0.83} \times 75.66 = 68.0 \text{ KW}$$

COSTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL NUEVO EQUIPO.

En términos generales, el costo por KWH consumido es de: \$ 0.43 /KWH
 en la tarifa HM, por lo que de acuerdo con el horario de operación de 12 hrs , 1
 veces al día:

Costo mensual = Costo por KWH * KW consum. * Hrs de bombeo al día * Dias de bombeo al mes.

$$\text{Costo mensual} = [0.43] [68.0] [12] [30] = \$10,418.22 \text{ mensuales}$$

CAMBIAR EL EQUIPO TRAERÍA LO SIGUIENTE:

- 1.-Un cambio de eficiencia en el equipo de bombeo de 0.75 a 0.83 %
- 2.-Un ahorro en la potencia consumida, conciderando exclusivamente el costo de operación de la bomba que se encuentra actualmente instalada de 107.5 KW
 contra 68.0 KW. = 39.5 KW.

$$\text{Costo anual} = (\$32,928.87 - \$10,418.22) \times 12 = \$270,127.74 \text{ anuales}$$

3.-Una recuperación del costo del equipo de:

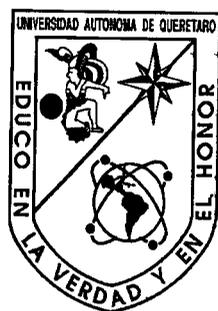
El costo del nuevo equipo es aproximadamente de:

EQUIPO	COSTO
Bomba	\$ 14,425.60
Columna	\$ 11,313.70
Cabezal	\$ 12,114.10
Motor	\$ 49,121.10
Colador	\$ 1,400.70
Reducción	\$ 1,838.85
Instalación	\$ 22,553.51
	<hr/>
	\$ 112,767.56

PROPIETARIO	SOCIEDAD RURAL "CALTEPANTLA", HGO.	FECHA	1	DIC	2005
DOMICILIO	SAN MIGUEL TEPANTLA, HGO.	HORA INICIO	08:00	HRS	
RESPONSABLE	E.R.R.	HORA FINAL	19:00	HRS	

OBSERVACIONES

- 1.- Las eficiencias del conjunto bomba motor NO son buenas (62%) ya que estan por abajo de lo indicado en la norma (64%). Cabe mencionar que el equipo actualmente se encuentra trabajando para condiciones totalmente diferentes de las solicitadas al fabricante, ya que el gasto solicitado fue de 100 lps y una carga de 80 mca, pero actualmente proporciona un gasto de 129.0 lps y una CDT de 55 mca.
- 2.- El factor de potencia esta un poco bajo ya que para las condiciones solicitadas de la bomba sería una eficiencia del 83.8% y actualmente trabaja a una eficiencia del 70%, por lo que es recomendable sustituir la bomba para las condiciones actuales y con ello mejoraría considerablemente el factor de potencia y se obtendrían ahorros en energía eléctrica.
- 3.- Por otra parte, el arreglo mecánico no cuenta con las preparaciones ni con los dispositivos mínimos necesarios para la protección de los equipos de bombeo y del sistema en general.
- 4.- El motor eléctrico presenta un desbalanceo menor al 5%, por lo que no hay ningún problema en operar como hasta ahora.
- 5.- El sistema no cuenta con equipo de control para arranque y paro automático, todas las operaciones son manuales, en este tipo de plantas es recomendable instalar un control automático para protección de los equipos de bombeo.
- 6.- Es necesario instalar un sistema de tierras adecuado para la protección del personal operador, turistas y del mismo equipo.
- 7.- Es necesario realizar un proyecto ejecutivo de rehabilitación de la planta de bombeo con el fin de contar con las preparaciones necesarias que cumplan con las normas correspondientes tanto eléctricas como mecánicas con el fin de mejorar la operación del sistema.



Para cualquier aportación y/o comentario, agradeceré se envíe a:
edgar_ramirez@yahoo.com.mx