UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN AGUSTIN DE AREQUIPA

FACULTAD DE INGENIERIA DE PRODUCCION Y SERVICIOS

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA MECANICA

LA TESIS TITULADA:

FUNCIONAMIENTO DE UN CONVERTIDOR DE FRECUENCIA ASOCIADO A UN SISTEMA DE BOMBA

PRESENTADA POR EL BACHILLER

JOSE EDWIN ALVAREZ VELEZ

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE

INGENIERO MECÁNICO

ASESOR: DR. EDGAR GREGORIO ROBLES FALCON

2018

RESUMEN

El transporte de líquidos es un recurso ampliamente usado en diversas ramas de la producción, y uno de los componentes fundamentales de dichos sistemas son las instalaciones de bombeo. Solo hace algunos años, los diseños de estas instalaciones eran de gran tamaño y en la mayoría de los casos nunca llegaron a funcionar a su máxima capacidad. La operación del control de caudal, por medio de una válvula en la salida de la estación de bombeo, siempre ha sido una acción perjudicial para la estructura en todos los sentidos, además de la pérdida de energía eléctrica que origina este tipo de operación. Simultáneamente, la electricidad se ha vuelto muy cara, siendo su generación mucho más complicada con los consecuentes impactos.

En el presente trabajo se lleva a cabo un estudio de dos instalaciones de bombeo equipadas con convertidores de frecuencia. Se lleva a cabo una comparación de las operaciones haciendo uso de este dispositivo, así como prescindiendo del mismo, tomando nota de sus ventajas y desventajas, posibilidades y limitaciones.

Con la ayuda de tres modelos, uno que reproduce una de las instalaciones, otro de auditoría energética, y un tercero de optimización, desarrollados para esta Tesis, es posible analizar los escenarios de operaciones posibles, con el objetivo de lograr la máxima eficiencia del convertidor y la consiguiente optimización del sistema como un todo.

Palabras clave:

Bombeo – Control de caudal – Energía eléctrica – Convertidor de frecuencia – Auditoria – Eficiencia – Optimización.

ABSTRACT

The transport of liquids is a resource widely used in various branches of production, and one of the fundamental components of these systems are the pumping facilities. Only a few years ago, the designs of these facilities were large and in most cases never came to function at their maximum capacity. The operation of the flow control, by means of a valve at the exit of the pumping station, has always been a detrimental action for the structure in all the senses, in addition to the loss of electrical energy that originates this type of operation. Simultaneously, electricity has become very expensive, its generation being much more complicated with the consequent impacts.

In the present work a study of two pumping installations equipped with frequency converters is carried out. A comparison is made of the operations making use of this device, as well as dispensing with it, taking note of its advantages and disadvantages, possibilities and limitations.

With the help of three models, one that reproduces one of the installations, another one of energy audit, and a third one of optimization, developed for this Thesis, it is possible to analyze the scenarios of possible operations, in order to achieve the maximum efficiency of the converter and the consequent optimization of the system as a whole.

Keywords:

Pumping – Flow control – Electric power – Frequency converter – Audit – Efficiency – Optimization.

DEDICATORIA

A Dios por darme las fuerzas y armas suficientes para lograr mis objetivos.

A mis padres Silvia y Dionisio; a mis hermanos Jessica, Alberto y Verónica; a todos ellos por todo el apoyo incondicional que siempre me dieron en toda mi vida.

A mi tío David que siempre estuvo involucrado en mi crecimiento profesional

INDICE

CAPÍTULO 1

ANTECEDENTES

1.1.Definicion del problema 1

1.2. Justificación 1

1.3.Estado del Arte 1

1.4.Objetivos 2

1.5.Hipotesis 2

CAPITULO 2

LAS BOMBAS CENTRIFUGAS

2.1.Introduccion 3

2.2.Clasificacion 3

2.3. Características constructivas 3

2.4.Principios hidráulicos de funcionamiento 4

2.5.Curvas características 4

CAPÍTULO 3

CONCEPTOS FUNDAMENTALES

3.1 Una visión energética 6

3.2 Motores eléctricos 7

3.3 Rotación de las bombas por convertidor de frecuencia 19

3.3.1 Convertidores de frecuencia 27

3.3.2 Tipos de convertidores 34

3.4 Efecto del convertidor de frecuencia en el sistema de bombeo 36

3.5 Convertidores de frecuencia en empresas de saneamiento 39

3.5.1. CS1. 40

3.5.2 CS2 54

3.6 Estructura de la tarifa eléctrica 63

CAPÍTULO 4

ANALISIS DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO A EVALUAR

4.1.Introduccion. 79

4.2. Estudio de caso: Línea de bombeo A 80

4.2.1 Resultados de la línea de bombeo A (CB1) 87

4.3 Estudio de caso: Línea de bombeo B 107

4.3.1 Resultados de la línea de bombeo B 118

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 151

BIBLIOGRAFÍA 153

CAPÍTULO 1

ANTECEDENTES

1.1. DEFINICION DEL PROBLEMA

En esta Tesis se lleva a cabo un estudio de dos instalaciones de bombeo equipadas con convertidores de frecuencia. Se lleva a cabo una comparación de las operaciones haciendo uso de este dispositivo, así como prescindiendo del mismo, tomando nota de sus ventajas y desventajas, posibilidades y limitaciones.

Con la ayuda de tres modelos, uno que reproduce una de las instalaciones, otro de auditoría energética, y un tercero de optimización, desarrollados para esta Tesis, es posible analizar los escenarios de operaciones posibles, con el objetivo de lograr la máxima eficiencia del convertidor y la consiguiente optimización del sistema como un todo.

1.2. JUSTIFICACIÓN

Analizando la magnitud y la importancia que la electricidad representa al sector de saneamiento, lo que el saneamiento representa para la matriz energética y lo que el costo de consumo de la electricidad representa en los gastos de las compañías, se diagnostica que la eficiencia en el uso de tan importante recurso beneficia todas las partes asociadas, así como también propicia el alcance de un desarrollo cada vez más sostenible

1.3. ESTADO DEL ARTE

Jorge Saavedra Vidal (2007), presenta su tesis de grado ”Control de presión de agua mediante control de presión mediante variación de frecuencia en una motobomba donde se presenta una estrategia de control de presión para un sistema de suministro de agua .Colcienias de Colombia publica un tratado sobre “Ahorro de energía en bombas centrifugas” en ello se especifica una metodología

en los procesos de selección operación y mantenimiento necesarios para la operación de bombas centrifugas .

1.4. OBJETIVOS

El objetivo de la presente Tesis es analizar la implementación de convertidores de frecuencia en los sistemas de abastecimiento de agua, con el fin de extraer el máximo potencial de este dispositivo, especialmente con respecto a la optimización del sistema de optimización y sobre todo con la reducción del consumo de energía

La Tesis se propone establecer *parámetros guía* para el uso de convertidores, basado en un análisis crítico de operación relacionado con su implementación, aspectos relativos a las máquinas que serán acopladas al dispositivo (motor eléctrico y bomba centrífuga) y al sistema tarifas de energía eléctrica.

1.5. HIPOTESIS

Es factible establecer parámetros guías para el uso de convertidores, basado en un análisis crítico de operación.

CAPITULO 2
LAS BOMBAS CENTRIFUGAS

2.1. INTRODUCCION

Las bombas hidráulicas son máquinas receptoras cuya misión es incrementarla energía de los líquidos, transformando la energía mecánica que reciben del motor de arrastre en energía hidráulica.

La energía hidráulica, como es conocido, es la suma de tres clases de energía: de posición, de velocidad y de presión; por lo tanto una bomba hidráulica ha de ser capaz de aumentar uno o más de dichos tipos de energía.

El incremento de la energía de posición, con interés práctico, sólo lo efectúa un ingenio ideado por Arquímedes, denominado "Tornillo de Arquímedes", que todavía se utiliza hoy en día.

2.2. CLASIFICACION

En el momento de realizar la clasificación de las bombas hidráulicas se puede casi afirmar que solamente existen dos grandes grupos de bombas: las que elevan únicamente la energía de presión, denominadas bombas de desplazamiento positivo, y las que incrementan una combinación de las energías de presión y velocidad, llamadas turbobombas. Podría añadirse a esta clasificación un tercer grupo, denominado de bombas especiales, que a modo de cajón de sastre reuniera una serie de bombas no clasificables en los grupos anteriores, en el que figuraran el tornillo de Arquímedes, los eyectores y otra serie de aparatos que sirven también para incrementar la energía de los líquidos que utilizan distintas técnicas en las que ahora no vamos a entrar.

2.3. CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS.

La turbobomba, como se ha indicado más arriba, es una turbomáquina con funcionamiento y diseño parecido a las turbinas de reacción. Constan de una carcasa donde se encuentra el rodete o impulsor y el sistema difusor.

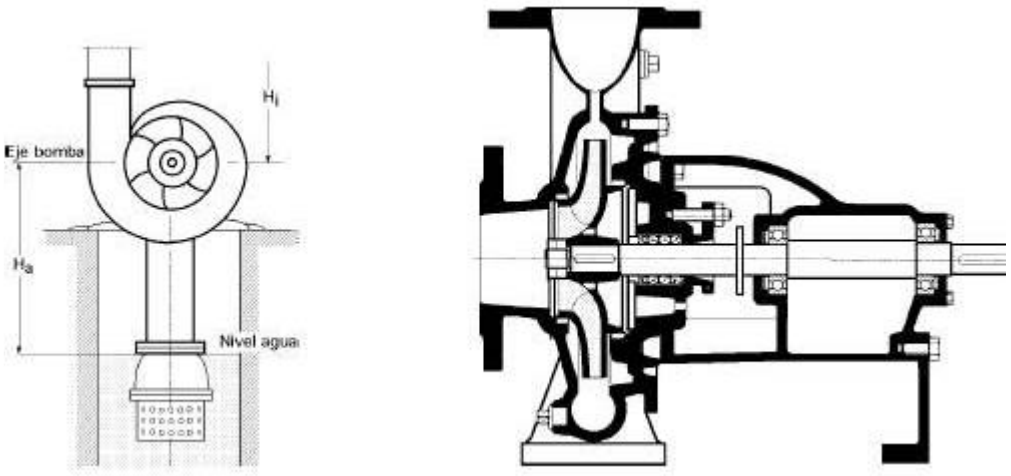


Fig.2.1.Bomba centrifuga. (3)

2.4. PRINCIPIOS HIDRÁULICOS DE FUNCIONAMIENTO

Altura de Euler HE = A - B Q

Altura Interna Hi = HE /(1+K) = A/(1+K) - B Q /(1+K) = A' - B' Q

Altura manométrica Hm = A' - B' Q - kc Q2 - kch (Q - Qad)2

Pérdidas volumétricas Q = Qu + q siendo q = m Hm1/2

Sustituyendo, operando y eliminando subíndices de H y Q se obtiene:

H + d H1/2 + e H1/2 Q = a - b Q - c Q2

Suponiendo d = 0 y e = 0, se obtiene la expresión simplificada;

H = a - b Q - c Q2

Expresión válida para tb radiales y diagonales, para totalmente diagonales y axiales es conveniente tomar:

H = a - b Q - c Q2 - d Q3

2.5. CURVAS CARACTERÍSTICAS

El trazado de la cc teórica se obtiene partiendo de la que podríamos denominar cc ideal, es decir aquella que se conseguiría en ausencia total de pérdidas, para luego por el método de las aproximaciones sucesivas llegar a la cc teórica.

La cc ideal está definida por la ecuación de Euler o ecuación fundamental de las turbomáquinas, verificándose la teoría elemental del álabe, lo que significa, en esencia, es que tanto la salida como la entrada del rodete queda representada por un solo triángulo de velocidades para todos sus respectivos puntos y que las velocidades relativas son rigurosamente tangentes a los álabes.

Los factores que modifican la cc ideal son numerosos, de diversa índole, de incidencia variable, y desde luego no del todo conocidos. Los más importantes se pueden ordenar o clasificar, según su diferente implicación en la cc ideal, de la manera siguiente:

- imperfecciones en el guiado
- pérdidas hidráulicas
- pérdidas volumétricas
- pérdidas mecánicas

CAPÍTULO 3

CONCEPTOS FUNDAMENTALES

3.1 UNA VISIÓN ENERGÉTICA

En los tiempos modernos con el advenimiento del desarrollo de nuevas tecnologías, han surgido otras posibilidades de recursos de energía tales como: la energía solar, eólica, nuclear, térmica, hidrógeno, etc., pero todavía distantes de suplir toda la demanda mundial, lo que hizo del hombre aún más dependiente de las fuentes oriundas principalmente de los combustibles fósiles (petróleo y gas natural) y de la generación de electricidad.

La mayor parte de la electricidad utilizada en los países industrializados tiene su consumo asociado a motores eléctricos. De acuerdo a estadísticas publicadas en la literatura, sólo las empresas de saneamiento consumen del 2% al 10% del total de la electricidad utilizada en un país.

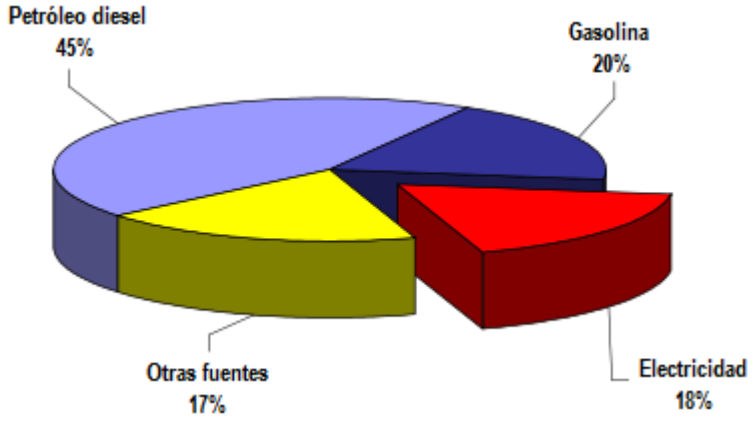


Figura 3.1 – Matriz energética en el sector industrial.

La abundancia y la disponibilidad de estos recursos al principio, junto con una la visión inmediata e inconsecuente, condujeron a patrones de conducta y culturales que se fueron consolidando en el seno de las sociedades. Por mucho tiempo lo que se vio fue un uso desmedido de las principales fuentes de energía sin la preocupación del *precio futuro* a ser pagado. Este tipo de comportamiento, llamando *Miopía Temporal Colectiva*, indica que los individuos no se preocupan

por las consecuencias y los efectos colaterales de ciertas actitudes o comportamientos del presente en relación al futuro. En ese sentido, en la miopía temporal, las personas ven con mucha intensidad lo que está cerca, pero no logra tener la claridad en relación a sus intereses futuros.
El petróleo y el gas natural, también producen daños, tanto en su extracción, como en su producción o incluso al final del proceso industrial, a través de la contaminación generada y de los cambios climáticos globales en virtud de ello, el calentamiento global es señalado como una de ellas.

En el otro extremo se ve, en una inmensa mayoría de proyectos de sistemas de bombeo, estructuras sobredimensionadas en relación a la demanda real del proceso, se estima que el 75% de los sistemas de bombeo se encuentran en esta condición y, seguramente, más del 20%. La justificación presentada, en algunos casos, era la de que se primaba por un margen de seguridad. Obviamente, hay un gasto innecesario con equipos que muchas veces jamás serán utilizados en su plenitud, sin hablar del desperdicio de energía con el pleno funcionamiento de los mismos.

3.2 MOTORES ELÉCTRICOS

Toda línea de producción industrial está dotada de sistemas diversos interconectados o no,componiendo cada uno de los diversos engranajes que forman el proceso como un todo. Las bombas, ventiladores, puentes rodantes, elevadores, entre otros, son algunos de los ejemplos de sistemas bastante utilizados por las industrias. En la gran mayoría de ellos está presente el motor eléctrico cuya función es suministrar energía mecánica necesaria a los equipos y por lo tanto, al proceso.
En concreto, en las empresas de saneamiento el empleo de motores eléctricos es muy diversificado, pasando por casi todas las etapas del proceso. Sin embargo, su uso más significativo está vinculado a los sistemas de bombeo. Acoplado directamente a una bomba centrífuga, el motor eléctrico pasa a formar parte del llamado *conjunto moto-bomba*, responsable por el suministro de toda la energía

cinética necesaria para que el fluido, en el caso del agua, alcance los puntos más distantes del sistema en cantidad suficiente para atender las demandas.

Siendo el motor eléctrico el propulsor de todo sistema de bombeo y teniendo como fuente de alimentación la energía eléctrica, se hace necesario su conocimiento, aunque de forma primaria, para la comprensión de toda la propuesta de investigación de esta Tesis.

En líneas generales, los motores eléctricos tienen como definición básica la transformación de energía eléctrica en energía mecánica. Fundamentalmente el motor eléctrico puede ser dividido en dos partes: estator y rotor. En la Figura 3.2 se ve en detalle un motor eléctrico de inducción. En nuestro país son producidos para una frecuencia de 60 Hz con tensiones que pueden ser:

- Trifásicas: 220, 380, 440, 460 y 480 V
- Monofásicas: 110, 115, 127, 220, 240, 254 y 508 V

Los motores pueden ser construidos para operar en corriente continua o corriente alterna. El motor de corriente continua varía su velocidad de cero hasta la nominal manteniendo constante su conjugado (torque). Presenta una óptima regulación y precisión en el establecimiento de la velocidad operativa. Es posible obtener rotaciones por encima de la nominal utilizando el llamado *Debilitamiento de campo*, que se logra con la reducción del flujo magnético conconsecuente aumento de rotación. Este tipo de motor necesita de una fuente de corriente continua de energía o de un dispositivo para la conversión de corriente alterna en continua.

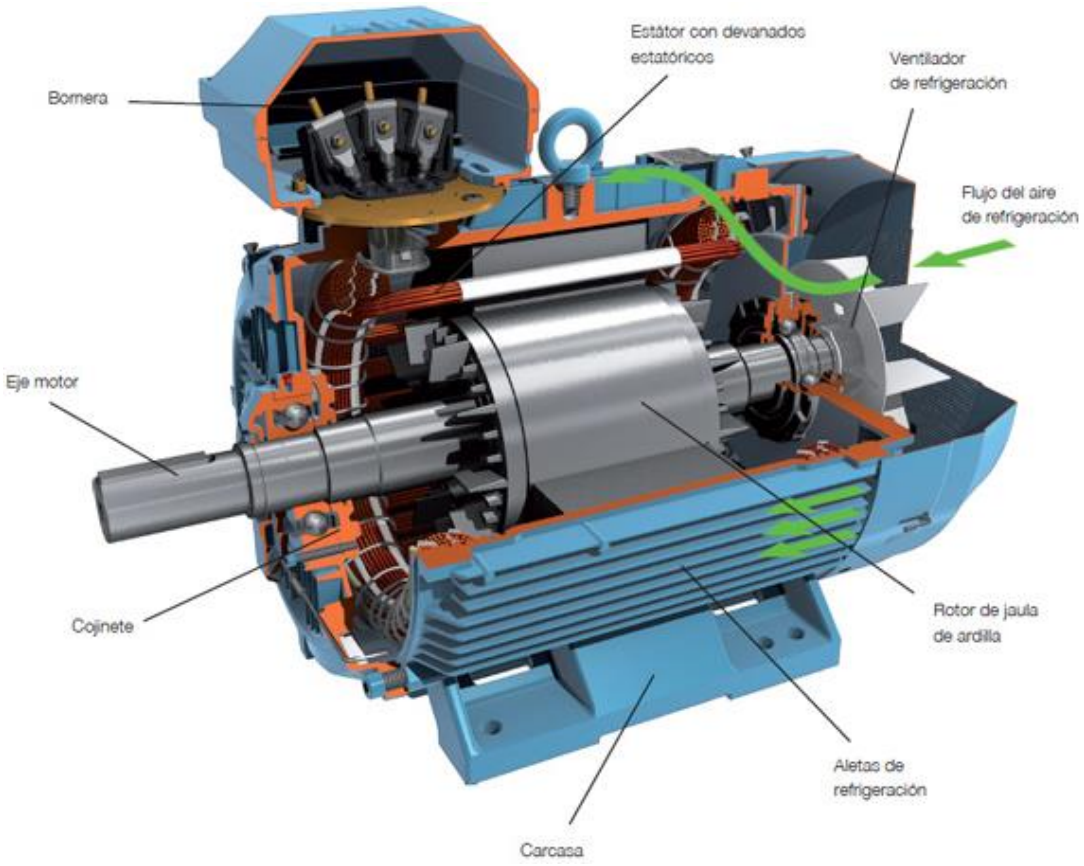


Fig.3.2.Partes de un motor electrico.(4).

Los motores eléctricos de corriente alterna pueden dividirse en dos categorías: síncronos y asíncronos (inducción). Los síncronos son motores de velocidad constante y proporcional a la frecuencia de la red. La velocidad del rotor es la misma del campo girante, pues los polos del motor siguen el campo girante impuesto por el estator. Su límite está vinculado a la máxima potencia cedida antes de la pérdida de sincronismo ocasionando la parada del motor. Su uso con convertidor de frecuencia se indica cuando se necesita una precisión de velocidad aliada a la variación de carga.

El motor asincrónico o de inducción con rotor tipo jaula de ardilla es el más utilizado en la industria por ser el más barato. Ese motor es responsable de más del 90% de la energía motriz producida a través de la electricidad en el país. Tiene como característica la robustez, alta confiabilidad, simplicidad, bajo costo, relativa alta eficiencia y fácil mantenimiento, siendo también el preferido en asociaciones con inversores de frecuencia (Europump e Hydraulic Institute).

En teoría, en ese tipo de motor, el rotor también tendría la velocidad síncrona desde que está operando en vacío y sin pérdidas. Sin embargo, su rotor disminuirá la velocidad proporcionalmente y de forma opuesta al conjugado externo. Esto puede ser entendido por la pérdida por deslizamiento.

El *deslizamiento*, no es más que la diferencia entre la velocidad síncrona en el estator (por ejemplo, 1800 rpm) y la velocidad del rotor que se mide en la punta del eje con ayuda de un tacógrafo. Todos los motores presentan deslizamiento que, según el fabricante, es fijo y nunca cambiara, a no ser en caso de sustitución de las bobinas o devanados.

En todo motor de inducción, el principio básico de funcionamiento se procesa a través del suministro de tensión a los devanados del estator. Siendo ese motor trifásico, por ejemplo, estará compuesto por 3 devanados monofásicos espaciados 120° entre sí. Al ser alimentado por una tensión trifásica (V_1, V_2 y V_3), cada devanado será recorrido por una corriente eléctrica (I_1, I_2 e I_3), también desfasadas de 120° entre sí, formando tres campos electromagnéticos (H_1, H_2 y H_3) dirigidos de acuerdo con su propio eje, de valor proporcional a la corriente, cuyo flujo se da entre los polos (norte y sur) del devanado atravesando el rotor. De la misma forma, estos campos se espacian entre sí 120°. Las Figuras 3.3 y 3.4 ilustran el principio de funcionamiento descrito.

El campo total H resultante a cada instante de tiempo, será la suma vectorial de los tres campos (H_1, H_2 y H_3). En la Figura 3.3 se observa que las corrientes I_1, I_2 e I_3 al recorrer los devanados crearán los campos magnéticos. En el instante de tiempo (1) el campo magnético H_1 es máximo, ya que la tensión V_1 también alcanza su valor máximo. Los demás campos (H_2 y H_3) son negativos y de la misma intensidad, acompañando sus niveles de tensión en ese mismo instante de tiempo (Figura 3.4). Sin embargo, por ser negativos su orientación será opuesta en la suma vectorial. La Figura 3.5 ilustra esta suma vectorial y la resultante en

cada instante de tiempo. Se observa que el campo resultante H tiene intensidad constante, pero hay una alteración en el sentido que al final del ciclo retorna a la posición inicial. Este comportamiento se denomina *Campo Girante*.

El movimiento del campo electromagnético induce corrientes en los conductores del rotor, que a su vez termina creando un campo electromagnético en el rotor. Las fuerzas magnéticas en el rotor siguen el campo electromagnético del estator produciendo el torque del motor.

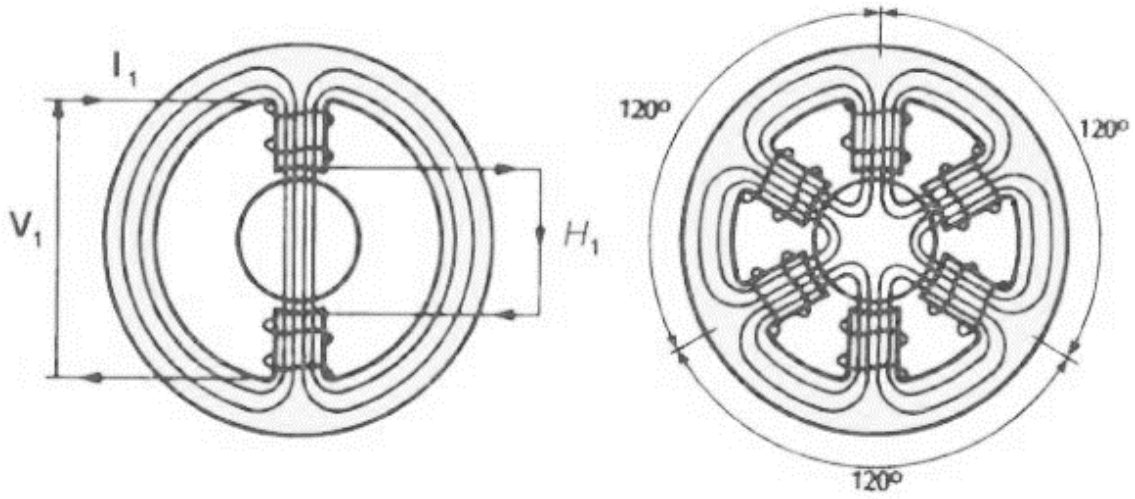


Figura 3.3 – Devanados monofásico y trifásico de un motor de inducción.

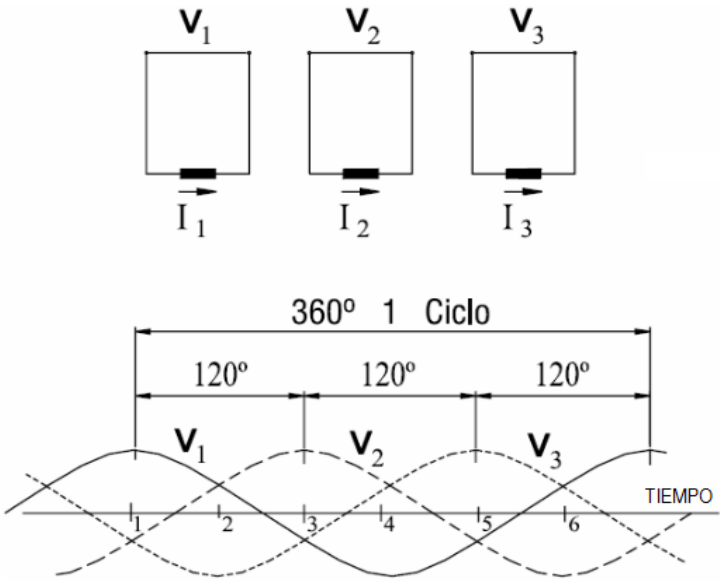


Figura 3.4 - Sistema de corriente alterna trifásica.

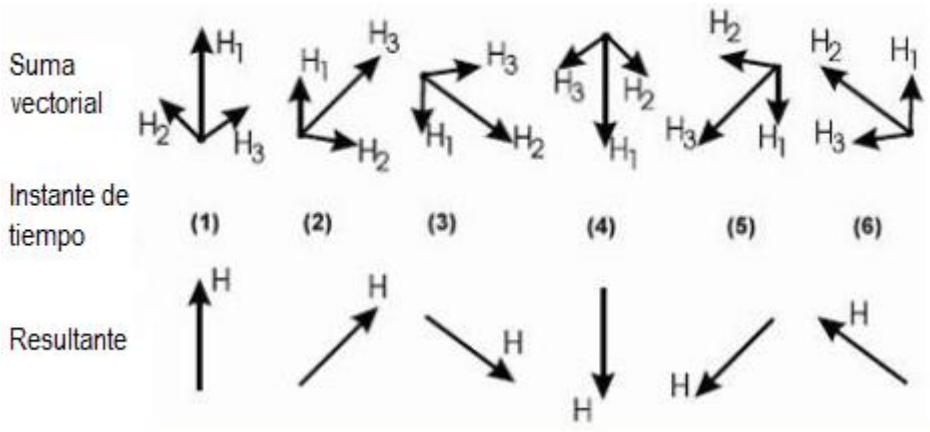


Figura 3.5 - Suma vectorial y resultante de los campos electromagnéticos H_1, H_2 y H_3.

Las ondas de tensión y corriente, también pueden presentar un desfase entre sí. En el caso de circuitos de corriente alterna con cargas resistivas, las ondas de tensión y de corriente se encuentran en *fase*, es decir, cambian su polaridad en el mismo instante de tiempo a cada ciclo. Ya existen circuitos con cargas reactivas, como es el caso de condensadores e inductores (por ejemplo, bobinas de motores), ocurre un almacenamiento de energía en esas cargas resultando en una diferencia de fase entre las ondas de tensión y corriente. Este desfase (φ) entre tensión y corriente puede ser de dos formas: adelantada y retrasada en relación a la tensión (Figuras 3.6 y 3.7).

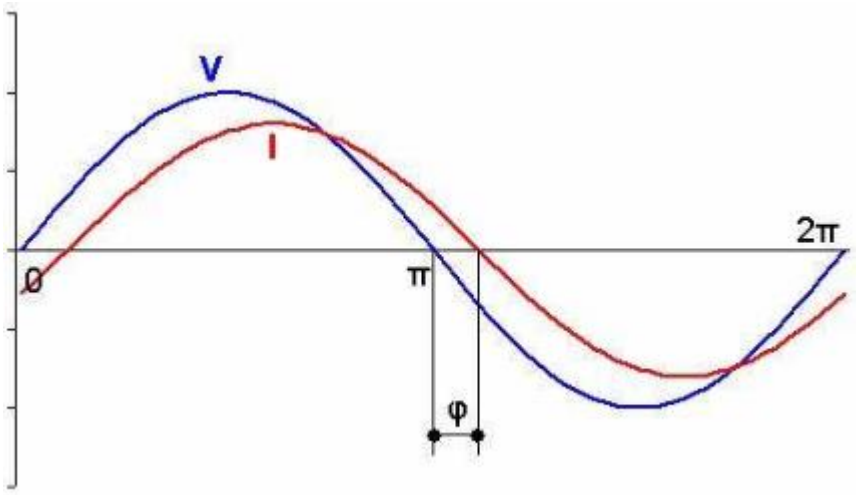


Figura 3.6 - Gráfico del desfase *retrasado* entre la onda de corriente (I) y la tensión (V) vs· tiempo (Carga Inductiva).

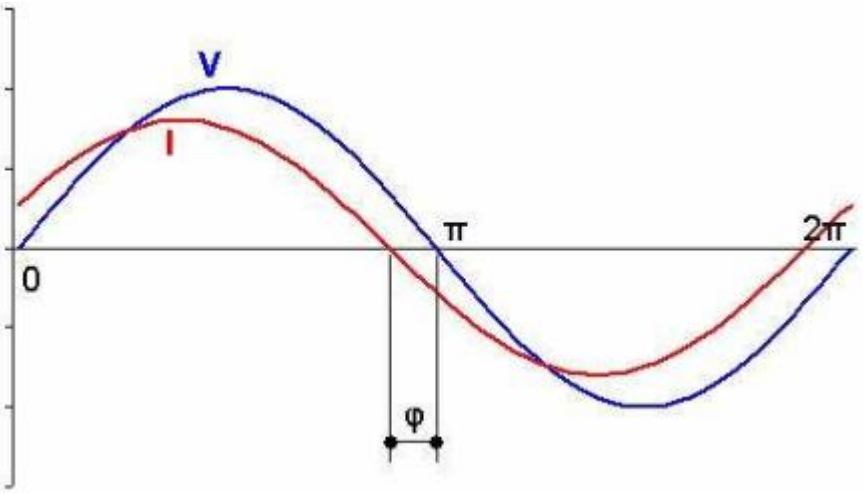


Figura 3.7 - Gráfico del desfase *adelantada* entre la onda de corriente (I) y la tensión (V) ·vs tiempo (Carga Capacitiva).

La ocurrencia de este desfase, generada por cargas reactivas, provoca innumerables problemas a las concesionarias de energía eléctrica, pues se trata de una energía que, aunque circule continuamente por los campos eléctricos y magnéticos del sistema, no produce trabajo alguno. El coseno de ese ángulo φ, también conocido como *Factor de Potencia*, mide la relación entre la *Potencia Aparente* - S (aquella que existiera si no hubiera el desfase), la *Potencia Activa* - P

(parte de la potencia aparente que realiza trabajo) y la *Potencia reactiva* - Q (parte de la potencia aparente que no realiza trabajo). La relación entre ellas expresa directamente el *Factor de Potencia* que no podrá ser inferior al valor de 0,92. Los medidores instalados por las concesionarias hacen, además del registro del consumo y de la demanda, la medición de los valores de los reactivos excedentes que se cobran de los usuarios. En la Figura 3.8, se observa el *Triángulo de Potencias* ilustrando lo anterior.

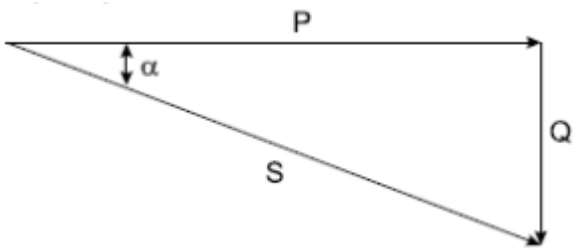


Figura 3.8 - Triángulo de potencias.

La velocidad de rotación se determina por la frecuencia del suministro de energía, por el número de polos en los devanados del estator y en una extensión menor por la carga. El rotor de jaula es diseñado para el uso con suministro de energía de 3 fases desfasadas 120°, la cual proporciona la rotación inherente al campo magnético interno.

El motor asíncrono tiene esencialmente una salida con velocidad constante, la cual disminuye sólo un poco en porcentaje (del 1 al 3%), conocida como *deslizamiento*, cuando el motor va de la condición sin carga hasta carga máxima. Sin embargo, el control de velocidad demanda del uso de dispositivos mecánicos externos o de control del suministro de tensión y frecuencia.

Según el Europump e Hydraulic Institute, ningún motor es 100% eficiente, por lo tanto su diseño debe buscar la reducción de las pérdidas, que son predominantemente en la forma de calor. La temperatura del estator puede ser disipada a través del flujo de calor por la carcasa del motor, sin embargo la temperatura del rotor se transmite directamente al eje, lo que puede causar calentamiento de los rodamientos. Los motores son convencionalmente diseñados

para que haya dicho flujo de calor mencionado durante la operación a velocidad fija y carga total.
La cuestión de enfriamiento del motor es muy importante. Generalmente, los motores tienen una ventilación acoplada a su eje. En casos especiales, de motores de gran potencia, puede ser necesario un sistema independiente de ventilación y/o enfriamiento más laborioso, como un sistema combinado de aire y agua.

Específicamente, en el caso de la pérdida en los devanados del estator, esto suele ocurrir debido al material de aislamiento utilizado, que también puede cooperar para un aumento de la temperatura. La especificación del material aislante se basa en la capacidad de aumento de temperatura de los materiales. Según la norma estadounidense, National Electrical Manufacturers Association (NEMA), esta especificación se basa en un ambiente de 40°C, con la clase de aislamiento *B* soportando un aumento de 80°C, la clase *F* un aumento de 105°C y la clase *H* un aumento de 125°C. Esta última por ser la más costosa es la menos utilizada. Asimismo se considera también una temperatura ambiente de 40°C para locales cuya altura no supere los 1000 metros en relación al nivel del mar. Sin embargo, los límites de elevación de la temperatura son diferentes de los considerados por la norma americana.

Estos valores de elevación de temperatura, basados en el método termométrico, son de 65°K para los devanados de clasificación térmica *A*, 80°K para los devanados de clasificación térmica *E*, 90°K para los devanados de clasificación térmica *B*, 115°K para los devanados de clasificación térmica *F* y 140°K para los devanados de clasificación térmica *H*. La composición de estos dos factores, temperatura ambiente máxima y límite de elevación por clase, forma la Tabla 3.1 de clases de temperatura de los materiales aislantes.

TABLA 3.1 **CLASES DE TEMPERATURA DE LOS MATERIALES DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO**	
Clases	**Temperatura (°C)**
Y	90
A	105
E	120
B	130
F	155
H	180
C	Superior a 180

Fuente propia

De las clases de agrupación de la Tabla 3.1, las más utilizadas son las clases *B* y *F*.

Obviamente siendo el motor de inducción una máquina robusta, como se menciona anteriormente, su vida útil es muy dependiente del aislamiento del bobinado, la cual está relacionada al envejecimiento gradual del material aislante y del desgaste mecánico de los rodamientos. Sin embargo, este proceso puede acelerarse debido al aumento de la temperatura en virtud de la operación con el uso del inversor de frecuencia a bajas velocidades. La clase de aislamiento de los motores es uno de los principales problemas encontrados cuando se desea instalar convertidores de frecuencia. La frecuencia de conmutación o pulsos de disparos de los transistores que componen el circuito electrónico del inversor, acaba produciendo picos de voltaje que pueden causar daños en las bobinas de los motores. Este factor es generalmente agravado en motores viejos, que no son una rareza en el mercado. El aumento de la temperatura en el motor es otro grave problema señalado cuando se desea asociar un convertidor de frecuencia a motores viejos, cuyo dimensionamiento original no consideró la operación por encima de un cierto límite de temperatura.

La geometría del motor eléctrico tiene relación directa con el torque producido por el mismo. El torque de salida designa generalmente la salida del motor en términos de potencia, pero debe ser recordado que el motor en realidad es fuente de torque. Por lo tanto, cuanto mayor sea su dimensión, mayor será el torque que puede entregar.

Evidentemente, siendo el motor eléctrico un equipo electro-mecánico no toda la energía eléctrica por él consumida se transforma en trabajo (torque). Esto se debe a las pérdidas que se dan prioritariamente en la forma de calor. El índice que define esta relación se conoce como *rendimiento* (η). El parámetro rendimiento del motor, mide la proporción de potencia eléctrica que es transformada por el mismo en potencia mecánica, mientras que la diferencia existente entre la potencia efectivamente transmitida al eje del motor y la potencia eléctrica absorbida por la red es denominada *pérdidas* y pueden ser:

- Pérdidas en el devanado del estator (Pérdidas en el Cobre);
- Pérdidas en el Rotor;
- Pérdidas por fricción y ventilación;
- Pérdidas magnéticas en el núcleo (Pérdidas en el Hierro).

Evaluando el rendimiento, es posible encontrar dos grupos de motores, el modelo básico o *estándar* con rendimiento promedio de 85%, y los de *alto rendimiento*, cuyo rendimiento promedio es superior a 90%, según los fabricantes. Es intuitivo que el precio final del producto sea diferenciado. Sin embargo, el uso y el desgaste van, a lo largo del tiempo, alterando esa curva de rendimiento.

En la Tabla 3.2 se presentan los valores de los niveles mínimos de eficiencia energética de los motores eléctricos trifásicos de inducción de jaula de ardilla, en donde se observa claramente que en cuanto menor el motor, menor será su rendimiento mínimo exigido.

TABLA 3.2

RENDIMIENTOS NOMINALES MÍNIMOS PARA MOTORES ELÉCTRICOS

Potencia nominal		Estándar				Alto rendimiento			
		Número de polos				Número de polos			
cv	kW	2	4	6	8	2	4	6	8
1,0	0,75	77,0	78,0	73,0	66,0	80,0	80,5	80,0	70,0
1,5	1,1	78,5	79,0	75,0	73,0	73,5	81,5	77,0	77,0
2,0	1,5	81,0	81,5	77,0	77,0	83,5	84,0	83,0	82,5
3,0	2,2	81,5	83,0	78,5	78,0	85,0	85,0	83,0	84,0
4,0	3	82,5	83,0	81,0	79,0	85,0	86,0	85,0	84,5
5,0	3,7	84,5	85,0	83,5	80,0	87,5	87,5	87,5	85,5
6,0	4,5	85,0	85,5	84,0	82,0	88,0	88,5	87,5	85,5
7,5	5,5	86,0	87,0	85,0	84,0	88,5	89,5	89,5	85,5
10	7,5	87,5	87,5	86,0	85,0	89,5	89,5	88,5	88,5
12,5	9,2	87,5	87,5	87,5	86,0	89,5	90,0	88,5	88,5
15	11	87,5	88,5	89,0	87,5	90,2	91,0	90,2	88,5
20	15	88,5	89,5	89,5	88,5	90,2	91,0	90,2	89,5
25	18,5	89,5	90,5	90,2	88,5	91,0	92,4	91,7	89,5
30	22	89,5	91,0	91,0	90,2	91,0	92,4	91,7	91,0
40	30	90,2	91,7	91,7	90,2	91,7	93,0	93,0	91,0
50	37	91,5	92,4	91,7	91,0	92,4	93,0	93,0	91,7
60	45	91,7	93,0	91,7	91,0	93,0	93,6	93,6	91,7
75	55	92,4	93,0	92,1	91,5	93,0	94,1	93,6	93,0
100	75	93,0	93,2	93,0	92,0	93,6	94,5	94,1	93,0
125	90	93,0	93,2	93,0	92,5	94,5	94,5	94,1	93,6
150	110	93,0	93,5	94,1	92,5	94,5	95,0	95,0	93,6
175	132	93,5	94,1	94,1		94,7	95,0	95,0	
200	150	94,1	94,5	94,1		95,0	95,0	95,0	

250	185	94,1	94,5			95,4	95,0		

Fuente propia

Los motores eléctricos también se clasifican por su categoría de arranque. Para motores trifásicos con rotor de *jaula*, los más comunes son:

- **Categoría N**: Constituye la mayoría de los motores del mercado, siendo indicado para cargas normales. Ejemplo: bombas, máquinas operadoras y ventiladores;
- **Categoría NY:** Similar a los motores de la categoría N, pero previstos para arranque estrella-triángulo;
- **Categoría H:** Se trata de un motor usado para cargas que requieren un mayor torque en el arranque. Por ejemplo: cargas de alta inercia, cribas, correas transportadoras, trituradoras, etc;
- **Categoría HY:** Similar a los motores de la categoría H, pero previstos para arranque estrella-triángulo;
- **Categoría D:** Se trata de un motor usado para cargas que presentan picos periódicos y torques muy altos de arranque. Por ejemplo: elevadores, prensas excéntricas, puentes, etc.

Esta clasificación evalúa el torque y la corriente de arranque, además del deslizamiento. Por el contrario, los motores de la categoría D no son muy empleados en la industria debido al alto factor de deslizamiento (mayor al 5%). La categoría H, a su vez, presenta bajo deslizamiento. Sin embargo, la categoría N es la más empleada en la industria actualmente.

3.3 ROTACIÓN DE LAS BOMBAS POR CONVERTIDOR DE FRECUENCIA

Los sistemas de bombeo convencionales son operados usualmente a través del control del caudal obtenido por válvulas tipo globo, cajón o mariposa, siendo manejadas de acuerdo con las necesidades operativas de demanda.

En esa operación lo que se hace es el desplazamiento del punto de operación (intersección de la curva de la bomba con la curva del sistema) a través del aumento de la pérdida de carga, progresivamente sobre la curva de la bomba hasta encontrar el punto deseado para un determinado caudal (Figura 3.9), con la bomba operando con rotación constante n.

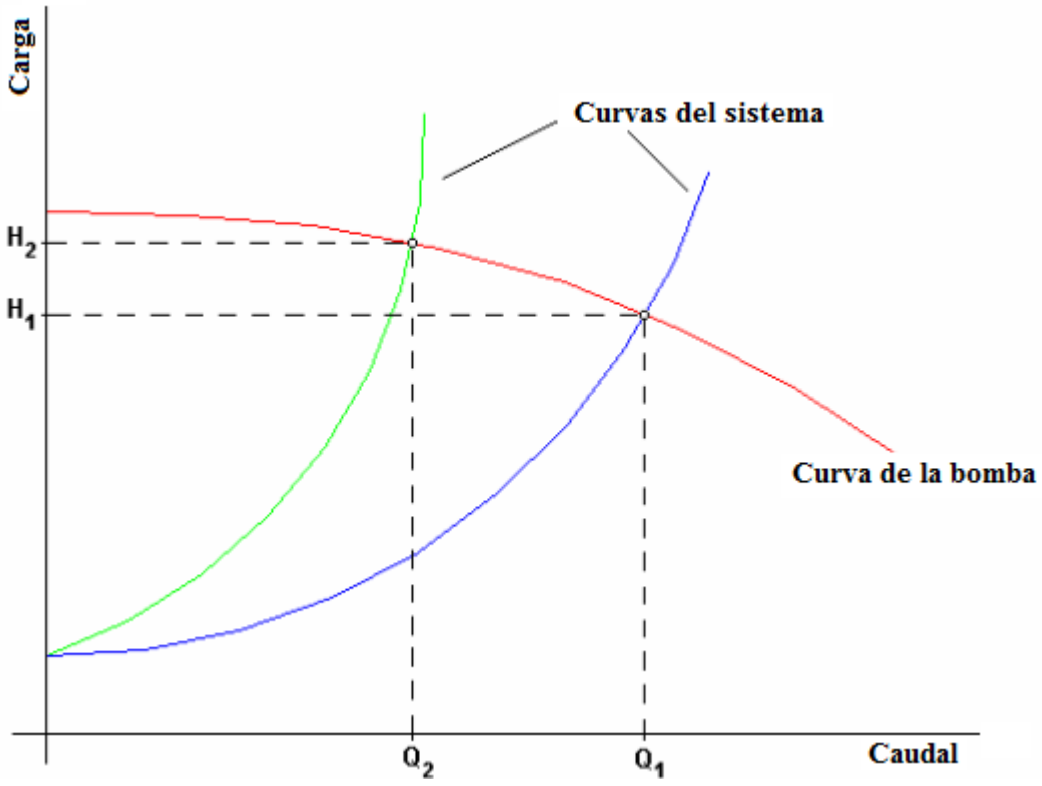


Figura 3.9 – Curva del sistema convencional con control de caudal por medio de válvulas. Fuente propia

Otro método bastante común en instalaciones de bombeo es el uso de un *bypass* en la salida de descarga, cuya función es el retorno de una parte del caudal descargado a la caja o depósito de succión haciendo con ello la dosificación del caudal a los niveles deseados.

Los usos de estos expedientes operativos penalizan, principalmente el primero de ellos, de forma drástica el sistema acarreando diversas desventajas, una de ellas

es que el caudal máximo posible a ser controlado es aquel que pasa por la tubería cuando el sistema no actúa, es decir, con la válvula de regulación totalmente abierta, no posibilitando así ningún incremento de caudal. Otra desventaja y tal vez la principal de ellas, es que la acción de regulación de la válvula va aumentando la pérdida de carga local y elevando, por consiguiente, la carga de la válvula de control. Como la potencia consumida por la bomba es proporcional al caudal y la carga, lo que se tiene es una reducción gradual del caudal bombeado con un aumento de consumo. Por supuesto, la vida útil de los equipos será comprometida, además de que toda esa energía excedente puede ser transmutada en vibración, provocando daños al sistema de bombeo, tuberías y válvulas.
Esta operación se puede comparar muy bien diciendo que es lo mismo que conducir un auto con el freno de mano accionado: el resultado es el desperdicio innecesario de energía.

Se estima que de toda la energía eléctrica utilizada por la industria, el 65% se destina a motores eléctricos y que, de la cantidad relativa a ese porcentaje, el 20% se ha desperdiciado por mecanismos de control (por ejemplo, válvula).

Se debe considerar también en cuanto a la conservación de la energía, que los sistemas de bombeo se diseñan en función de un caudal y altura manométrica, teniendo como fondo las curvas de eficiencia de las bombas. En estos casos, el cambio del punto de operación, acarreará en un rendimiento inferior de las bombas aumentando el consumo de energía eléctrica.

Las dos alternativas aquí discutidas son visiblemente perjudiciales a la operación de la bomba, pues la misma opera con rotación constante n y caudal Q_1, mientras que la instalación opera a lo largo de su rutina con otros caudales Q_2, Q_3, ..., etc. , y que como máximo serán igual a Q_1. En general o en la mayoría del tiempo $Q_1 > Q_2$ y $Q_1 > Q_3$.

En contraposición a la operación anteriormente descrita, el convertidor de frecuencia, a través del control de la rotación del motor, promueve la alteración de la curva de la bomba manteniéndose constante la curva del sistema o instalación (Figura 3.10). Esto hace que el consumo de energía sea proporcional a la rotación del motor, es decir, ni más ni menos, sólo lo necesario. Aún con relación al consumo de energía, en los proyectos con convertidores de frecuencia generalmente se tiene la preocupación de analizar cuidadosamente las curvas de rendimiento de las bombas. Se sugiere, para el mejor aprovechamiento del rendimiento de la bomba, que el punto referente a la demanda máxima esté situado a la derecha de la curva de mejor rendimiento, con ello en la mayor parte del tiempo de operación el sistema de bombeo se encontrará en las máximas posibilidades de eficiencia del equipo.

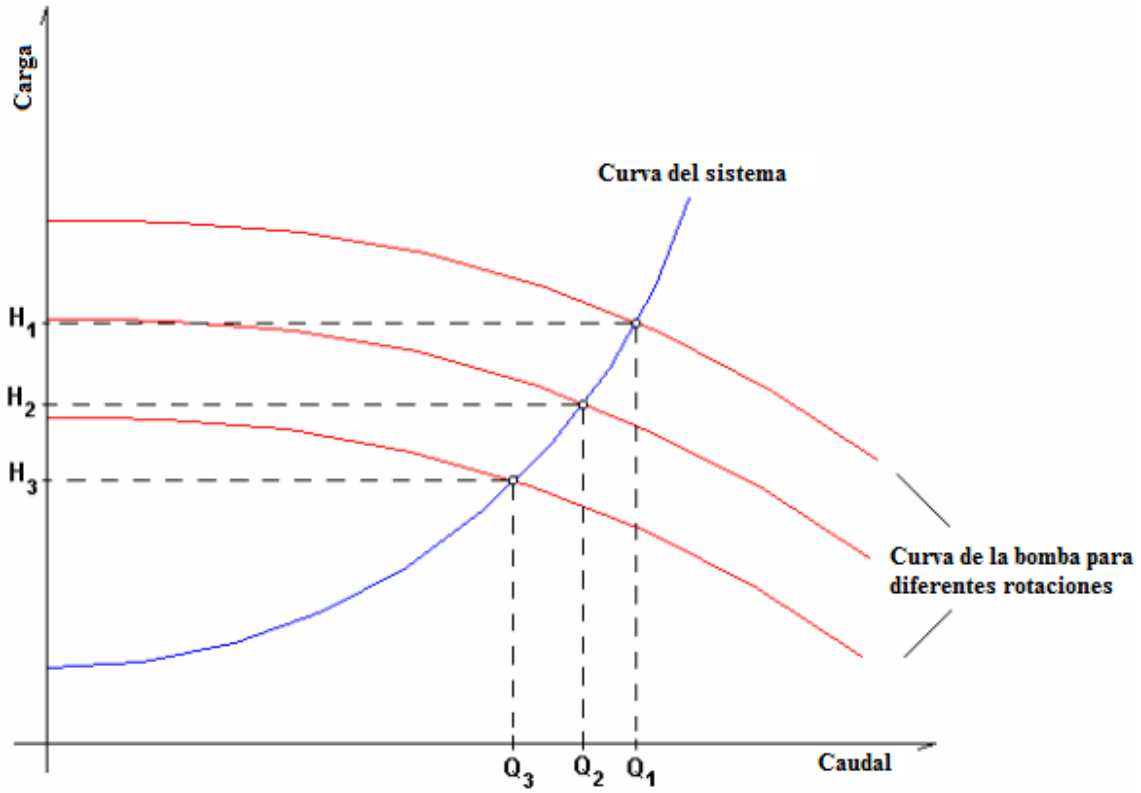


Figura 3.10 - Curva del sistema operado con convertidor de frecuencia. Fuente propia

Asimismo en la literatura se sugiere, como línea de conducta, en primer lugar la selección adecuada de las bombas para las condiciones de trabajo deseadas, eligiendo aquellas de mejor rendimiento. En el caso conservación de energía, también enfatiza que un gran error es la selección de la máquina sobredimensionada, es decir, mucho más allá de lo que sería necesario para el sistema proyectado, generando un consumo excesivo de energía. Sin embargo, esta siempre fue una práctica de los diseñadores, cuya justificación se basaba en la garantía de un margen de seguridad al sistema, como ya se ha citado anteriormente. Las principales ventajas básicas de los sistemas dotados de convertidores son:

- Ahorro significativo de energía eléctrica: Por las Leyes de la Semejanza, siendo el caudal directamente proporcional a la rotación, y la potencia directamente proporcional a la rotación elevada al cubo, se verifica que para un menor valor de caudal descargado habrá también una potencia consumida correspondiente mucho menor;
- Control de velocidad sometiendo así el conjunto a una carga mucho menor, como se muestra en la Figura 3.10, cada valor de caudal corresponderá a un valor de carga que será menor en función de la reducción de rotación, si se compara con el sistema convencional de control de caudal (Figura 3.9);
- Buena eficiencia: Estudios demuestran que el uso asociado de Inversores de Frecuencias induce la evaluación del punto o rango de operación en que el sistema más opera y su relación con las curvas de rendimiento del conjunto moto-bomba, buscando así explorar la mayor posibilidad de ganancia. Las pruebas de rendimiento del motor, del *drive* del convertidor de frecuencia y del conjunto asociado presentaron excelentes índices. Solamente los inversores de frecuencia presentaron un rendimiento por encima del 95%;
- Las presiones en el sistema se mantienen muy próximas a los niveles mínimos requeridos;
- Las pérdidas físicas, directamente conectadas a la presión, se minimizan;

- Control operativo de las bombas simplificado: La acción de control del caudal se da directamente con el cambio de la rotación, lo que sucede de forma suave, segura y confiable. Esta acción puede ser hecha directamente en el panel eléctrico de la *Caseta de Bombas*(CB) o incluso a la distancia por el *Centro de Control Operativo* (CCO) haciendo el ajuste requerido;
- Mejor respuesta en situaciones de emergencia: Aumento de flujo para atención al fuego, cierres en casos de rupturas con minimización de los efectos del régimen transitorio, etc.
- Eliminación del transitorio causado con el accionamiento y la parada de bombas: Como la acción del convertidor de frecuencia se hace de forma lenta y gradual, tanto en el accionamiento y en la parada, existe un tiempo entre la intervención propiamente dicha y el resultado final esperado, es decir, el conjunto moto-bomba va acelerando o desacelerando, de acuerdo con la parametrización de la rampa, de forma lenta y continua. Con ello desaparecen las perturbaciones generadas por los transitorios. Las acciones de accionamiento y parada con el inversor reducen el *stress* en el motor, bomba y acoplamiento;
- Control del factor de potencia, una vez que el lado de la red tiene contacto con el rectificador no controlado, resultando así un excelente factor de potencia (próximo a 1);
- *By-pass* de operación en caso de falla del convertidor. Si el convertidor falla, el motor puede funcionar directamente en la línea de entrada en operación continua convencional;
- Eliminación de la alta corriente de arranque y reducción del pico de demanda (kVA): el convertidor de frecuencia se adapta para evitar sobrecargas causadas por la aceleración de alta carga de inercia;
- Mantenimiento sin necesidad de estar conectado al sistema, así como la reducción de estos costos;
- Alimenta tanto motores asincrónicos como síncronos;
- El sistema de pulsos (PWM - Pulse Width Modulation) permite un rango de variación de frecuencia de 0 a 100%;

- La tensión constante en el circuito intermedio alimenta una barra DC donde es posible conectar varios convertidores de frecuencia en paralelo, un banco de baterías o un banco de condensadores para suministro de energía en caso de caída de la red;
- Aumento de la vida útil de la bomba, cojinetes y sellos por la disminución del desgaste mecánico: Como el sistema dotado de convertidor actúa en la medida exacta de las necesidades operativas, habrá una mayor preservación de los equipos y accesorios aumentando la vida útil;
- Reducción del nivel de ruido y vibración: En sistemas convencionales, las condiciones de bajo caudal son siempre acompañadas por ruidos y vibraciones, generalmente causadas por la válvula de control que se encuentran parcialmente abiertas, además de los efectos de cavitación;
- Operación simultánea con varios motores;
- Empleo en áreas y ambientes sensibles, como aquellos en los que se requieren motores aprueba de explosión, resistencia a ambientes y atmósferas químicas agresivas, entre otras;
- Método de interfaz simplificado para señales de controles externos (0 - 10 V o4 - 20 mA) procedentes de transmisores;
- Reducción de problemas de cavitación en el sistema de bombeo asociados a la operación de válvulas de control a bajo flujo;
- Simplificación en la red de ductos mediante la eliminación de válvulas para el control del caudal;
- Reducción de la emisión de CO2 y gases en la atmósfera, cuando se evalúa el proceso industrial como un todo: La caída en el consumo de energía eléctrica conducirá la menor necesidad de generación, principalmente cuando esto se da por termoeléctricas o 2 generadores a diesel. Con ello los impactos al medio ambiente tienden a reducirse.

Las desventajas son:

- Coste inicial relativamente alto;

- El convertidor de frecuencia requiere convertidores de potencia además de técnicos especializados, debido a los circuitos sofisticados;
- Introducción de distorsiones armónicas de la tensión, provocada por el proceso de conversión de potencia y emisión de interferencias electromagnéticas: Cambio de la onda senoidal perfecta de la red eléctrica concesionaria. En los Estados Unidos existe legislación específica respecto a este asunto que limita la emisión de corrientes armónicas;
- Elevación de la temperatura en la superficie de los motores ubicados en áreas de riesgo, sobrepasando el límite máximo de temperatura permitida para el local: Estando la ventilación acoplada al eje del motor, la reducción de la rotación promoverá un aumento en la temperatura del mismo lo que puede causar explosiones si está instalado en lugares o atmosferas de riesgo (productos inflamables). Este es un problema muy común en las industrias petroquímicas;
- Se debe prestar especial atención a los cables que deben ser de baja impedancia para la frecuencia: Como la frecuencia de conmutación o accionamiento de los *Insulated Gate Bipolar Transistor* (IGBT) es alta, algunos tipos de cables pueden no soportar provocando la quema por calentamiento;
- Limitada distancia entre el drive del convertidor de frecuencia y el motor: En casos de distancia muy grande entre el convertidor y el motor, excediendo el límite máximo, implicará la necesidad de inserción de otros equipos adicionales, tales como: filtro de *Interferencia de Frecuencia de Radio* (RFI) y reactor de línea;
- Retorno discreto de los beneficios o subutilización del equipo debido a la mala ubicación de los sensores en el sistema, cuya función esencial es la emisión de parámetros que servirán de referencia al convertidor de frecuencia para las correcciones necesarias en la velocidad: Implementación de sensores de presión, caudal y nivel en puntos críticos del sistema aumentando el costo de la inversión;
- Limitación del uso en sistemas de bombeo de líquidos con partículas en suspensión: Este tipo de sistema requiere una velocidad mínima de bombeo y sin la cual habrá deposición de partículas a lo largo de la tubería, pudiendo

ocurrir el compromiso de la capacidad de transporte por la obstrucción parcial de la sección de la tubería de descarga;

- Cambio de los parámetros de la bomba: La operación con el convertidor de frecuencia ajustará los parámetros significativos de la bomba con el cambio de velocidad, como: el rendimiento, el *Net Positive Suction Head* (NPSH), la potencia, etc.
- Posibilidad de daño en el aislamiento de los motores, provocado por los altos picos de tensión que ocurren por la rapidez del crecimiento de los pulsos generados por el convertidor de frecuencia, así como la alta frecuencia con que se producen estos impulsos. El aumento de la temperatura resultante de la reducción de velocidad y consecuente caída en la ventilación también puede afectar los materiales aislantes del motor;
- El convertidor de frecuencia puede requerir la instalación en ambientes menos agresivos de los que normalmente los motores se fijan. Los componentes electrónicos son menos tolerantes a locales corrosivos y con humedad.

Tan importante como los análisis técnicos, son los análisis de los costos relacionados con el consumo operativo. Los costos iniciales, muchas veces, pueden ser altos para que el operativo (costo), a lo largo de un tiempo, se haga bajo.

3.3.1 CONVERTIDORES DE FRECUENCIA

A partir de la necesidad de un control más eficaz y menos agresivo aliado al desarrollo tecnológico de los semiconductores de potencia, tales como GTO (Gate Turn-OffThyristor), IGBT (Insulated Bipolar Transitor), MCT (MOS Controlled Thyristor) o SITH(Static Induction Thyristor), etc., junto con la disponibilidad cada vez mayor de microprocesadores, microcontroladores y DSP (Digital Signal Processors), fue posible volver el convertidor fuente de tensión, o simplemente convertidor de frecuencia, en una excelente alternativaal control de rotación de motores eléctricos, incidiendo directamente en la conservación de energía.

Los convertidores de frecuencia son equipos electrónicos acoplados, entre otros, a los conjuntos moto-bomba, cuya función es el accionamiento con el control de la velocidad de rotación de los motores eléctricos a corriente alterna (AC). Actualmente están montados con tecnología SMD(Surface Mounting Device), es decir, a cada lado de la placa de circuitos electrónicos se asientan diferentes dispositivos lo que reduce aún más su tamaño.

El proceso se desarrolla por la variación del flujo magnético que es proporcional a la variación de la tensión y de la frecuencia. Es importante observar que para mantener el torque constante es necesario mantener también el flujo magnético constante. De esta forma, se tendrá que variar la tensión conjuntamente con la frecuencia. Esta variación es lineal hasta la frecuencia nominal del motor. Por encima de la frecuencia nominal se determina una región llamada *Debilitamiento del campo* (Figura 3.11), donde el flujo empieza a decrecer y, por lo tanto, el torque también. La potencia también mantiene la misma relación de variación con la tensión y la frecuencia.

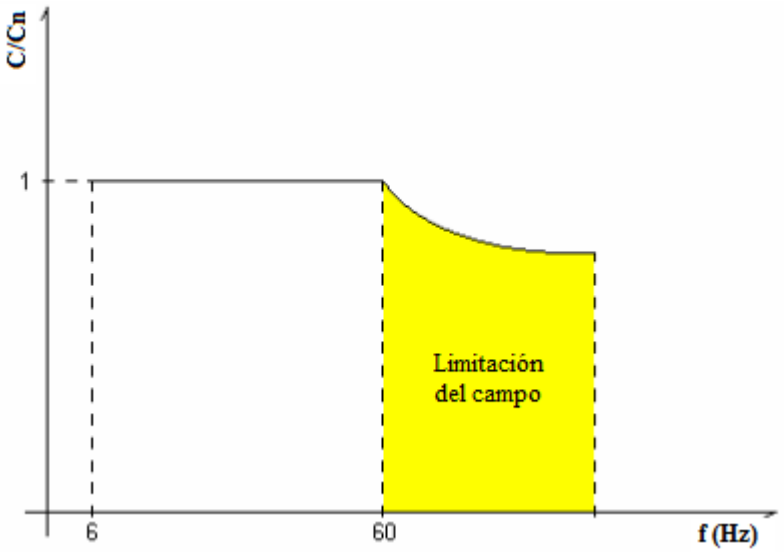


Figura 3.11 - Gráfico de la variación del torque con la frecuencia.

Los convertidores de frecuencia se forman básicamente por un puente rectificador y dos condensadores de filtro, que alimentan una barra DC, que a su vez alimenta

transistores IGBT que son controlados a través de una lógica de control, conectando y apagando a modo de cambiar el sentido de la corriente que circula por el motor. Las Figuras 3.12 y 3.13 ilustran, a través de diagramas simplificados, los convertidores de frecuencia para motores monofásicos y trifásicos.

Analizando el convertidor de frecuencia monofásico (Figura 3.12), se demuestra que cuando está en operación lo que se tiene es el accionamiento de los transistores dos a dos, por ejemplo, conectando los transistores IGBT's T_1 y T_4, y desconectando los demás T_2 y T_4, y viceversa, alternando así el sentido de la corriente como descrito anteriormente (Figuras 3.14 y 3.15).

En la operación con motores trifásicos la lógica es la misma (Figura 3.13), la diferencia ahora es que los pulsos son distribuidos por los 6 transistores IGBT asociados de tres a tres, formando en la salida una tensión alternada desfasada de 120º una de la otra. La Figura 3.16 muestra una de las posibles asociaciones en el caso trifásico.

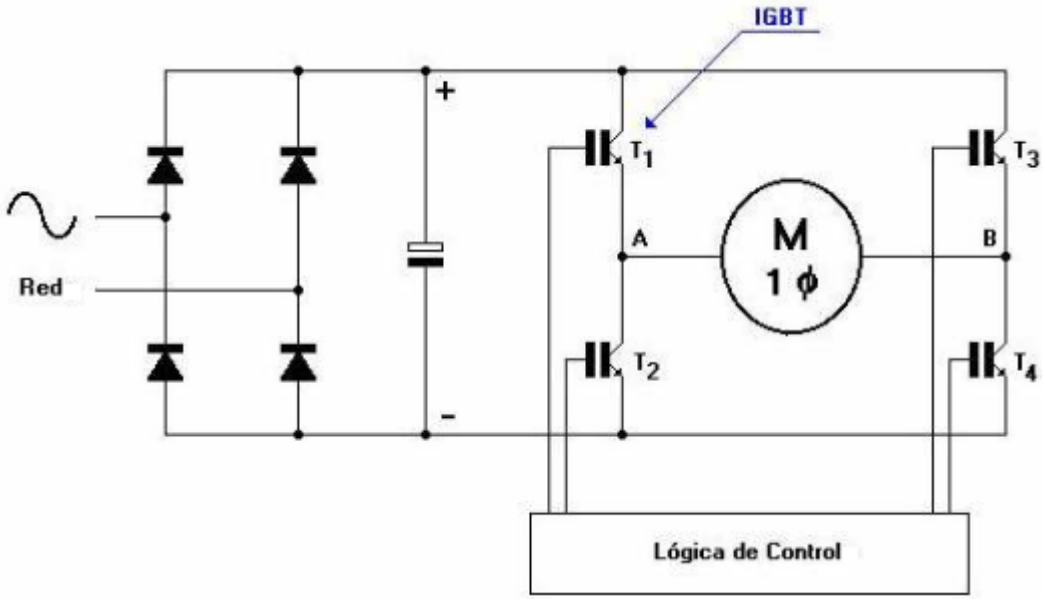


Figura 3.12 - Esquema de un convertidor de frecuencia monofásico.

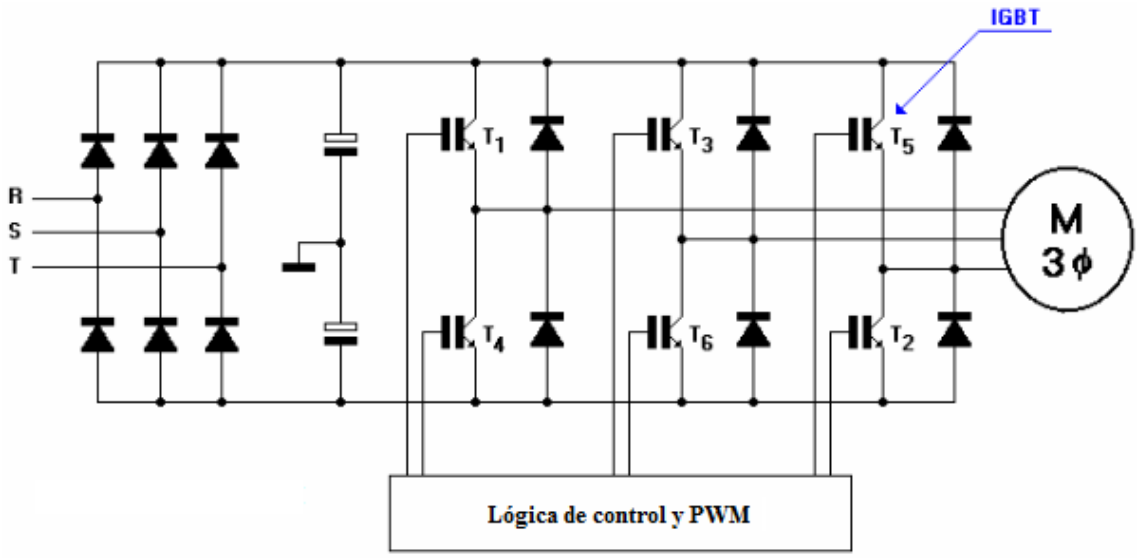


Figura 3.13 - Esquema de un inversor de frecuencia trifásico.

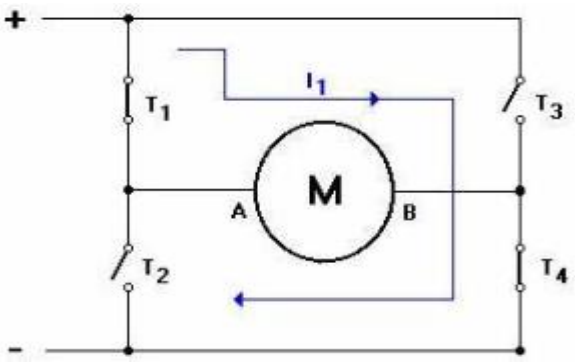


Figura 3.14 - Sentido de circulación de la corriente de A hacia B.

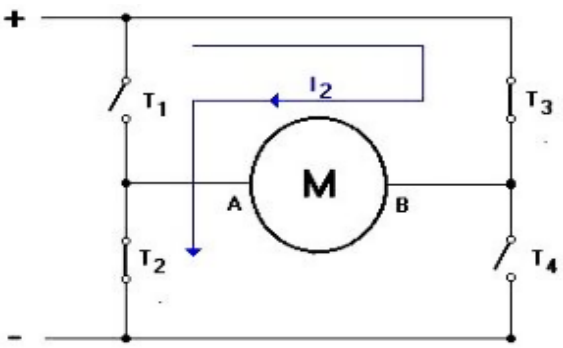


Figura 3.15 - Sentido de circulación de la corriente de B hacia A.

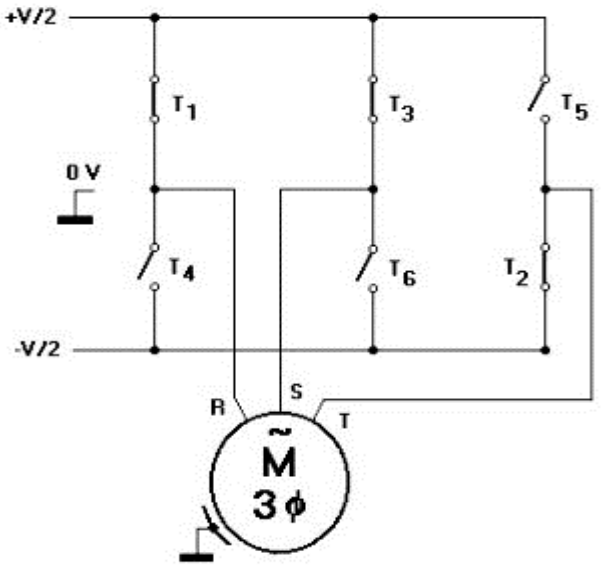


Figura 16 - Esquema de accionamiento de los transistores IGBT's en el motor trifásico.

Al analizar esta asociación se hace más clara la lógica operativa. Considerando sólo los transistores T_1, T_2 y T_3 conectados, se tiene la tensión $+V/2$ y $-V/2$ en la barra DC que tiene una referencia de la tierra (en el centro). Las posibilidades en esta operación serían las tensiones V_{ST} y V_{TR} actuando en función de los transistores conectados. Así las diferencias de potencial entre R-S, S-T y T-R, serían:

$$V_{RS} = +\frac{V}{2} - \left(+\frac{V}{2}\right) = 0$$

$$V_{ST} = +\frac{V}{2} - \left(-\frac{V}{2}\right) = +V$$

$$V_{TR} = -\frac{V}{2} - \left(+\frac{V}{2}\right) = -V$$

Todas las asociaciones posibles de conmutaciones de los transistores generarán 3 formas de onda de acuerdo con la Tabla 3.3 y representadas en la Figura 3.17.Las posibilidades de asociaciones de los transistores T_1,T_3,T_5 y T_2, T_4, T_6 no son válidas, pues conectan todas las fases del motor en el mismo potencial. De esta forma, no hay diferencia de potencial y por lo tanto, no hay energía para impulsar el motor eléctrico.

TABLA 3.3

ASOCIACIONES DE LOS TRANSISTORES IGBT'S EN CONVERTIDORES DE FRECUENCIA TRIFÁSICOS

Tiempo	Conmutación	TENSIONES		
		V_{RS}	V_{ST}	V_{TR}
1°	T_1, T_2, T_3	0	$+V$	$-V$
2°	T_2, T_3, T_4	$-V$	$+V$	0
3°	T_3, T_4, T_3	$-V$	0	$+V$
4°	T_4, T_5, T_6	0	$-V$	$+V$
5°	T_5, T_6, T_1	$+V$	$-V$	0
6°	T_6, T_1, T_2	$+V$	0	$-V$

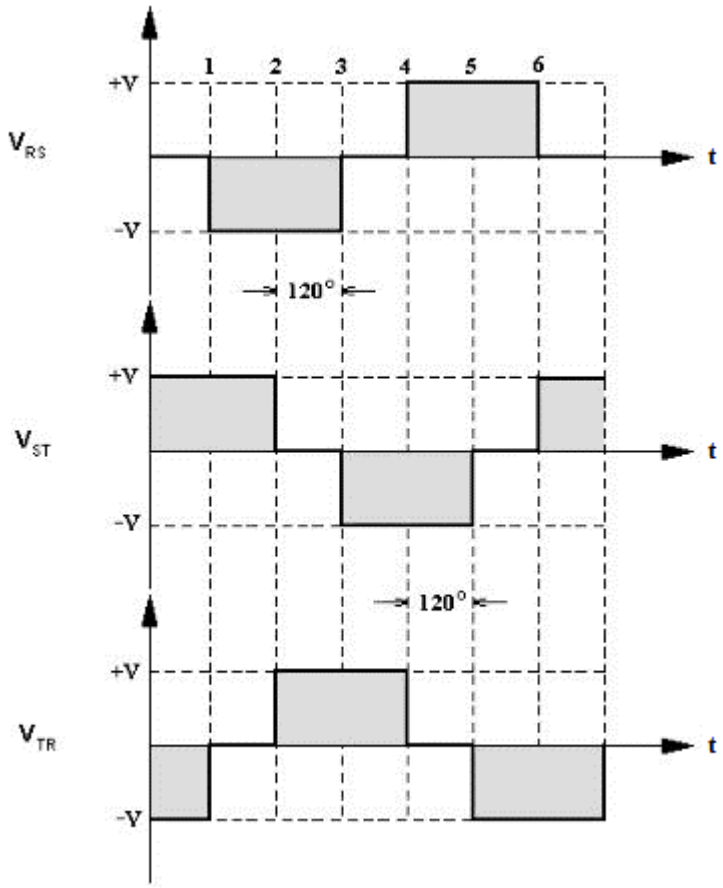


Figura 3.17 - Forma de ondas de la tensión.

Esta combinación de apertura y cierre de los IGBT se controla a partir de la estrategia PWM, o simplemente *modulación por ancho de pulso*. Esta estrategia permite la generación de ondas senoidales de frecuencia variable con una resolución de hasta0,01 Hz.

Hay dos tipos de convertidores de frecuencia que se caracterizan por su principio de control, el escalar y el vectorial. Algunos convertidores disponibles hoy en el mercado ya incorporan los dos tipos de control en un mismo equipo, bastando para la correcta parametrización del equipo en cuanto al tipo deseado. Con el convertidor operando con control escalar, el motor eléctrico producirá un ruido que se asemeja a un silbido, variando su intensidad de acuerdo con la velocidad de rotación, en el control vectorial ese ruido no es verificado. Según los fabricantes, esto ocurre porque en el control vectorial la onda generada se aproxima mucho

más de una onda senoidal perfecta, mientras que en el escalar no. Esa diferenciación se discutirá más adelante.

En cuanto al dimensionamiento de los convertidores, se hace a partir de los datos de la tensión y de la corriente nominal del motor eléctrico, fácilmente combinados con la ayuda del catálogo del fabricante.

Otras funciones especiales se comprueban en el equipo, como la posibilidad de conectar un convertidor de frecuencia en redes rápidas de comunicación, denominadas *Field Bus*, proporcionando alto desempeño de actuación y gran flexibilidad operativa. También se encuentran en el mercado equipos con kit módulo de interfaz serial, para uso con un microcomputador. Algunos de ellos, disponen de software propio para la operación (*Super Drive 5.1*) y regulador PID (Proporcional/Integral/Derivativo

3.3.2 TIPOS DE CONVERTIDORES

Conforme a la mención anterior, existen dos tipos de convertidores de frecuencia disponibles en el mercado: el escalar y el vectorial. La diferencia entre el control escalar y el vectorial está básicamente en la curva torque vs rotación.

El convertidor escalar opera teniendo como referencia una curva V/F (tensión por frecuencia).Así, para que el torque en la carga se mantenga constante esa relación tiene que ser mantenida en la misma proporción, es decir, al variar la frecuencia de alimentación del motor el convertidor de frecuencia escalar debe variar la tensión de alimentación de tal forma que la relación entre ambos sea siempre la misma. Por ser una función de la relación de V/F, este tipo de convertidor no ofrece altos torques en bajas rotaciones, pues el torque es función directa de la corriente de alimentación. Este tipo de convertidor permite aún la parametrización de la curva V/F, siendo indicado para arranques suaves, operación por encima de la velocidad nominal del motor y operación con constantes reversiones.

El convertidor vectorial no posee una curva parametrizada, en realidad esta curva varía de acuerdo con la solicitud de torque, por lo tanto este posee circuitos que varían la tensión y la frecuencia del motor, a través del control de las corrientes de magnetización (IM) y del rotor (IR). Este tipo de convertidor está indicado para el alto torque con baja rotación, control preciso de velocidad y torque regulable.

La función de un convertidor de frecuencia no se limita a controlar la velocidad de un motor AC. Es necesario mantener el torque constante para que no haya cambio en la rotación. Los convertidores se clasifican en cuatro bloques (Figura 3.18):

- **1º bloque - CPU (unidad central de procesamiento):** Está formada por un microprocesador o un Controlador Lógico Programable (CLP). En este bloque todos los parámetros y los datos del sistema se almacenan. También desempeña funciones vitales como: generación de pulsos de disparos de los IGBT, que son nada más que transistores que realizan la conexión del circuito, alterando el sentido de la corriente que circula en el motor;
- **2º bloque - IHM (interfaz hombre máquina):** Este dispositivo permite ver de qué forma el convertidor está parametrizado y si es necesario ser cambiado;
- **3º bloque – Interfaces:** Permite la interacción externa con el convertidor de frecuencia ejecutando comandos que pueden ser analógicos o digitales. Normalmente para el control de la velocidad de rotación se utiliza tensión analógica de mando (situada entre 0 y 10Vcc), siendo que esta velocidad será proporcional a su valor;
- **4º bloque - Etapa de Potencia:** Se compone de un circuito rectificador que alimenta a través de un bus de corriente continua (DC), el módulo IGBT.

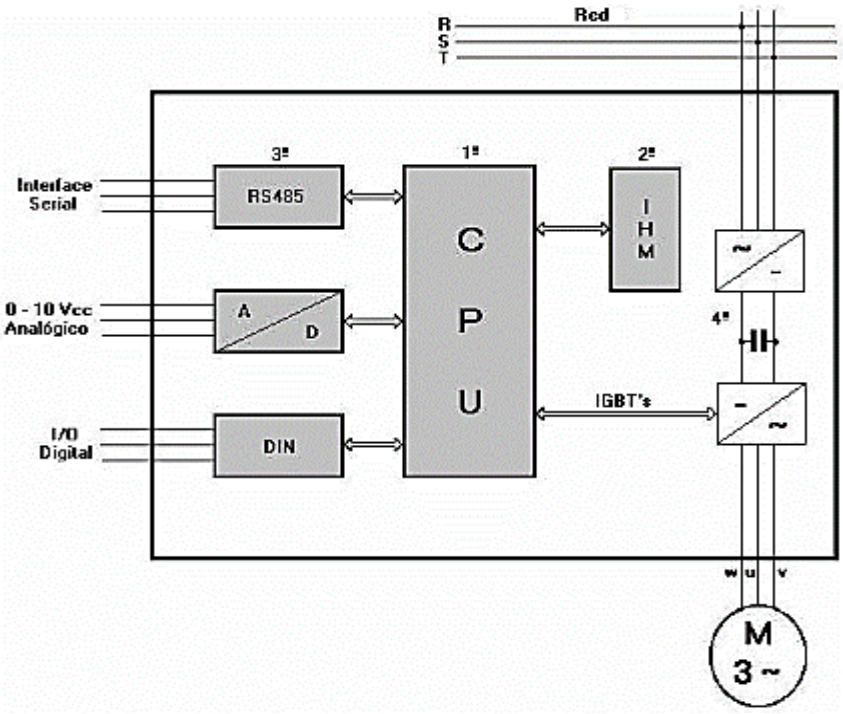


Figura 3.18 - Diagrama base de un convertidor de frecuencia.

El inversor también cambia la tensión proveniente del bus DC a través de la modulación por ancho de pulso (PWM). Cuando la tensión tiene que aumentar, los pulsos se alargan, cuando es necesario disminuir, los pulsos se estrechan.

3.4 EFECTO DEL CONVERTIDOR DE FRECUENCIA EN EL SISTEMA DE BOMBEO

Con la alteración de la rotación, observada las leyes de semejanza física de las máquinas hidráulico de rotación, definidas en las ecuaciones de 1 a 5, las curvas de funcionamiento de la bomba (carga vs caudal, etc.) se cambian, cambiando así el punto de operación del sistema (Figura 3.10).

Relación caudal vs rotación:

$$\frac{Q_1}{N_1} = \frac{Q_2}{N_2} \qquad (3.1)$$

Relación carga vs rotación:

$$\frac{H_1}{{N_1}^2} = \frac{H_2}{{N_2}^2} \tag{3.2}$$

Relación potencia vs rotación:

$$\frac{P_1}{{N_1}^3} = \frac{P_2}{{N_2}^3} \tag{3.3}$$

Relación torque vs rotación:

$$\frac{T_1}{{N_1}^2} = \frac{T_2}{{N_2}^2} \tag{3.4}$$

Relación $NPSH$ requerido vs rotación:

$$\frac{NPSH_{R1}}{{N_1}^2} = \frac{NPSH_{R2}}{{N_2}^2} \tag{3.5}$$

Para ejemplificar el control ejercido por la variación de la rotación sobre las características del bombeo, sobre la base de las leyes de semejanza proporcionadas arriba, sea la curva de carga vs caudal (H vs Q), para la rotación nominal (o de referencia N_R), dada por un ajuste polinómico de segundo orden de la curva del fabricante:

Curva carga vs caudal para la rotación nominal N_R:

$$H = a + bQ + cQ^2 \tag{3.6}$$

Curva carga vs caudal para la rotación nominal N_R.

La curva de carga vs caudal para una rotación cualquiera N, se puede escribir según las ecuaciones de 1 a 6 como:

$$H = \left(\frac{N}{N_R}\right)^2 a + b\left(\frac{N}{N_R}\right) Q + cQ^2 \tag{3.7}$$

Curva carga vs caudal para rotación N cualquiera.

Siendo$a$, b y c coeficientes de ajuste de la curva. La dependencia de la rotación N con la frecuencia f, sin tomar en cuenta el efecto del deslizamiento, se da por la relación:

$$N = \frac{120 \times f}{P} \tag{3.8}$$

Donde:

P es el número de polos del motor AC. Tomando la rotación nominal para la frecuencia de 60Hz, entonces la ecuación 7 puede ser puesta en la dependencia de la frecuencia como:

$$H = \left(\frac{f}{60}\right)^2 a + b\left(\frac{f}{60}\right) Q + cQ^2 \tag{3.9}$$

Las demás curvas características de la bomba, como las curvas de torque y de potencia, se pueden obtener de forma análoga a la presentada para la curva de carga, en el caso particular de la potencia:

Con c,d y e, coeficientes de ajuste de la curva de potencia.

Como se describe anteriormente, en el caso del convertidor escalar se mantiene la relación V/F, así para los valores nominales de tensión de 360V, en la frecuencia de 60 Hz, $V/F = 6$, pudiendo ser construido el gráfico de la Tensión de Alimentación vs Frecuencia (Figura 3.19) y, observar su relación directa con las ecuaciones (3.9) y (3.10). Cabe observar que para valores de frecuencia superiores a 60 Hz (bomba trabajando por encima de su rotación nominal), la relación V/F no se mantiene constante. Así como el torque es una función de la corriente de alimentación, al bajarla, debido a la reducción de la relación tensión/frecuencia, el torque cae, pudiendo producir sobresaltos en el motor.

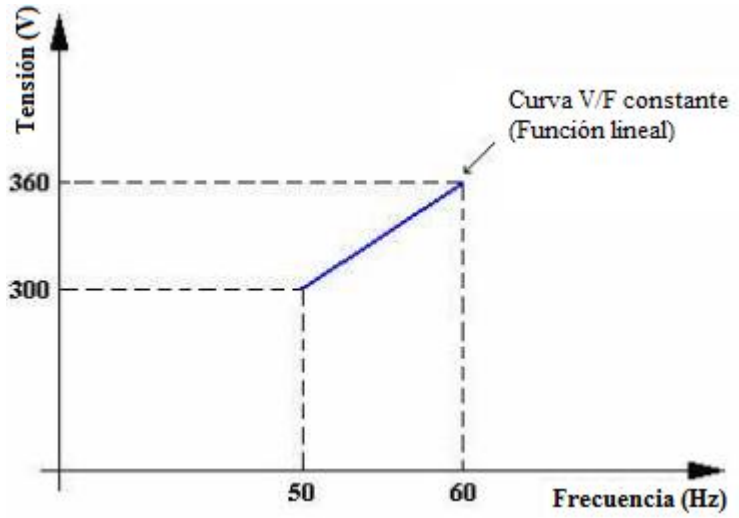


Figura 3.19 - Curva Tensión vs Frecuencia.

3.5 CONVERTIDORES DE FRECUENCIA EN EMPRESAS DE SANEAMIENTO

Por tratarse de un tema aún muy poco estudiado en sus especificaciones y teniendo como objeto principal de la Tesis las empresas de saneamiento, hecho este plenamente justificado por la ausencia de bibliografía disponible, hubo entendimiento de que el conocimiento de las experiencias de las empresas de saneamiento con variación de velocidad de bombas sería de gran importancia para componer el proceso de investigación propuesto.

Así, fueron elegidas las empresas -que por motivos de confidencialidad solicitados por las mismas, se denominaran *Compañía de Saneamiento 1* (CS1) y *Compañía de Saneamiento 2* (CS2) – como referencias por sus respetados cuerpos técnicos y por la innegable importancia de ambas en el escenario nacional, que por las mismas razones confidenciales se reserva también su ubicación.

3.5.1. CS1: Inicio de estudios a finales de la década de los 90s, estudios con el fin de automatizar los Centros de Gestión y Distribución (CGD), para lo cual se creó un *Grupo de Automatización* formado por equipos multidisciplinarios de operación, mantenimiento, control de pérdidas, diseño e informática. La autonomía de ese grupo le permitía definir parámetros, áreas de implantación, recursos, sistemas, técnicas operativas, etc., en fin todo en lo que se refiere a la automatización y, por consiguiente, el uso de convertidores de frecuencia. Curiosamente nadie del sector de planificación de la empresa fue involucrado en ese grupo de trabajo.

Los estudios que se iniciaron fueron motivados por:

1. Automatización de los CGD, con consecuente retirada de los operadores del local: La función de los operadores en esos locales es básicamente el accionamiento y la parada del sistema de descarga, además del control de los niveles operativos.

   La operación de accionamiento de bombas se realizaba con la válvula (cajón o mariposa) ajustable de las bombas inicialmente cerrada. Se conectaban las bombas que pasaban a descargar hacia el barrilete bloqueado, sólo entonces el operador procedía a la apertura gradual de la válvula hasta alcanzar el caudal deseado.

   En la parada el procedimiento era el inverso, es decir, con el sistema de bombeo que operaba se hacía el cierre gradual de la válvula aguas abajo de las bombas, bloqueando el flujo de las líneas o aductoras y sólo entonces se

desconectaban las bombas. Este procedimiento es extremadamente dañino a los materiales y a los equipos, principalmente este último, sin hablar del consumo innecesario de energía eléctrica, como ya se ha comentado previamente.

No siempre esa conducta operativa funcionaba bien, pues dependía y mucho de la profesionalidad del operador. Por tratarse de servicio esencial, con operación continua (24 horas) de los CGD, eran comunes las fallas que acababan por causar desborde de reservorios e imprecisión en la lectura de los datos (caudal, presión, niveles operativos, etc.), afectando así la rutina del Centro de Control Operativo (CCO). En este sentido, la automatización de los CGD permitió un control mejorado, seguro y eficaz de las unidades, reemplazando por informaciones *on-line* aquellas que eran hechas vía radio en intervalos de una hora.

2. **Control de Pérdidas:** Hecho originado del desborde de reservorios y depósitos, causado por fallas operativas reportado anteriormente, además del bombeo continuo, innecesario en horarios de bajo consumo, principalmente durante el período nocturno, donde se alimentan prácticamente fugas no aparentes.

3. **Transmisión de datos *on line* al CCO:** En el pasado esta información eran enviadas al CCO cada hora. Este espacio de tiempo provocaba una enorme laguna entre las lecturas lo que, en determinados casos, ocasionaba desabastecimiento, pues si alguna anomalía ocurriera en ese período o si los datos pasados verbalmente por radio por los operadores no estuvieran correctos, lo que tampoco era raro, acciones demandadas para la corrección tardaban horas, influyendo directamente en la distribución con falta de agua o poca presión hasta su total regularización.

4. **Reducción del bombeo en el horario pico:** Buscando la reducción de los gastos, principalmente con energía eléctrica para aquellas estaciones de bombeo con tarifa horario-estacional.

Como se ve el control, la eficiencia, la economía y la seguridad pueden ser señaladas como las principales razones que llevaron a CS1 a emplear convertidores de frecuencia.

Inicialmente, según informaciones del *Grupo de Automatización*, fueron varias las técnicas de aplicación de actuadores idealizados para la automatización, hasta por una ausencia mayor de conocimiento sobre el asunto.

Las primeras discusiones se dieron sobre la utilización de actuadores eléctricos instalados en válvulas ya existentes, *soft startery* convertidores de frecuencia. Se buscó entonces por informaciones a otras empresas y locales que utilizaban esa tecnología que pudieran ayudar en la elección del mejor camino a seguir dentro de las disponibilidades y necesidades del CS1.

En función de la experiencia observada en esas empresas, se llegó a la conclusión de que los actuadores eléctricos no serían una buena opción. Normalmente las válvulas que se adaptarían a este dispositivo eran antiguas o ya se encontraban muy desgastadas por el uso, necesitando así de mantenimiento o ser reemplazadas para que el sistema se hiciera adecuado para la acción realizada.

Con respecto a las otras dos opciones, *soft startery* convertidor de frecuencia, estas se mostraron viables económicamente con el abaratamiento de los componentes electrónicos y de su instalación, independientemente del uso operativo (por ejemplo, bombeo directo en la red de distribución a un depósito). De acuerdo con un miembro del *Grupo de Automatización*, vinculado a la Gerencia de Proyectos de la CS1, esa fue la primera discusión surgida en el campo de variación de velocidad.

El *soft starter* es un dispositivo para arranque de motores eléctricos, cuya principal característica es el control de la tensión sin que el torque sea constante en toda su gama de operación. Aunque, como el propio nombre dice (arranque suave), puede hacer también el desconectado de forma atenuada del sistema. El *soft starter* no varía la frecuencia.

La Figura 3.20 ilustra la curva corriente vs torque de un sistema de descarga dotado de un *soft starter*. El gráfico característico de este dispositivo muestra que a partir del 85% (en promedio) del torque, cuando la bomba comienza efectivamente a descargar, dependiendo de la inercia de la columna líquida aguas abajo, la corriente aumenta sensiblemente hasta provocar sobrecarga. Para situaciones, como los casos de columna líquida pequeña, el *soft starter* sería indicado. Más adelante se presentarán los criterios que la CS1 adopta como referencia para la instalación de*soft starter*. En cuanto al costo final, el *soft starter* es aproximadamente 50% más barato que el inversor de frecuencia.

El análisis en cuanto al uso del convertidor de frecuencia se basó fundamentalmente en características del sistema de bombeo, siendo:

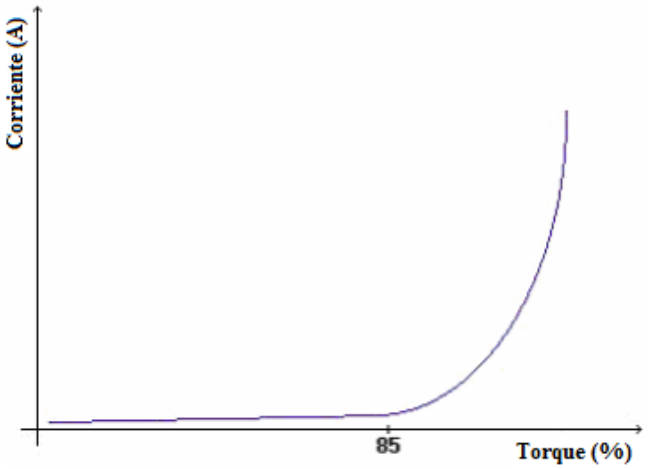


Figura 3.20 - Curva corriente vs torque de un sistema de descarga con *soft starter*.

- **Depósito con Entrada Superior (Control Manual):** En ese caso específico, el uso del convertidor de frecuencia es destinado simplemente al accionamiento y la parada de las bombas (On/Off), sin una variación de la frecuencia propiamente dicha. Su control se da a través de una lógica que impone cuál es la rampa de aceleración y desaceleración a ser empleada. La determinación de la rampa se realiza de forma empírica, limitada por los niveles máximo y mínimo del depósito en cuestión. Esta operación se controla a la distancia por el CCO.

- **Depósito con Entrada Inferior (Control Automático):** El Depósito trabaja como *sobra* siendo la descarga efectuada directamente en la red de distribución. Esta operación se limita al nivel máximo del depósito. En este caso, la variación de la velocidad con el empleo del convertidor de frecuencia es discreta.

Cuando la especificación de este dispositivo, la CS1 hizo la opción por algunos fabricantes, entre ellos: ABB, Siemens, Telemecanique, Eaton y Toshiba. Esta opción se dio por informaciones obtenidas junto al área de mantenimiento, en específico, del sector de mantenimiento eléctrico, a partir de historiales de equipos de los fabricantes ya empleados en la empresa. No se consideraron como proveedores los fabricantes que presentaron problemas de asistencia técnica.

Según la Gerencia de Mantenimiento de la empresa, esta preferencia inicial fue reemplazada a lo largo del tiempo preferentemente por fabricantes nacionales, que mejoraron sus equipos de calidad, haciéndolos extremadamente competitivos con los competidores internacionales.

Esta gerencia cita como ejemplo, el costo de un convertidor para un motor de 50 CV. El similar nacional tendría un valor aproximado de 50% menos que el importado. Esta diferencia se observa también en los costos de mantenimiento, que serían del orden del 20% del valor que se gastaría con un aparato importado.

Otro factor relevante en cuanto a la disponibilidad de piezas y materiales, que para los fabricantes nacionales, dependiendo del caso, pueden encontrarse para pronta entrega, no siendo el caso, por regla general, de los equipos importados.

En los días actuales el costo final de un convertidor de frecuencia se ha reducido bastante. La Figura 3.21 presenta en un gráfico la relación del costo de un convertidor por la potencia del motor eléctrico para las tres bandas de tensión más utilizadas (220, 380 y 440 V). Los elementos considerados por CS1 como los más relevantes en la elección de un convertidor de frecuencia son:

- Potencia del inversor de frecuencia: Tiene relación directa con la potencia del motor;
- Corriente del convertidor de frecuencia: También tiene relación directa con la corriente del motor, que en muchos casos son viejos. No es raro encontrar motores en operación con edad superior a 30 años;
- Temperatura de funcionamiento del convertidor de frecuencia: 45ºC. Esta imposición se basa en el hecho de la pérdida de potencia con la temperatura. Así, por ejemplo, un motor de 20 cv acoplado con un convertidor de frecuencia, con una temperatura de funcionamiento estimada de 30ºC, que pierde 5 cv de potencia cada 5ºC de aumento sobre la temperatura de trabajo, para una temperatura en ambiente confinado una caseta de bombas de 45ºC, necesitaría un equipo para 35 cv;

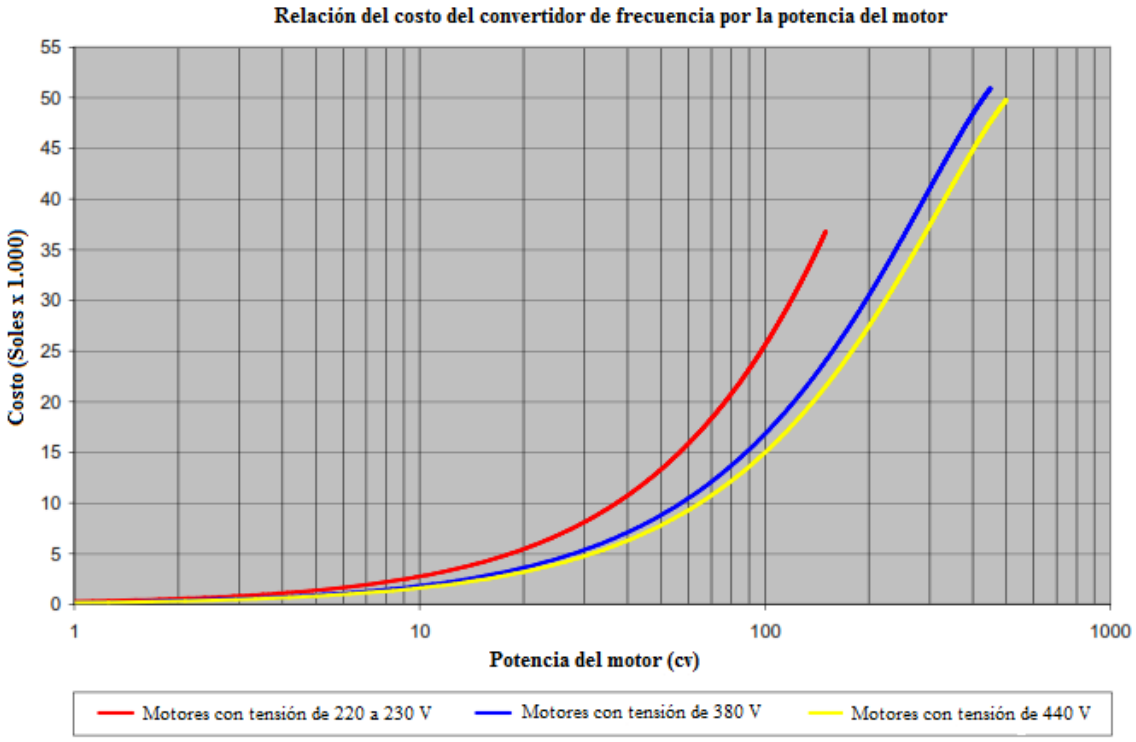


Figura 3.21 - Relación del costo del convertidor de frecuencia por la potencia del motor.

- Distorsión por frecuencias armónicas en la tensión de entrada (Figura 3.22): Los armónicos son voltajes y frecuencias libres de corrientes que alteran la onda senoidal normal cuando se combinan. Las más comunes fuentes de distorsiones armónicas son equipos electrónicos utilizando suministro de potencia conmutada, también llamadas *cargas no lineales*, como es el caso del convertidor de frecuencia. Encargas no lineales la corriente no varía suavemente con el voltaje como sucede en las cargas resistivas simples y reactivas. En este caso, a cada conmutación se genera un pulso de corriente, teniendo como resultado final un espectro de frecuencias armónicas. La distorsión verificada en el voltaje es resultado de la distorsión en la corriente reaccionando con la impedancia del sistema, que nada más es que la medida total de la resistencia, la capacitancia y la inductancia en oposición al flujo de corriente alterna. En general, estos armónicos son múltiples de la frecuencia

fundamental, es decir, siendo la frecuencia nominal de la red 60 Hz, el 3er armónico será 180 Hz (3 x 60 Hz), el 5to armónico 300 Hz (5 x 60 Hz) y así por delante. El 3er armónico y sus múltiplos son el mayor problema en circuitos de fase única. La corrección de la distorsión armónica puede ser hecha a través de la instalación de filtros activos, filtros pasivos, aislamiento de los transformadores, transformador atenuador de armónicos y sistema de supresión de armónicos. Finalmente, la mejor manera de lidiar con ese tipo de problema es prevenirse contra él, eligiendo adecuadamente los equipos y evaluando minuciosamente las instalaciones.

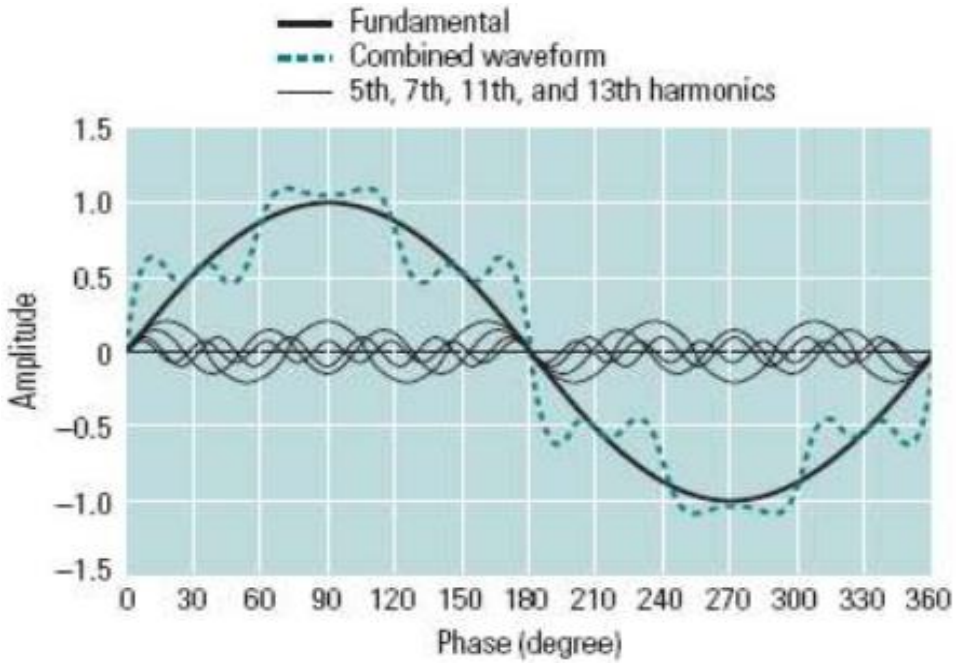


Figura 3.22 - Distorsión provocada por frecuencias armónicas.

En cuanto a los tipos de convertidores, el *Grupo de Automatización* de CS1 clasificó a los convertidores de ajuste Escalar como funcional, pero en la actualidad está en desuso (tecnología antigua) y los precios, actualmente se comparan a los convertidores de ajuste Vectorial. Algunos fabricantes disponen de los dos tipos de control incorporados a un mismo modelo, correspondiendo al usuario hacer la selección en la parametrización.

El mismo *Grupo de Automatización* todavía estableció, en conclusión a los estudios que se desarrollaron, los criterios que determinan la elección entre convertidor de frecuencia y *soft starter*, son los siguientes:

- Para Bombas con Potencia <5 cv: No se aplica ninguno de los dispositivos y el arranque es directo sin utilizar incluso una válvula aguas abajo;
- 5 cv $\leq$ Potencia de la Bomba $\leq$ 40 cv: Se emplea el *soft starter* desde que la columna líquida aguas abajo de la bomba no provoque una presión luego en la salida de descarga por encima de 40 mH_2O;
- Para Bomba con Potencia> 40 cv: El convertidor de frecuencia siempre se aplica.

Cabe señalar que esos criterios son inminentemente empíricos, definidos a partir de un historial y de la realidad de la empresa y aplicados únicamente en sistemas de agua de alcantarilla. Casos particulares para el uso exclusivo de los convertidores de frecuencia, también definidos por el grupo, independientemente de los criterios arriba mencionados son:

- Control de presión, caudal, nivel, etc.
- Columna liquida por encima de 40 mH_2O.

Basado en la información y los criterios definidos por CS1, a través de su *Grupo de Automatización*, se presentará a continuación el estudio sobre la implantación del convertidor de frecuencia en la sub aductora *Este* a título de ejemplo.

Esa sub aductora en especial era un verdadero desafío para la compañía, pues se trataban de bombas de 300 cv con gran variación de altura manométrica (H_{man}), entre 10 y 70 mH_2O.

La operación normal de esta aductora se daba a partir del estrangulamiento de una válvula de mariposa en la salida de la descarga, teniendo como principal

referencial la *Caseta de Bombas CRD 1* (CRD1) que es alimentada por la citada Sub-Aductora. En este sentido, el operador de la *Caseta de Bombas 2* (CB2) - salida de descarga de la empresa *Este*, se comunicaba con el operador de la CRD 1 vía radio y, en función de las informaciones recibidas, se hacía la graduación de la apertura de la válvula y por lo tanto, el caudal a fin de satisfacer las necesidades operativas de ese Centro de Reservación y Distribución (CRD). Se tenía todavía como referencia un manómetro en la salida del bombeo, luego después de la válvula mariposa, donde por criterios empíricos, se mantenían las presiones variando entre 20 y 30 mH_2O. Esta Sub-Aductora presenta puntos de una distribución directa de agua para varios barrios, lo que es complicado bajo el punto de vista operativo. La Figura 3.23 ilustra la topología de la empresa *Este*.

Por lo tanto, se optó por la colocación de un único convertidor que controlaría la operación de los dos conjuntos moto-bomba en la CB2, recibiendo información de un punto de control (*set point*) remoto situado en la llegada de la derivación de la empresa *Este* para el Centro de reservación y distribución CRD 1 (caja de succión). Como criterio se estableció que la presión en ese punto podría ser inferior a 15 mH_2O.

Definido el desafío, se partió entonces para el levantamiento de las características del sistema operativo. Como primer paso se realizaron levantamientos del sistema de bombeo (curva de la bomba, rendimiento, etc.) a través del catálogo del fabricante y de la curva real obtenida a través de las mediciones en campo. Al analizar estas curvas se notó una buena variación de la altura manométrica en función de los caudales dictados por el sistema a lo largo del día, lo que es un buen indicador para el empleo de convertidores de frecuencia.

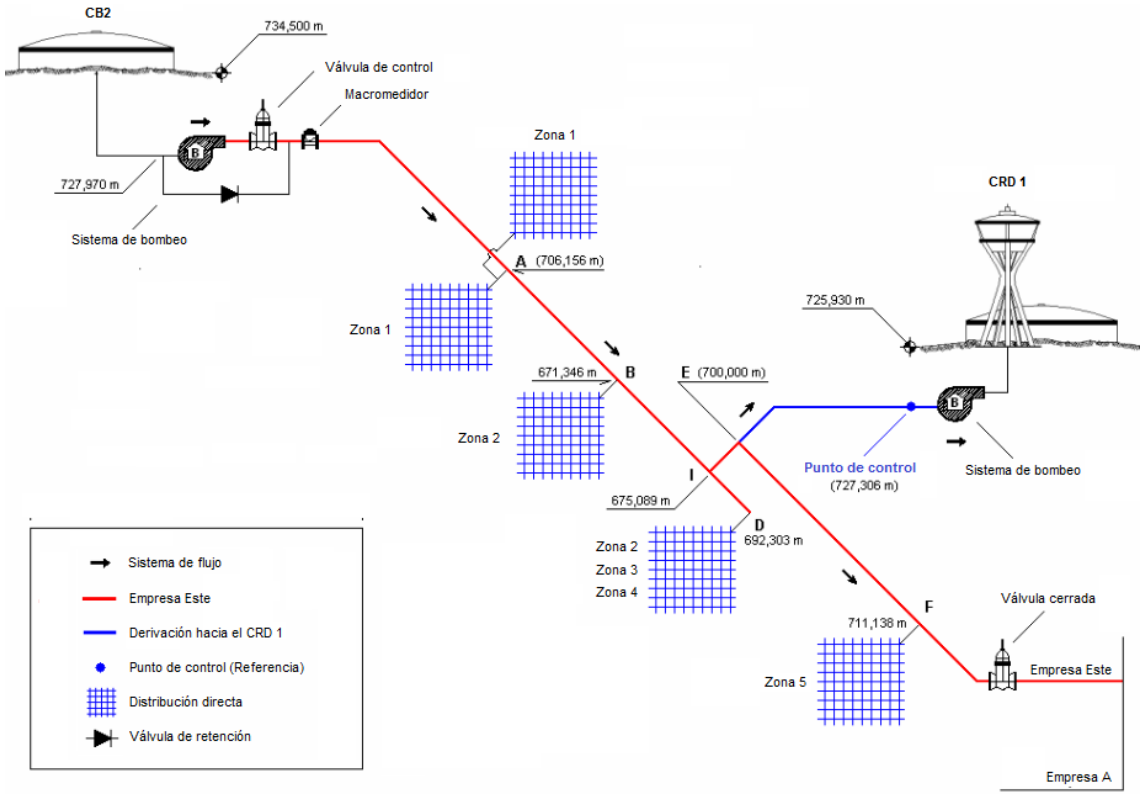


Figura 3.23 - Topología del sistema de la empresa *Este.*

En el paso siguiente, los técnicos verificaron la validación de las Ecuaciones de las Leyes de la Semejanza para Máquinas Hidráulicas (ecuaciones de 3.1 a 3.3), con la finalidad de identificar los problemas de deslizamiento u otras diferencias que pudieran comprometer el estudio. Para eso se utilizó el Centro de Reservación y distribución CRD 2 donde hay bombas menores ($P_{bomba} = 60\ cv$), pero con características similares y con convertidor de frecuencia ya instalado. Los resultados verificados, analizando los valores medidos y calculados, fueron relativamente cercanos entre las dos situaciones, lo que dio al grupo cierta seguridad y confiabilidad en el uso de estas ecuaciones.

Se volvió entonces a la empresa *Este*, donde se levantaron todos los parámetros del sistema con relación a la bomba. Los elementos más relevantes fueron: la presión de descarga en la salida de la bomba y antes de la válvula de estrangulamiento, la presión de descarga inmediatamente después de la válvula,

la curva de caudal del sistema a lo largo del día medida a través de un macro-medidor con salida pulsada en la sub-aductora y la presión a la llegada del CRD 1, considerado en este estudio punto crítico del sistema. Las Figuras 3.24 y 3.25 ilustran estos levantamientos.

En la Figura 3.26 se calcularon e insertaron las curvas de la bomba para diferentes rotaciones a partir de la nominal con la ayuda de las Leyes de Semejanza, junto con la curva de demanda media horaria del sistema. Al realizar un análisis crítico de los datos de esta figura, se ve claramente que el sistema de bombeo trabaja como máximo al 85% de la rotación nominal para atender el caudal requerido. Otra conclusión importante es en cuánto el rango de operación de los caudales requeridos a lo largo del día, que en aproximadamente el 67% de los casos, está contenida entre 60 a 80% de la rotación del motor.

Además, esta figura permite, aunque de forma superficial, la evaluación entre los valores puestos a disposición por la bomba y aquellos efectivamente requeridos por el sistema. Solamente en esa comparación es posible vislumbrar el ahorro en potencial con el uso de un convertidor de frecuencia en ese sistema. Cabe aquí señalar que ese sistema para por gravedad una parte de la madrugada, donde el grupo en operación es desconectado.

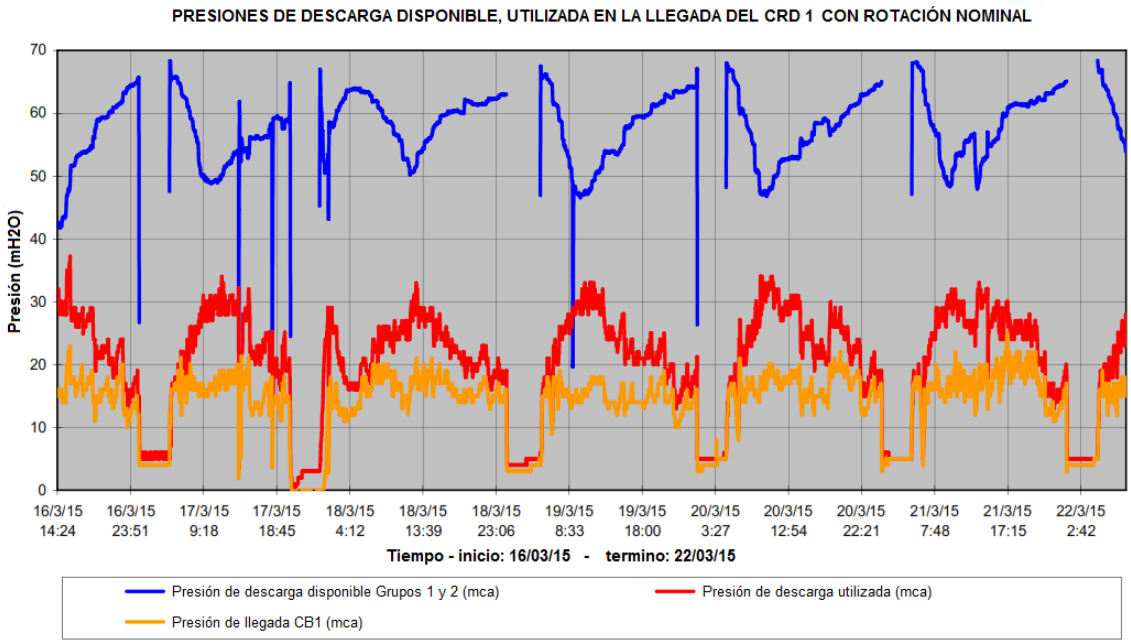


Figura 3.24 – Presiones disponibles en la salida de descarga, en la llegada del CRD 1 con la empresa *Este* operando con rotación nominal.

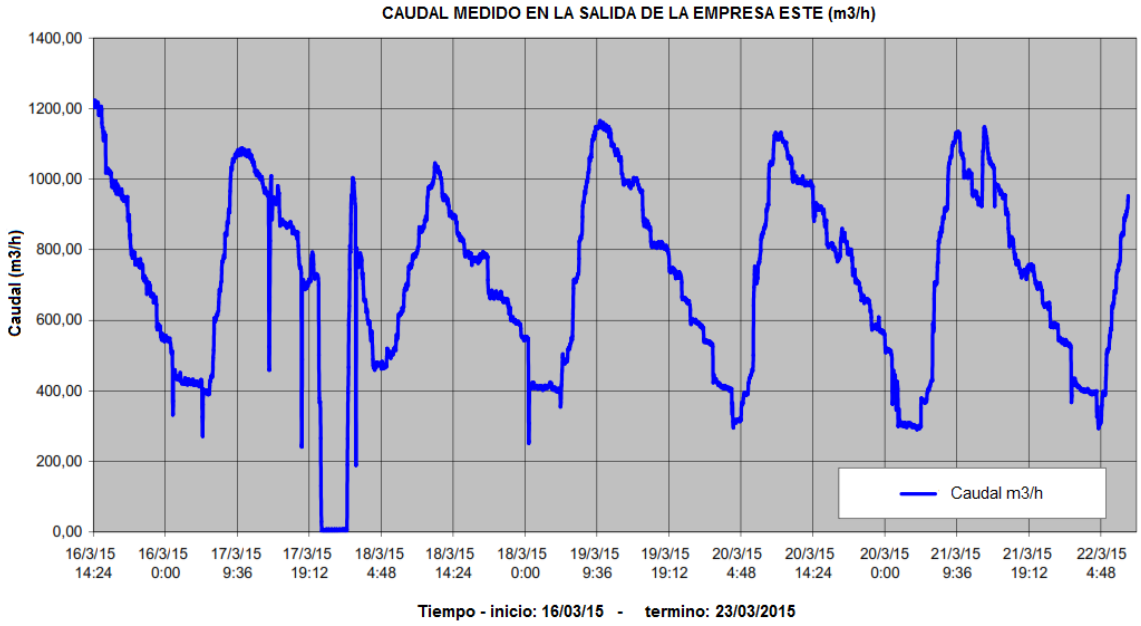


Figura 3.25 – Caudal medido en la empresa *Este*.

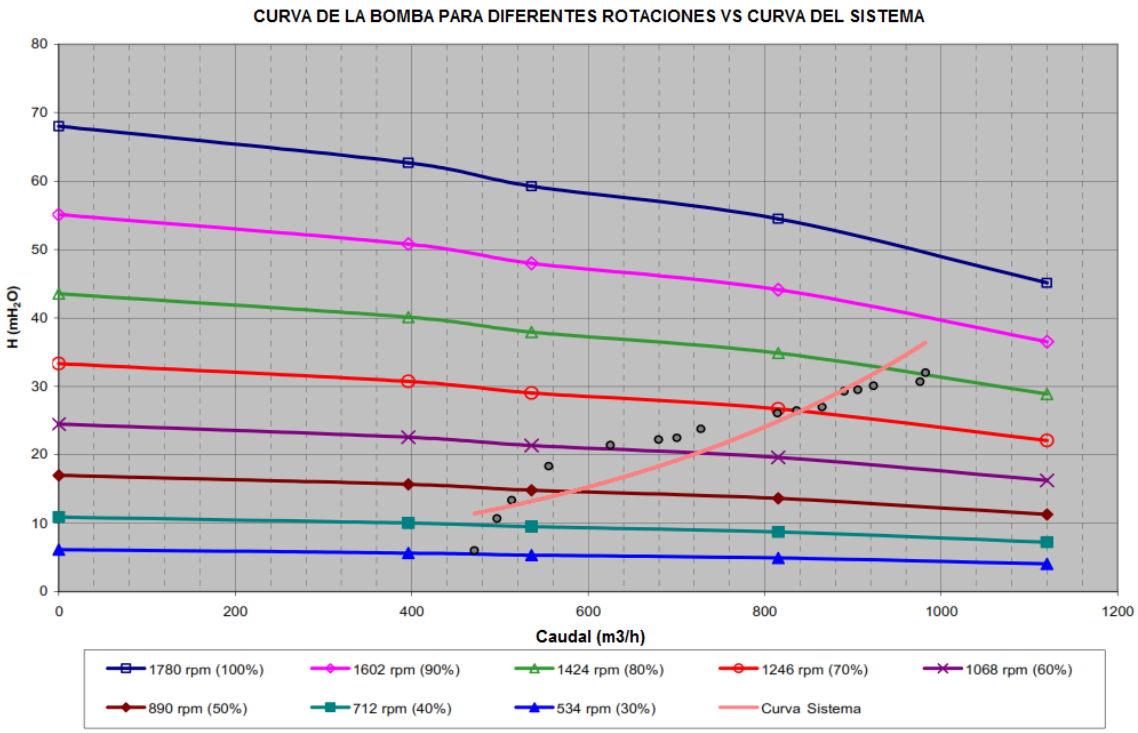


Figura 3.26 – Curva de la bomba para diferentes rotaciones vs curva del sistema (empresa *Este*).

La Figura 3.27, que presenta las rotaciones con que el sistema de bombeo opera a fin de atender la demanda de un día típico, evidencia bien esta evaluación, observando que el tiempo fue discretizado en intervalos de una hora, donde se tomó el promedio de las revoluciones de cada período. Esta evaluación permite vislumbrar las posibilidades de ganancia tomándose la relación entre la rotación y la potencia de las Leyes de la Semejanza.

De acuerdo con el *Grupo de Automatización*, la recomendación de los fabricantes de convertidores es que la mínima rotación del motor eléctrico sea del 50% de su rotación nominal, pues para rotaciones inferiores los motores pueden sufrir problemas en su refrigeración provocando el calentamiento. En la literatura se verifica una sugerencia similar, donde se tiene como regla práctica limitar el caudal mínimo a valores no inferiores al 25% - 30% del caudal correspondiente a su

punto de mejor rendimiento en la rotación máxima recomendada. Además de eso, otros problemas se apuntan en la operación de bombas con bajos caudales, como la vibración y el ruido.

3.5.2 CS2

Las primeras discusiones sobre el tema del empleo de variadores por la CS2 se realizaron en la década de los 70, donde surgieron propuestas de bombeo directo en las redes de distribución sin la utilización de reservorios en zonas altas. El crecimiento de la empresa llevó a la CS2 a que se subdividiera en unidades de negocios, pasando a tener cada una de ellas una vida propia, es decir, cuerpo técnico, sectores administrativos, operativos, mantenimiento, etc.

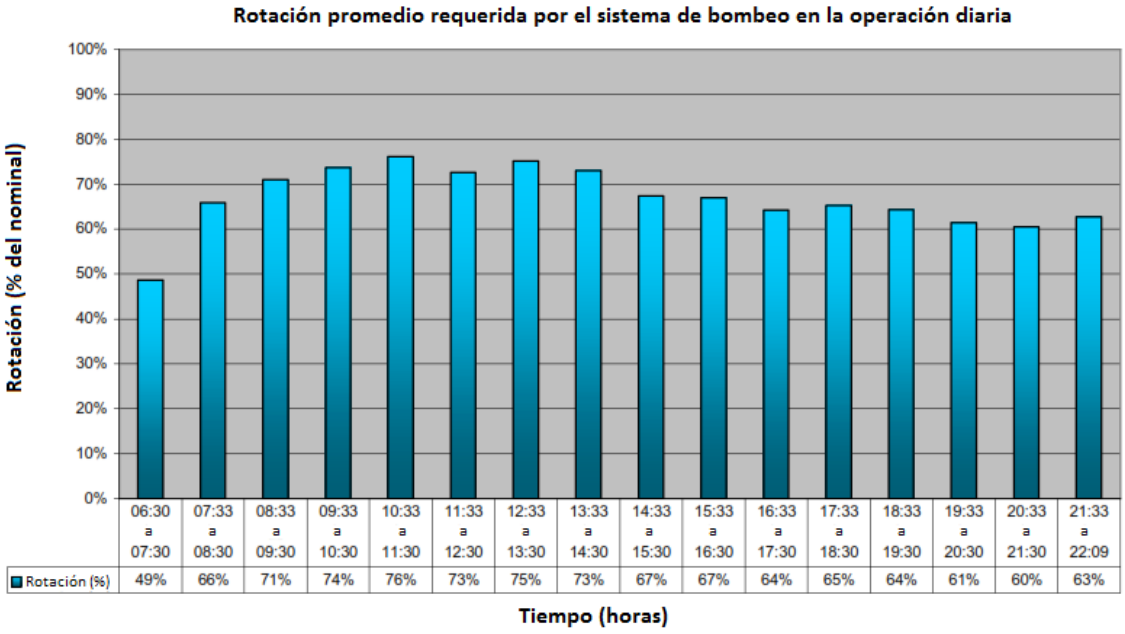


Figura 3.27 – Rotación media requerida por el sistema de bombeo en un día típico. (Empresa *Este*).

El contacto mantenido en este estudio se dio con el *Departamento de Gestión de Energía*, órgano subordinado al *Departamento de Mantenimiento* del gobierno

local. Aunque este departamento es específico de una de las cinco unidades de negocio (Norte, Sur, Este, Oeste y Centro), dada su importancia, el mismo presta asesoría a las demás unidades de la empresa en la localidad y de toda la región.

En relación al gobierno local, todo el control del macro sistema es hecho por un CCO único, mientras que el micro sistema es controlado por CCO regionales. Dentro de cada unidad aún existe una división llamada *División Técnica de Agua*, que en realidad es quien planea, proyecta e idealiza los ajustes necesarios para el sistema local, incluidas las cuestiones referentes al *soft startery* convertidores de frecuencia. Como se puede ver, cada unidad tiene un historial sobre la evolución de los estudios de variación de velocidad. En particular, la unidad visitada tiene estudios a partir de la década de los 90.

Los primeros variadores empleados en la CS2 fueron los *hidrocinéticos*, cuyo principio de funcionamiento se basa en un eje de entrada con rotación fija y un eje de salida en el cual la rotación varía linealmente de cero hasta una rotación muy próxima a la del eje de entrada. A partir de mediados de la década de los 90s comenzaron a ser utilizados los *soft starter* y el convertidor de frecuencia en sustitución de los *variadores hidrocinéticos*. El uso pasó a ser a gran escala, siendo empleados a partir de *Boosters* móviles,equipados con motores de potencia relativamente pequeños. (a partir de 7,5 cv, con casos de potencias de 5 cv).

Este empleo se justificó, según el *Departamento de Gestión de Energía*, en función de los antiguos *Boosters* móviles, que estaban dotados de variadores hidrocinéticos (variadores mecánicos) responsables de la distribución en marcha y control de la presión, cuyo consumo de energía eléctrica era tan elevada como si la bomba mantuviera rotación plena, además de los mantenimientos requeridos por el alto desgaste impuesto a esos equipos.

Según la información recogida en la *División de Mantenimiento Norte*, las cuatro grandes razones para la implementación de convertidores de frecuencia en el sistema de distribución de CS2, fueron:

1. Necesidad de que líneas de descarga operen con distribución en marcha;
2. Ahorro de energía eléctrica;

3. Disminución del mantenimiento de los equipos;
4. Mejora operativa, evitando principalmente golpes y transitorios como, por ejemplo, en el accionamiento y en la parada de bombas.

En líneas de descarga con bombeo exclusivo para depósitos y sin derivaciones, el CS2 no hace uso de convertidores de frecuencia, es decir, se aplican sistemas de bombeo convencional con rotación fija. En estos casos, son usualmente empleadas Válvulas de control automáticas (VCA) de control de altitud en conjunto con un presostato o un Controlador Lógico Programable (CLP), que transmitirá información al sistema de bombeo dotado de un *soft starter,* haciendo la parada o el accionamiento del mismo.

Todo el sistema operativo de la empresa ya está automatizado desde la década de los 80, en un programa denominado *Sistema de Control Operativo del Abastecimiento* - (SCOA), siendo el control efectuado por el CCO. Más recientemente, con la aplicación en muchos casos de los CLP, las interferencias de los operadores se han minimizado.

En síntesis el control, la eficiencia y la economía, son los principales motivos que llevaron a la empresa a invertir en ese proceso. Básicamente los mismos motivos señalados por la CS1.El criterio básico de uso establecido es el de que siempre que haya distribución en marcha, se emplea el convertidor de frecuencia, independiente del tipo, características, potencia, etc., del sistema de bombeo en análisis. Con respecto al *soft starter*, el mismo es indicado exclusivamente para el arranque y la parada de bombas en líneas o sub aductoras con bombeo directo para reservorios o ETA (Estaciones de Tratamiento de Agua).Cuando se evalúa el empleo de convertidores de frecuencia, se elaboran los levantamientos de la curva del sistema junto con los técnicos de agua (encargados y los operadores que efectúan maniobras en campo) o de pitometría. La información relativa a las presiones a lo largo del sistema de distribución en puntos críticos se obtienen con la ayuda de *data loggers*, y sirven como factor de balizamiento para decisión en cuanto al uso o no del convertidor. La curva de la bomba también se levanta.

La mayoría de las veces, según la *División de Mantenimiento Norte*, no se comparan las curvas de la bomba para diferentes rotaciones con la del sistema, a fin de verificar el rango de rotación donde la bomba funciona. Esto sólo se realiza en casos de operación con dos o más bombas.

De acuerdo con informaciones del *Departamento de Gestión de Energía*, al principio cabía a cada unidad de negocio, la opción por la utilización de variadores de velocidad y hacer todas las especificaciones técnicas del equipo. Con el tiempo se creó en la empresa un *Grupo de Estandarización de Equipos Eléctricos*, el cual es el responsable por la creación de las especificaciones estándares a partir de la consolidación de las experiencias de cada unidad. Actualmente este grupo trabaja en el desarrollo de especificaciones para toda la empresa, en una forma de estandarización.

El consumo total de energía eléctrica de la CS2 en el año de 2016 fue del orden de 2045 GWh, lo que representó el 3% del total de la energía eléctrica consumida en toda la localidad (Figura 3.28). De ese total consumido, las unidades de negocio de la empresa en la Región, fueron responsables por 1480 GWh, lo que significa sólo el 72% del total, o mejor aún, solo esas unidades localizadas en la región, responden por casi el 2% del total de la energía eléctrica consumida en la región.

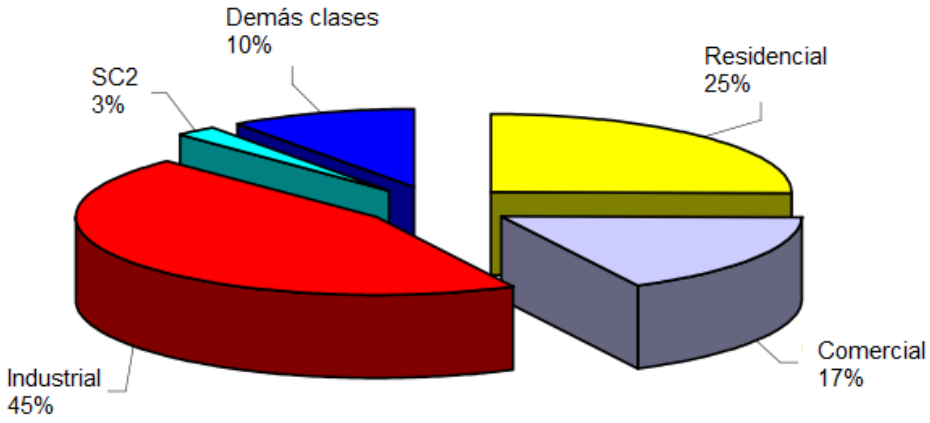


Figura 3.28 - Participación del CS2 en el consumo estatal de energía eléctrica en el año de 2017.

Aún es posible verificar que, del período de 2013 al 2017, hubo un crecimiento anual del 2,9% en el consumo de energía eléctrica, en promedio (Figura 3.29). En el mismo período, los costos tuvieron una oscilación mucho más significativa, habiendo registrado en promedio, un aumento anual en el costo de la energía eléctrica del orden del 21,7% (Figura 3.30). Esto se tradujo en un gasto que alcanzó, sólo en el año 2017, en la CS2, la astronómica cifra de S/. 322,8 millones.

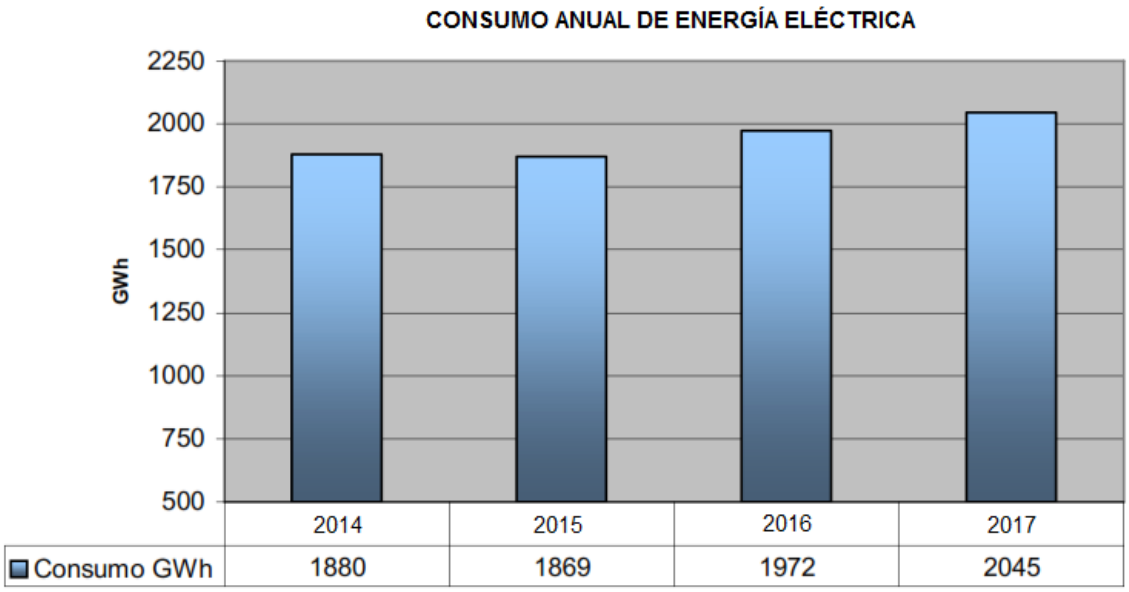


Figura 3.29 - Consumo anual de energía eléctrica de CS2.

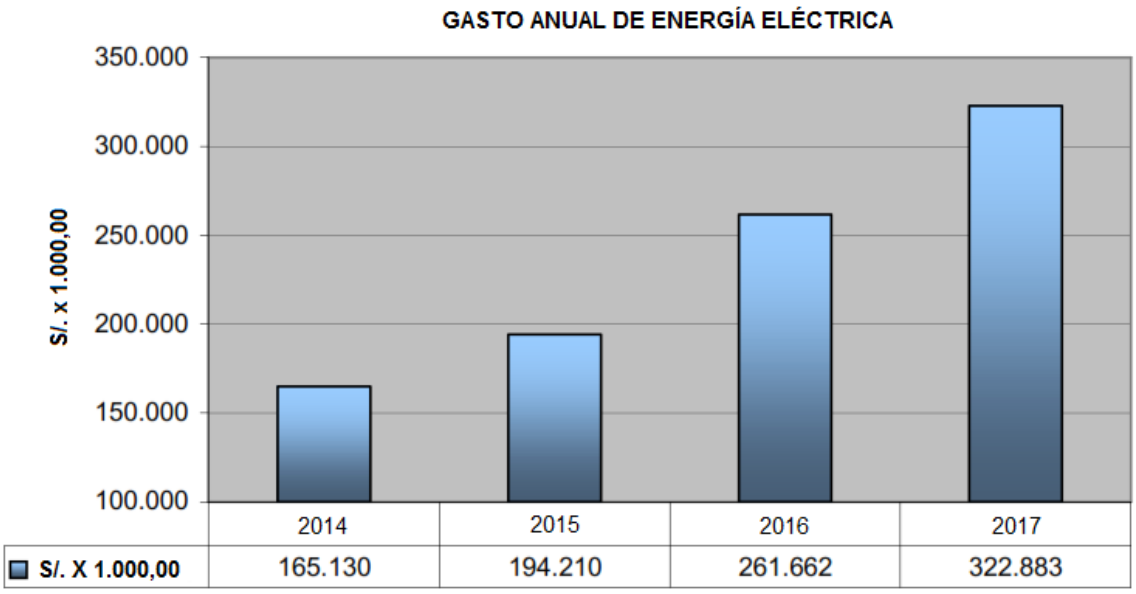


Figura 3.30 - Gasto anual contabilizado con energía eléctrica en la CS2.

Curiosamente, eso ocurre con una reducción del consumo de energía eléctrica del orden del 0,2%, comparativamente al mismo periodo de 2017 que fue fruto de los resultados alcanzados con las inversiones realizadas en un programa de eficiencia energética.

A partir del 2017 la CS2, con el objetivo de mejorar la eficiencia energética de sus sistemas, inició el desarrollo de tres programas:

1. Programa BID: Aplicación de US $ 187 mil para estudios de mejora de la eficiencia energética.
2. Programa de conservación y uso racional energía eléctrica y agua en el sistema de distribución de agua.
3. Programa de reducción de gastos de energía eléctrica.

Específicamente el Programa BID, proporcionó una reestructuración en la zona alta del Sector 1 y será presentado a continuación como modelo a modo de ejemplo. Las principales intervenciones hechas en este sistema fueron:

- Sectorización entre las zonas alta y baja.
- Sustitución de los conjuntos moto-bomba por nuevos y de menor potencia.
- Adaptaciones hidráulicas e instalación de convertidor de frecuencia en uno de los conjuntos.
- Desconexión de un conjunto moto bomba en el horario punta.
- Recontratación de la demanda de potencia.
- Instalación de un sistema de automatización local y monitoreo remoto en el CCO para la optimización de la operación.

El primer paso influyente en ese trabajo, se nota con la separación y el aislamiento de las zonas alta y baja que componen el Sector 1. Queda evidente que esta etapa es de fundamental importancia, pues a partir de su implementación fue posible reevaluar y redimensionar el sistema de bombeo.
El sistema de descarga estaba compuesto, característicamente por (Figura 3.31):

- 2 conjuntos moto-bomba de 200 cv;
- 2 conjuntos moto bomba de 100 cv;
- 1 conjunto moto bomba de 100 cv (reserva);
- Demanda contratada de 480 kW en el horario punta y 500 kW en el horario fuera de punta;
- Sistema de Tarifación Horario-Estacional - Azul (Tarifa A_4).

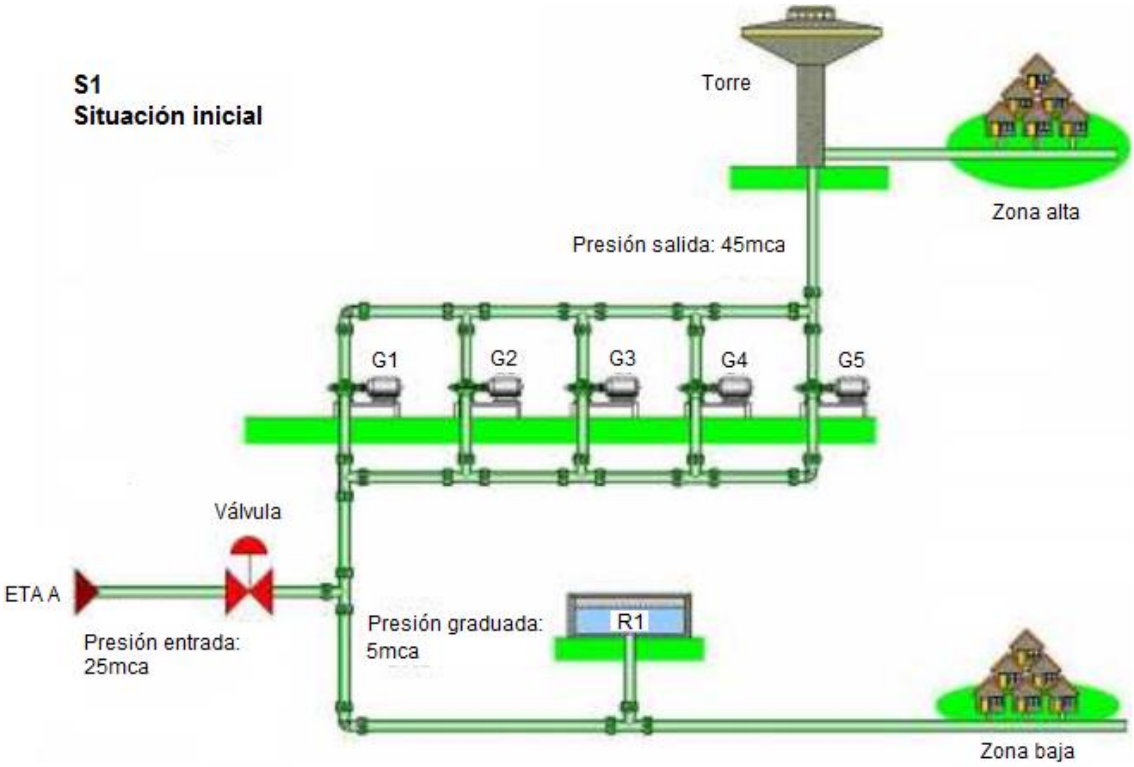


Figura 3.31 - Situación inicial del Sector 1.

En un segundo momento, ya se ha establecido un nuevo límite de abastecimiento, se ha comprobado la real necesidad de abastecimiento, lo que proporcionó la sustitución de los conjuntos moto-bomba existentes en el local y la readecuación de varios factores operativos con pequeñas adaptaciones hidráulicas en el sistema de redes.

La nueva configuración del sistema de descarga quedó así establecida (Figura 3.32):

- 3 conjuntos moto-bomba de 100 cv;
- 1 conjunto moto bomba de 100 cv (reserva);
- Demanda recontratada de 180 kW en el horario de punta y 270 kW en el horario fuera de punta;
- Sistema de Tarifación Horario-Estacional - Azul (Tarifa A_4).

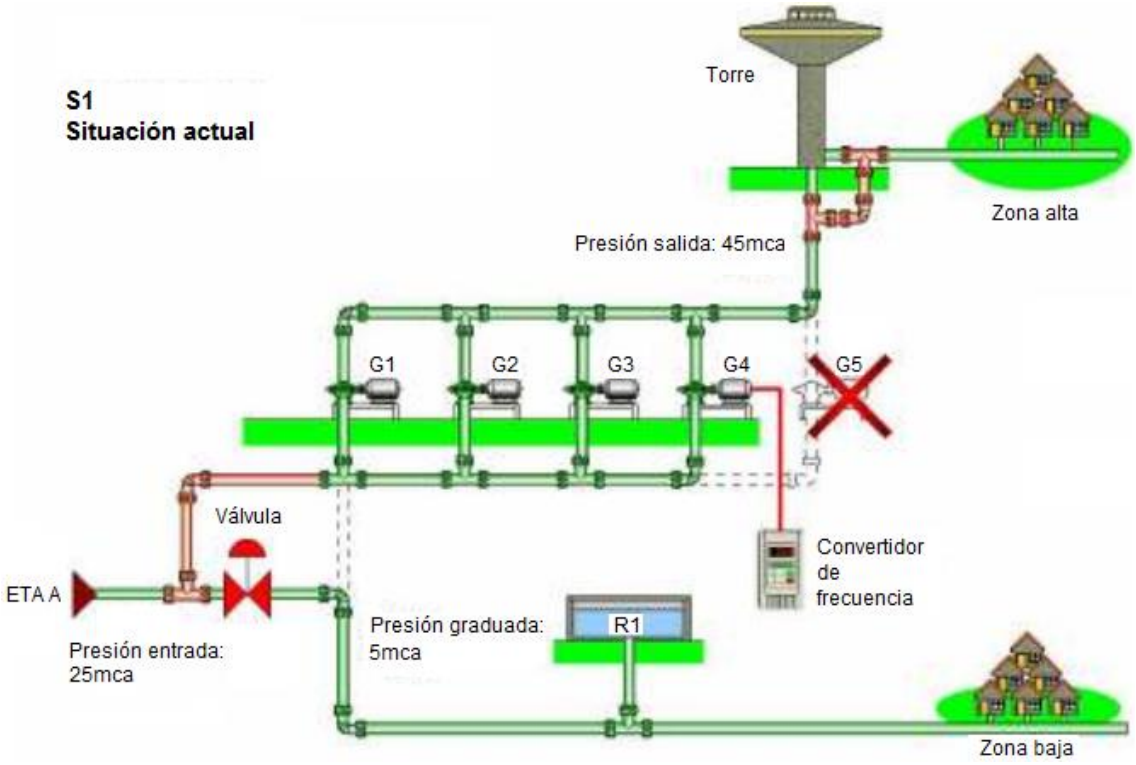


Figura 3.32 - Situación final del Sector 1.

Entre las adaptaciones operativas en el sistema hidráulico, se ven tres con bastante significado práctico. La llegada al sistema de bombeo pasó a venir directamente de la ETA A, y no más a partir de una válvula de control. Con la reestructuración, los conjuntos moto-bomba fueron reducidos en cantidad y potencia, siendo que uno de ellos fue dotado con convertidor de frecuencia que de cierta forma flexibiliza y mucho la operación de la estación. Y, finalmente, fue interconectada la llegada con la salida del depósito elevado, haciendo que el mismo pase a trabajar como "sobra" con las bombas descargando directamente en la red de distribución. Esta es una práctica muy común hoy en día en los sistemas de abastecimiento, debido a la baja capacidad de reservación de los depósitos elevados y el ahorro que se hace con el bombeo directo en la red, que demanda una potencia relativamente menor. Sugerencia semejante ya se verificaba en la década de los 70.

El resultado final de este trabajo de reestructuración del Sector 1 proporcionó un ahorro de energía eléctrica de 100 mil kWh/mes, representando una reducción de gastos del orden de S/. 29 mil/mes. El volumen macro medido, como era de esperar, también se redujo en un 17%, principalmente en virtud de la nueva sectorización.

3.6 ESTRUCTURA DE LA TARIFA ELÉCTRICA

La política tarifaria de energía eléctrica siempre ha sido una cuestión muy presente en las discusiones por tratarse de un indicador económico y social. De un lado de esta discusión se encuentran las concesionarias, donde el interés en el asunto se da por el equilibrio financiero, la rentabilidad y el flujo de caja. En el lado opuesto, deforma hasta antagónica, se encuentran los consumidores, cuya preocupación se basa directamente en el costo mensual de la energía eléctrica y cuanto representa en sus costos totales.

En primer lugar, la cuestión tarifaria fue tratada en nuestro país a principios del siglo pasado como una manera de viabilizar la expansión y el crecimiento nacional. Para que empresas extranjeras ingresen en el país fue necesaria garantía y protección en los contratos de la época, principalmente en cuanto a la inestabilidad que la moneda nacional demostraba en el escenario mundial. Uno de los instrumentos utilizados para disminuir la inseguridad que la economía nacional pasaba a las empresas extranjeras del ramo, fue la introducción de una cláusula, donde las tarifas se componían en moneda de papel o en oro.

A partir de allí lo que se vio fue una fuerte presencia del Estado en el control y gestión del sector, primero con la publicación del *Código de las Aguas*, donde estaban dispuestas reglas para el uso, aprovechamiento, concesión, etc., de los recursos hídricos del país, entre ellos la destinación para fines energéticos. En concreto, los artículos de dicho decreto, disponen, aunque de forma primaria, sobre los servicios de energía eléctrica y sus tarifas, estableciendo un órgano competente para gestionar la cuestión. Después, en un segundo momento, con la

reglamentación de los servicios de energía eléctrica por la División de Aguas, se creó el régimen tarifario de servicio por el costo.

Más adelante en la década de 1970, se intentó establecer una ecualización de las tarifas. La fijación de ellas a lo largo de los años acabó sirviendo, en manos del gobierno, como instrumento económico y anti-inflacionario, lo que culminó con el endeudamiento de muchas empresas y una crisis financiera sin proporciones en el sector.

En la década de los 90s se inicia una nueva fase en el sector con un nuevo sistema de tarifas, buscando su recuperación. Se extinguió entonces el régimen de remuneración garantizada y la ecualización tarifaria, eligiendo un nuevo órgano que debería gestionar los recursos, entre otros, del programa de conservación de energía eléctrica. La recuperación del desfase tarifario se haría cada tres años con base en los costos de las empresas concesionarias.

La política arancelaria se ha modificado sistemáticamente en los años siguientes, tanto en función de las evoluciones y cambios producidos en le economía nacional. En concreto, se estableció la condición de no poder ocurrir reajustes tarifarios en plazo inferior a un año.

En cuanto a la revisión y al reajuste de precios y valores de tarifas de energía eléctrica, hoy en día se disponen de tres mecanismos para este fin.

- **Reajuste Tarifario Anual (IRT):** Tiene por objetivo restablecer anualmente el poder de compra de los ingresos obtenidos por el concesionario. Este índice de reajuste se obtiene por la variación del *Índice General de Precios Medios* (IGP-M) observada en los 12 meses anteriores a la fecha del reajuste y aplicados a las tarifas en la "*Fecha de Referencia Anterior*";
- **Revisión Tarifaria Periódica:** Tiene por objetivo analizar el equilibrio económico-financiero de la concesión, es decir, se dan más en el ámbito gerencial y ocurre en general cada 4 años;

- **Revisión Tarifaria Extraordinaria:** Tiene por objetivo la reevaluación de las tarifas practicadas, en cualquier momento, por solicitud de las concesionarias, con el objetivo de mantener el equilibrio económico-financiero del contrato.

Para el efecto de normalización el sector eléctrico pasó a contar con aquel que tal vez sea el más importante instrumento regulatorio, el cual discursa sobre todas las condiciones referentes al suministro de energía eléctrica en el país.

Con el fin de comprender mejor el sistema tarifario, se hace necesaria la definición de algunos términos técnicos muy utilizados en esta área. Entre todos los términos técnicos, los más significativos desde el punto de vista del enfoque de la presente Tesis, se presentan a continuación:

- **Demanda:** Es la media de las potencias eléctricas activas o reactivas, solicitadas al sistema eléctrico por la porción de carga instalada en operación en la unidad consumidora, durante un intervalo de tiempo especificado.
- **Demanda Contratada:** Es la demanda de potencia activa a ser obligatoria y continuamente disponible por la concesionaria, en el punto de entrega, según el valor y período de vigencia fijados en el contrato de suministro y que deberá ser íntegramente pagada, siendo o no utilizada durante el período de facturación. Usualmente se expresa en kilovatios (kW).
- **Demanda de rebasamiento**: Parte de la demanda medida que excede la demanda contratada, expresada en kilovatios (kW).
- **Demanda Medida:** Mayor demanda de potencia activa, comprobada por medición, integrada en el intervalo de 15 minutos durante el período de facturación, expresada en kilowatts (kW).
- **Energía Eléctrica Activa:** Energía eléctrica que puede ser convertida en otra forma de energía, es decir, es la energía capaz de producir trabajo. Expresa normalmente en kilowatts-hora (kWh).
- **Energía Eléctrica Reactiva :**Es la energía eléctrica que circula continuamente en todos los campos eléctricos y magnéticos del sistema de corriente alterna

sin producir trabajo, expresada normalmente en kilovoltios-amperios-reactivos-hora (kVArh).

- **Estructura Tarifaria Convencional :**Es caracterizada por la aplicación de tarifas de consumo de energía eléctrica y/o demanda de potencia independientemente de las horas de utilización del día y de los períodos del año.
- **Estructura Tarifaria Horario-Estacional:** Es caracterizada por la aplicación de las tarifas diferenciadas de consumo de energía eléctrica y/o demanda de potencia de acuerdo con las horas de utilización del día y de los períodos del año, conforme especificación a seguir:

  a. **Tarifa Azul:** Modalidad de aplicación de *tarifas diferenciadas* de consumo de energía eléctrica de acuerdo con las horas de utilización del día y los períodos del año, así como tarifas diferenciadas de demanda de potencia de acuerdo con las horas de uso del día.

  b. **Tarifa Verde:** Modalidad de aplicación de tarifas diferenciadas de consumo de energía eléctrica de acuerdo con las horas de utilización del día y los períodos del año, así como una *única* tarifa de demanda de potencia.

  c. **Horario Punta (HP):** Período definido por las concesionarias de 3 horas diarias consecutivas, excepción hecha los sábados, domingos, viernes de la pasión, "Corpus Christi", Todos los santos y los demás días festivos definidos por ley, considerando las características de su sistema eléctrico. Este período de 3 horas está comprendido dentro del intervalo de las 17:00 a las 22:00 horas, siendo definido por las concesionarias. Según la Compañía de Luz (CL), concesionaria de distribución de energía eléctrica del interior, el intervalo definido es de las 18:00 a las 21:00 horas.

  d. **Horario Fuera de Hora Punta (TF):** Período compuesto por el conjunto de las horas diarias consecutivas y complementarias a aquellas definidas en el horario punta.

  e. **Período húmedo (PH):** Período de cinco meses consecutivos, comprendiendo los requisitos cubiertos por las lecturas de diciembre de un año a abril del año siguiente.

f. **Período Seco (PS):** Período de siete meses consecutivos, comprendiendo los requisitos cubiertos por las lecturas de mayo a noviembre.

- **Factor de Potencia (FP):** Es la relación entre la potencia activa y la total, consumidas en un mismo periodo especificado, cuyo valor no debe ser inferior a 0,92, dada por la expresión:

$$FP = \frac{EA}{\sqrt{(EA)^2 + (ER)^2}} \quad (3.10$$

Donde:

FP: Factor de Potencia
EA: Energía Activa
ER: Energía Reactiva

- Estructura Tarifaria Monomia: Tarifa de suministro de energía eléctrica aplicable al consumo de energía eléctrica activa.
- Estructura Tarifaria Binomia: Conjuntos de tarifas de suministro constituidos por los precios aplicables al consumo de energía eléctrica activa ya la demanda facturable.
- Tensión Primaria de distribución: Tensión disponible en el sistema eléctrico de la concesionaria con valores estandarizados iguales o superiores a 2,3 kV.
- Tensión secundaria de distribución: Tensión disponible en el sistema eléctrico de la concesionaria con valores estandarizados inferiores a 2,3 kV.
- Tarifa de rebasamiento: Tarifa aplicada sobre la diferencia entre la demanda medida y la contratada, cuando excede los límites establecidos.

Asimismo, se clasifican las unidades consumidoras en dos grupos, A y B.

El *Grupo A*, específicamente, consumidores de Alta Tensión, está destinado a aquellos cuyo suministro de tensión sea igual o superior a 2,3 kV o, incluso, a los consumidores atendidos con una tensión inferior a 2,3 kV a partir de sistema subterráneo, lo cual impone como condición que la tensión de suministro sea exclusivamente, secundaria, de que se cumpla uno de los requisitos enumerados a continuación:

- Consumo igual o superior a 30 MWh, como mínimo, 3 ciclos completos y consecutivos de seis meses anteriores a la opción;
- Celebración de contrato de suministro con una demanda contratada igual o superior a 150 kW.

Este grupo todavía se caracteriza por la estructuración tarifaria binómica, es decir, la facturación está compuesta por la energía eléctrica activa medida y la demanda facturable.

La Tabla 3.4 a continuación presenta la subdivisión de ese Grupo A:

TABLA 3.4

SUBDIVISIÓN DE LA TENSIÓN DE SUMINISTRO DEL GRUPO A

Subgrupos	Tensión de Suministro
A_1	Igual o superior a 230 kV
A_2	de 88 kV a 138 kV
A_3	de 69 kV
A_{3A}	de 30 kV a 44 kV
A_4	de 2,3 kV a 25 kV
AS	Consumidores de Baja Tensión conectados en el área de distribución subterránea, siempre que se cumplen algunas condiciones.

Fuente propia

El *Grupo B*, consumidores de Baja Tensión, está destinado a los consumidores cuyo suministro de tensión es inferior a 2,3 kV o que tienen una potencia instalada inferior a 75 kVA o, incluso, a los consumidores atendidos con tensión superior a 2,3 kV a partir del sistema subterráneo, para locales y actividades para áreas de veraneo o turismo y actividad de albergue, hostelería, parques deportivos y agropecuarios permanentes, y desde que la potencia instalada en proyectores de iluminación no sea superior a ⅔ de la carga total instalada. Este grupo se caracteriza por la estructuración tarifaria, es decir, la facturación se da simplemente por el consumo de energía eléctrica activa. La Tabla 3.5 presenta la subdivisión de ese grupo B:

TABLA 3.5

SUBDIVISIÓN DE LA TENSIÓN DE SUMINISTRO DEL GRUPO B

Subgrupos	Tensión de Suministro
B_1	Residencial y Residencial de Bajos Rendimientos
B_2	Rural, Coop. Rural de electrificación, irrigación
B_3	Demás clases
B_4	Iluminación publica
B_{4A}	Red de distribución
B_{4B}	Bulbo de lámpara
B_{4C}	Nivel de IP por encima del estándar
AS	Subterráneo

Fuente propia

La diferencia entre los dos grupos, además de los grupos de facturación (alta y baja tensión), se inicia a partir de la solicitud de suministro, que del grupo A deberá celebrar un contrato de suministro, mientras que los del grupo B aceptan simplemente los términos del contrato de adhesión.

El sistema tarifario dispone de varios tipos de tarifas cuya elección a menudo se proporciona al consumidor. Básicamente, las tarifas de energía eléctrica pueden ser: convencional u horario-estacional, subdividiendo aún esta última en tarifa azul y verde.

La tarifa convencional se caracteriza por el precio único practicado independientemente del horario de consumo, siendo aplicada a los dos grupos (A y B), pero normalmente utilizada para unidades encuadradas en el grupo B (baja tensión), cuya atención se da con tensión inferior a 2,3 kV. La tarifa horaria-estacional, que tiene como característica básica la práctica diferenciada de tarifas en función de los horarios de consumo, también puede aplicarse a cualquier unidad enmarcada en los dos grupos (A y B). Esta opción tarifaria se subdivide aún en otras dos categorías de tarifas, azul y verde, teniendo atractivos que pueden compensar al consumidor, si es adecuado los horarios de mayor consumo del mismo con los de tarifa reducida.

La tarifa azul se define como una modalidad tarifaria para aplicación de precios diferenciados de demanda de potencia y de consumo de energía eléctrica, de acuerdo con las horas de utilización del día y los períodos del año.

Los precios para esta tarifa se componen de la siguiente manera:

1. **Demanda de Potencia (kW):**
   a. Un precio definido para el horario punta (HP);
   b. Un precio definido para el horario fuera de punta (HF).

2. **Consumo de energía (kWh):**
   a. Un precio definido para el horario punta en período húmedo (HPPH);
   b. Un precio definido para el horario fuera de punta en período húmedo (HFPH);
   c. Un precio definido para el horario fuera de punta en un período seco (HPPS);

d. Un precio definido para el horario fuera de punta en período seco (HFPS).

La tarifa verde, a su vez, se define como la modalidad tarifaria para aplicación de un precio único de demanda y de precios diferenciados de consumo de energía eléctrica, de acuerdo con las horas de utilización del día y los períodos del año.

Los precios para esta tarifa se componen de la siguiente forma:

1. Demanda de Potencia (kW) - Un precio único.
2. Consumo de energía (kWh):
   a. Un precio definido para el horario punta en período húmedo (HPPH);
   b. Un precio definido para el horario fuera de punta en período húmedo (HFPH);
   c. Un precio definido para el horario punta en un período seco (HPPS);
   d. Un precio definido para el horario fuera de punta en período seco (HFPS).

Asimismo, se presentan las consideraciones referentes a los límites de la tarifa de rebasamiento, es decir, trata de la porción de demanda de potencia efectivamente medida, que supera la respectiva demanda de potencia contratada, y sobre la cual se aplicará la tarifa de rebasamiento. En este caso específico, se aplicará la tarifa de rebasamiento cuando:

a. Superar en más del 5% para unidad consumidora atendida en tensión de suministro igual o superior a 69 kV;
b. Superar en más del 10% para unidad consumidora atendida en tensión de suministro inferior a 69 kV.

Se establece que la tarifa de rebasamiento, en el caso de la unidad consumidora facturada en la estructura tarifaria convencional, será de 3 veces el valor normal.

También se disponen sobre los contratos de suministro para los grupos B y A, respectivamente. En el caso de demanda contratada, se prevé que el valor mínimo contratable es de 30 kW para unidad con estructura tarifaria convencional o en por

lo menos uno de los segmentos horario-estacionales, exceptuando los casos en que la concesionaria establezca la tensión de suministro.

Finalmente, se establece la clase de *Servicio Público* y la subclase *Agua, Alcantarillado y Saneamiento* para efecto de aplicación de la tarifa de energía eléctrica.

Hasta mediados de la década de los 60s, se concedía una subvención del 80% en las tarifas de energía eléctrica para las empresas de Saneamiento Básico, con el paso del tiempo que se redujo hasta que en la década de los 90s ese valor llegó al 15%, índice mantenido hasta hoy.

Las facturaciones ocurrirán en intervalos de aproximadamente 30 días, observados el mínimo de 27 y el máximo de 33 días. El levantamiento de los valores consumidos de energía eléctrica activa se realiza a partir de medidores instalados en local de la conexión. El mismo aparato es capaz de registrar simultáneamente tanto la demanda medida en el período como el correspondiente factor de potencia.

Asimismo, se establece los valores mínimos facturados, aplicables a la factura mensual de las unidades consumidoras del Grupo B, siendo:

1. Monofásico y Bifásico a 2 conductores - Valor en moneda corriente equivalente a 30kWh;
2. Bifásico a 3 conductores - Valor en moneda corriente equivalente a 50 kWh;
3. Trifásico - Valor en moneda corriente equivalente a 100 kWh.

También se establece sobre la facturación de las unidades consumidoras del Grupo A:

1. Demanda Factible: Un único valor, siendo el mayor entre la demanda medida y la demanda contratada;

2. Consumo de Energía Eléctrica Activa: Un único valor, siendo el mayor entre la energía eléctrica contratada (si existe) y la energía eléctrica efectivamente medida;
3. Consumo de Energía Eléctrica y Demanda de Potencias Reactivas Excedentes: Cuando el factor de potencia, inductivo o capacitivo, es inferior a 0,92.

En ausencia de condiciones para definir los consumos en horarios punta y fuera de punta, se tomará de forma proporcional al número de horas de cada segmento.

Se observa en este breve relato sobre el sistema tarifario vigente en nuestro país, que cada una de las posibilidades trae consigo una serie de condiciones, restricciones y exigencias que deben ser cuidadosamente evaluadas, evitando así gastos adicionales con una elección equivocada. Otro factor importante, es el hecho de que la opción por este o aquel sistema de tarifas se da por la celebración de un contrato, cuyo plazo de vigencia mínima es de 1 año. En la Figura 3.33, se hace un resumen del sistema tarifario y sus elementos de facturación por tipo de tarifa, donde es posible comprender esa compleja estructura.

El aumento de la tributación es uno de los principales factores que han gravado las tarifas de energía eléctrica. La inclusión del Impuesto sobre Operaciones Relativas a la Circulación de Mercancías y sobre Prestación de Servicios de Transporte Intermunicipal y de Comunicación sobre las mismas, actualmente representa el 18% sobre el total de la cuenta y, más recientemente, el discutible Encargo de Capacidad de Emergencia (ECE), cuyo cobro se mantuvo hasta pocos años, representaba alrededor del 2% de la tarifa en kWh.

Las Tablas 3.6 y 3.7 a continuación presentan las tasas y tarifas vigentes, para lecturas desde el 08/04, inclusive, en las municipalidades atendidas por la concesionaria la empresa *CL*. Esta concesionaria de energía eléctrica añadirá aún los valores del Programa de Integración Social y de Contribución para el Financiamiento de la Seguridad Social sobre las tarifas.

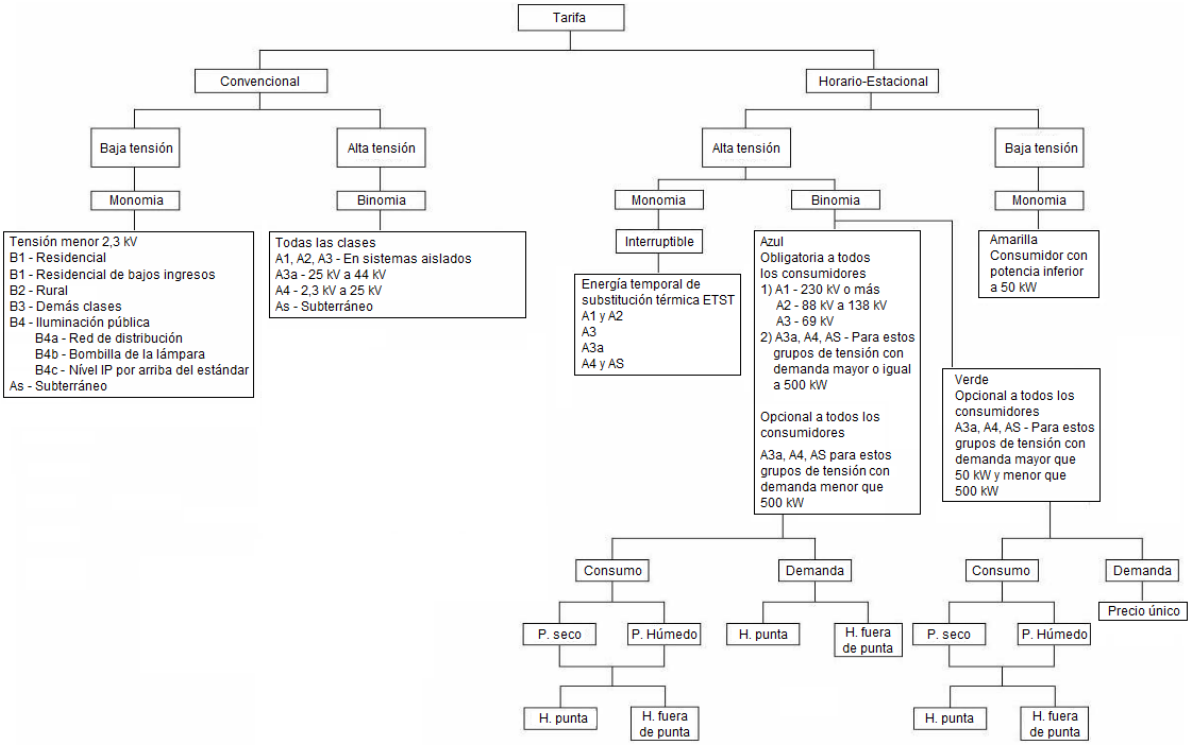


Figura 3.33 - Estructura del sistema nacional de tarifación de energía eléctrica.

TABLA 3.6 TASAS Y TARIFAS PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA CATEGORÍA CONVENCIONAL			
Convencional	**Consumo** (S/./MWh)	**Demanda** (S/./kWh)	**Rebasamiento** (S/./kW)
GRUPO A			
A3a (de 30 a 44 kV)	176,39	27,58	82,74
A3a (Residencial y rural)	168,22	26,30	78,90
A4 (de 2,3 kV a 25 kV)	177,05	29,81	89,43
A4 (Residencial y rural)	168,85	28,43	85,29
A4 (Coop, electrificación rural)	90,59	6,18	18,54
AS (Subterráneo)	185,25	44,07	132,21
AS (Residencial y rural)	176,55	42,03	126,09
GRUPO B	**Consumo** (S/./MWh)	**Descuento**	
Residencial – monofásico/bifásico/trifásico	326,45	-	
Bajo rendimiento – monofásico ≤ 220 kWh – carga ≤ 6,2 kW			
0 a 30 kWh	110,61	66,12	
31 a 80 kWh	189,61	41,92	
81 a 100 kWh	190,37	41,68	
101 a 200 kWh	285,53	12,53	
201 1 220 kWh	317,25	2,82	
> 220 kWh	317,25	2,82	
Rural	176,34	-	
Coop. Electrificación rural	114,05	-	

Servicio público de irrigación	162,19	-
No residencial/rural	294,99	-
Iluminación publica		
B4a – Red de distribución	144,97	-
B4b – Bulbo de lámpara	159,11	-

Fuente propia

En el caso de los valores de la categoría horario-estacional, en la tarifa azul, de la Tabla 3.7, es posible verificar con relación a la demanda de potencia, que las mismas en el horario de punta son, en promedio, 316% más altas que las del horario fuera de punta. En cuanto al consumo, para el período seco, las tarifas en el horario de punta son, en promedio, 68% más altas que aquellas del horario fuera de punta. Prácticamente la misma diferencia, en promedio, se obtiene para el período húmedo.

TABLA 3.7

TASAS Y TARIFAS PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA CATEGORÍA HORARIO-ESTACIONAL

(Acceso el 06/11)

Horario-estacional	**Demanda** (S/./kWh)		**Consumo** (S/./MWh)				**Rebasamiento**(S/./kW)	
	Punta	**Fuera de punta**	**Periodo seco**		**Periodo húmedo**		**Punta**	**Fuera de punta**
Tarifa azul								
A2 (de 88 a 138 kV)	16,26	2,43	265,92	164,63	240,25	149,54	48,78	7,26
A2 (Residencial o rural)	15,51	2,31	253,60	157,01	229,12	142,61	46,53	6,93

A3 (69 kV)	28,14	6,14	267,24	165,27	240,96	149,70	84,41	18,43
A3 (Residencial o rural)	26,84	5,85	254,86	157,61	229,80	142,76	80,51	17,58
A3a (de 30 a 44 kV)	27,86	7,36	274,21	166,17	247,85	150,66	83,59	22,07
A3a (Residencial o rural)	26,57	7,02	261,51	158,48	236,37	143,68	79,73	21,05
A4 (de 2,3 a 25 kV)	29,56	7,90	274,89	166,50	248,47	150,94	88,71	23,69
A4 (Residencial o rural)	28,20	7,54	262,16	158,79	236,96	143,95	84,60	22,59
A4 (Coop. Electrificación rural)	16,34	5,45	107,25	50,99	99,24	45,06	49,02	16,35
AS (Subterráneo)	30,94	12,11	287,60	174,20	260,02	157,90	92,83	36,32
AS (Residencial y rural)	29,51	11,54	274,28	166,13	247,97	150,59	88,53	34,63
Tarifa verde								
A3a (de 30 a 44 kV)	7,36		721,55	161,93	695,98	150,66	22,08	
A3a (Residencial rural)	7,02		688,11	154,43	663,72	143,68	21,06	
A4 (de 2m3 kV a 25 kV)	7,90		756,78	166,50	730,38	150,94	23,70	
A4 (Residencial y rural)	7,54		721,72	158,79	696,54	143,95	22,62	

A4 (Coop. Electrificación rural)	5,45	485,17	50,99	477,21	45,06	16,35
AS (Subterráneo)	12,11	791,94	174,20	764,35	157,90	36,33
AS (Residencial o rural)	11,54	755,25	166,13	728,93	150,59	34,62

En el caso de que se compara sólo la tarifa de punta del período húmedo con la del período seco, se observa una diferencia, en promedio, del 10% más en el valor de las tarifas del período seco. Con relación a la tarifa fuera de punta del período húmedo comparada con la del período seco, la diferencia, en promedio, es del 11% más en el valor de las tarifas del período seco. Prácticamente la misma diferencia.

En el caso de los valores de la categoría horario-estacional, en la tarifa verde, de la Tabla 3.7, solamente con relación a la tarifa de consumo en el período seco se verifica, en promedio, una alarmante diferencia del 434% entre los horarios punta y fuera de punta. En la misma situación, pero para el período húmedo, se verifica una espeluznante diferencia media del 472%. Este último valor llega a ser, hasta cierto punto, incomprensible, ya que se trata de un período húmedo.

Conocer perfectamente toda su instalación es el primer paso para quien tiene por objetivo reducir los gastos con el costo de energía eléctrica. En la mayoría de las veces existen buenas opciones como la clasificación correcta de la clase de instalación, alteración de la estructura tarifaria, regularización de la demanda contratada, etc., lo que dispensaría inversiones para alcanzar los mismos objetivos. El segundo paso, y quizás más importante que el primero, es conocer a fondo el sistema tarifario vigente y buscar adecuarlo a la rutina operativa de la instalación que se pretende optimizar.

CAPÍTULO 4

ANALISIS DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO A EVALUAR

4.1. INTRODUCCION

A partir de los cuestionamientos iniciales de esta Tesis, que es la evaluación de la performance operativa del convertidor de frecuencia en sistemas de bombeo, se desarrollaron estudios de casos con el objetivo principal orientado a la real eficiencia del empleo de ese dispositivo. Como base para el desarrollo de esos estudios, se seleccionaron dos sistemas de bombeo de la Compañía de Saneamiento CS1.

Los sistemas elegidos son de tamaño representativo dentro de la realidad operativa de la empresa, siendo ellas: la *Caseta de Bombas 1* (CB1) y la *Caseta de Bombas 2*(CB2), (Figura 4.1). Ambas son de gran importancia estratégica por estar ubicados en áreas densas y centrales de la ciudad, con convertidores de frecuencia instalados y en funcionamiento, ya hace algún tiempo. Una de ellas, la CB2, ya había sido objeto de discusión en el capítulo anterior, referente al *Estado del Arte*(Capitulo 3) en el uso del convertidor de frecuencia por empresas de saneamiento y, para un análisis de su real eficiencia, fue elegido en esta nueva fase de la Tesis.

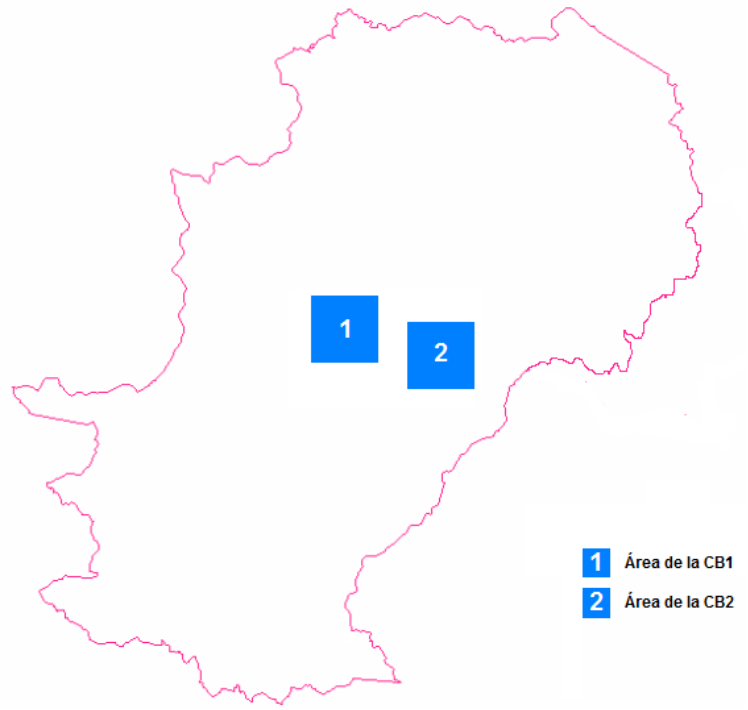


Figura 4.1.Ubicacion de los dos sistemas en estudio

4.2 ESTUDIO DE CASO: LÍNEA DE BOMBEO A

Esta caseta de bombas está ubicada en la región centro-oeste de la ciudad en el Sector S2, instalada dentro del CRD Norte/Sur que se abastece a través de una derivación de S.A. Norte I. La región está compuesta, predominantemente, por consumidores residenciales, buena parte de ellos verticalizados, y comerciales, contando con pocas actividades industriales de pequeño tamaño. La aducción de agua se da hasta una caja de succión de la que el sistema de bombeo se utiliza para la operación de descarga. El bombeo se desarrolla desde la caseta de bombas a través de una línea de descarga de material Polyarm en un diámetro de 400 mm por una extensión de 1311,00 m, hasta un anillo en la calle 12 (punto A), alrededor del antiguo depósito *del Castillo*, hoy deshabilitado, donde se realiza la distribución directamente en la red (Figura 4.2).

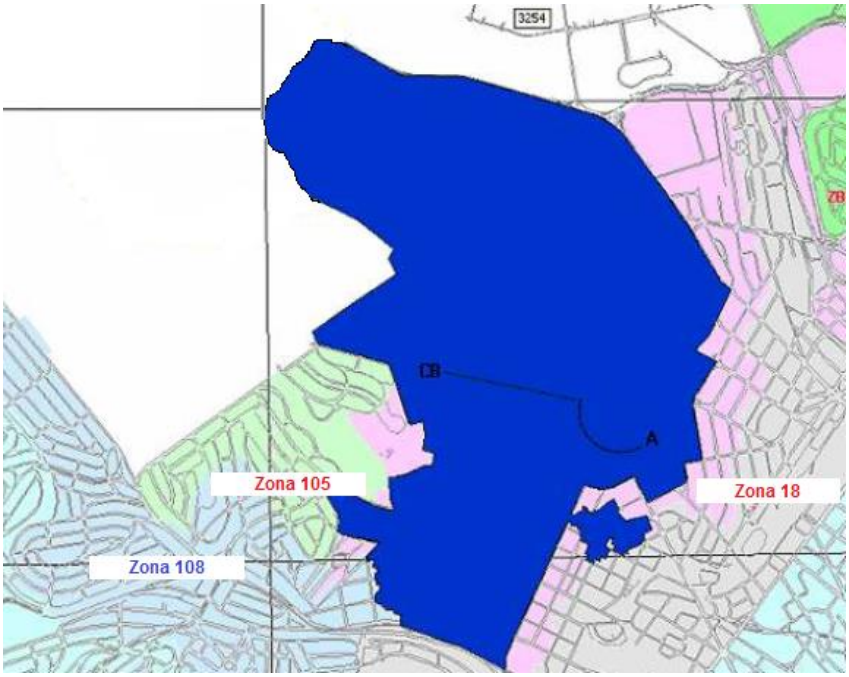


Figura 4.2 - Límite de la zona alta del Sector 2, localización de la CB1 y recorrido de la Línea de descarga hasta el punto de distribución directa (Punto A).

Este sistema de descarga está dotado de dos conjuntos moto-bomba, siendo una principal para la operación diaria y la otra de reserva. El conjunto principal que normalmente opera es una bomba de 250 cv de potencia, diámetro del rotor de 380 mm, altura manométrica de 50 mH_2O, caudal de 900 m^3/h y1785 rpm, acoplado a un motor eléctrico de inducción, trifásico, potencia de 250 cv, 1785 rpm, categoría de aislamiento "B" y categoría de arranque "N".

El conjunto de reserva está dotado de una bomba con una potencia de 250 cv, diámetro del rotor de 325 mm, altura manométrica de 50 mH_2O, caudal de 900m^3/h y 1750 rpm, acoplado a un motor eléctrico asíncrono, trifásico, potencia de 250 cv, 1780 rpm, categoría de aislamiento "F" y categoría de arranque "A". La Figura 4.3 presenta una visión del arreglo de esta caseta de bombas.

Figura 4.3 - Vista general de la Caseta de Bombas CB1.Fuente propia

Esta estación se encuentra encuadrada en un régimen de tarifación de energía eléctrica Convencional - "Grupo A - A4 (De 2,3 a 25 kV)", con demanda contratada de 154 kW.

El sistema de operación normal de esta unidad se desarrolla en un ciclo continuo de 24 horas ininterrumpidas del conjunto principal. El conjunto de reserva no se ha activado, ni esporádicamente. La experiencia en la operación de este sistema, permitió a la empresa definir como criterio un nivel de presión fija en la salida del bombeo, establecido en 53 mH_2O, independiente del día y de la hora. Todo este sistema ya es totalmente tele-comandado con accionamiento remoto a través del CCO, que recibe informaciones *on-line* de las presiones, caudales y niveles operativos.

Este valor en la salida del bombeo es suficiente para mantener una presión dinámica en el punto crítico (antiguo Reservorio), alrededor de 12 mH_2O a lo largo del día y una presión en el período nocturno de 18 mH_2O, con el sistema tendiendo al régimen *casi* estático. Como seguridad contra algún efecto de sobrepresión, el sistema posee una estructura de control interconectado al reservorio semi-enterrado del CRDS2, cuya función es aliviar los valores de presión por encima del rango de trabajo alrededor del depósito elevado, arriba descrito. En este caso específico, una válvula de control automático (VCA) que se encuentra en la estructura de control se abre, aduciendo agua al Depósito Semi-Enterrado y aliviando el sistema. Sin embargo, siendo éste un sector de tamaño razonable y con una topografía bastante irregular, en los puntos más bajos se verifican valores de presión relativamente elevados, lo que ha hecho que la empresa CS1 implementase un área de reducción de presión controlada por otra VCA dentro de esa zona alta.

Las pruebas en este sistema de bombeo se desarrollaron con la adquisición de datos en campo entre los días 16 y 29 de mayo. Un equipo del Sector de Pitometría y Macromedición de la compañía fue asignada para mediciones in situ. Se utilizaron los siguientes equipos en esta *campaña*:

- 2 Data-medidores de presión con data Loggers , con rango de lectura de 0 a 200 mH_2O y error del 0,5% del fondo de escala;
- 3 Cosmos-Data-Loggers, con salida de 4 a 20 mA;
- 1 microcomputadora, AMD - K6 II, 256 Mb de RAM, Procesador 400 MHz, sólo con la función de acumular de los datos leídos a través de los aparatos;
- 1 FLUKE © para la adquisición de todos los parámetros eléctricos del sistema.

Los equipos fueron instalados en puntos estratégicos del sistema, estando el FLUKE (Figura 4.4) en el panel eléctrico para la adquisición de los datos de tensión, corriente, potencia, factor de potencia, frecuencia y potencia consumida. Los dos Data-Loggers de presión se instalaron en la parte trasera y en otro

extremo del conjunto moto bomba principal en funcionamiento (Figura 4.5). Se utilizaron dos de los Cosmos DataLoggers: el primero junto al medidor de electromagnético de caudal, ya disponible en la unidad para adquisición de los datos de caudal y, el segundo, junto al convertidor de frecuencia, para adquisición de los datos de rotación del conjunto moto-bomba (Figura 4.4).

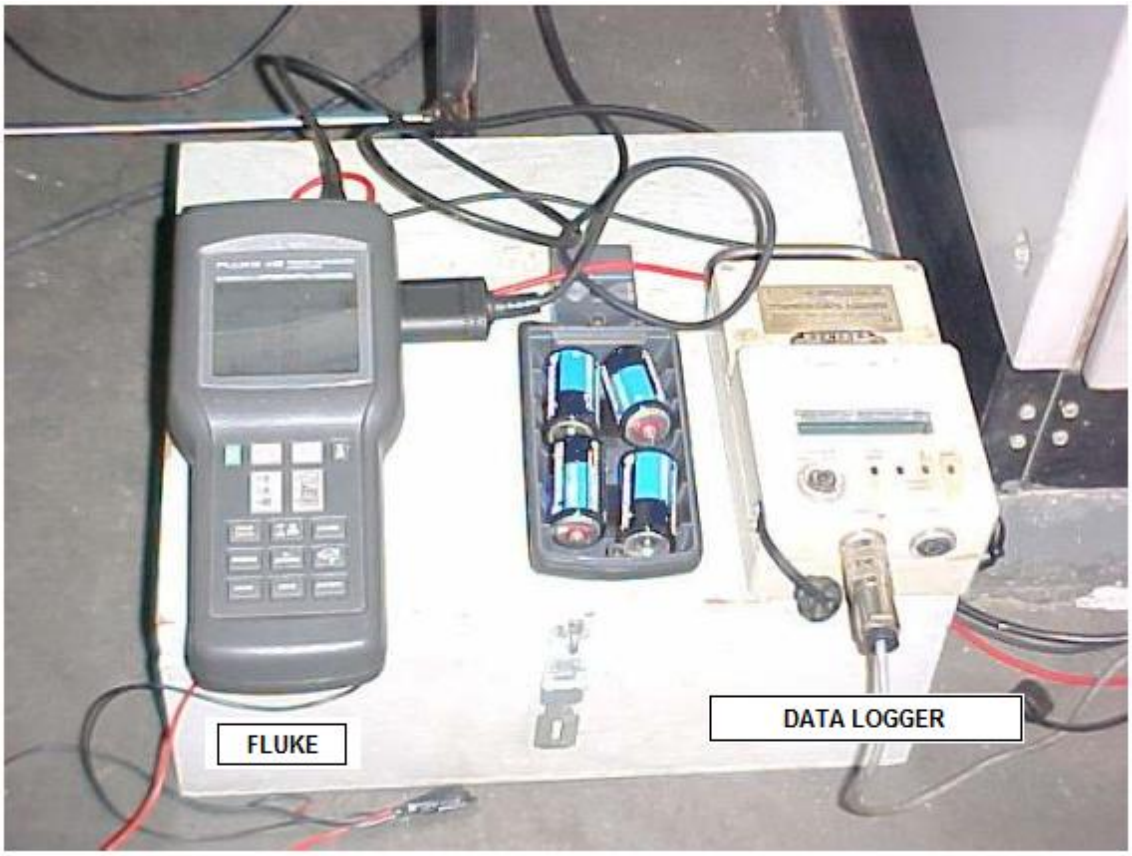


Figura 4.4 - Instalación de los equipos de adquisición de datos.Fuente propia

Figura 4.5 - Posicionamiento de los sensores data-loggers de presión en el sistema de bombeo.

Como el medidor de caudal de la unidad está ubicado en la entrada de la caja de succión, por lo tanto antes del sistema de descarga, hubo la necesidad de la adquisición a lo largo del tiempo de los datos del nivel de la referida caja a través de un transmisor de presión manométrica.

A través de una rutina en la hoja de Excel, se hicieron correcciones en las combinaciones entre los caudales leídos y los niveles de la caja de succión en el mismo momento, es decir, cada instante de tiempo el nivel de la caja se comparó con su lectura anterior, en caso el nivel indicase caída en ese volumen referente a la diferencia de las lecturas era transformado en caudal y agregado a la lectura del medidor. De lo contrario, si el nivel indicase aumento, el volumen referente a la diferencia era transformada en caudal y sustraído de la lectura del medidor.

Se solicitó la operación de ese bombeo por el sistema convencional en algunos días, es decir, operando el conjunto moto-bomba en rotación nominal y con el control del caudal a través de una válvula cajón, cuña de goma, ubicada en la salida de la estación. Como la unidad es operada por el CCO a través de tele-comando, fue posible atender el aviso de la solicitud por dos días, pero sólo en el horario de las 9:00 a las 16:30 hs., período en que fue destinado un operador para el local que hacía todas las intervenciones en el sistema para el control del caudal. Esta prueba de operación convencional se desarrolló en los días 25 y 26 de mayo.

Los equipos fueron configurados para una lectura cada 10 segundos (tiempo base), siendo que cada 3 minutos (intervalo de grabación) se hacía el promedio de las 18 lecturas y el resultado grabado en la memoria una vez. Con eso, fue posible realizar un largo período de prueba con todos los datos obtenidos del sistema cada 3 minutos.

De todo el período de datos acumulados en el microcomputador y en las memorias de los data loggers, excluyendo aquellos en que ocurrieron imprevistos operativos que requirieron acciones diferentes de la rutina, además de la pérdida de algunos datos debido a falla en uno de los equipos, fue posible seleccionar dos días de operación con el convertidor de frecuencia, como también los dos días con operación convencional. Se procuró respetar un cierto patrón estacional en esa selección de los medios, a fin de mantener perfiles similares de demanda. De esta forma, se seleccionaron los datos recolectados dentro de la misma semana en los días (lunes y martes) para la operación con el convertidor de frecuencia y los días (jueves y viernes) para la operación convencional.

A partir de los datos recolectados, seleccionados y debidamente tratados, se inició la interpretación y evaluación de ellos.

Figura 4.6 – Transmisor de presión instalado para lectura y adquisición de los datos de nivel de la caja de aspiración.

4.2.1 RESULTADOS LINEA DE BOMBEO A (CB1)

A partir de los datos recolectados y debidamente tratados, se pasó la etapa de evaluación. Inicialmente, solamente con los datos de los días de operación convencional se calcularon las rotaciones que serían necesarias para reproducir los caudales y cargas medidas en la salida de la estación. En el gráfico de la Figura 4.7 se incorpora a cada hora la media de estas rotaciones.

Se observa claramente que este sistema trabaja de una manera bastante uniforme, con muy pocas variaciones, en rotaciones entre 85 y 90% de la nominal. En particular, en una evaluación preliminar, esto ya sería una condición poco recomendable para el empleo de un convertidor, ya que poco sería la ganancia en una relación costo-beneficio. Otro factor relevante es el propio perfil de la curva de la bomba, que en ese caso es bastante plano y no recomendable en el empleo

con convertidor de frecuencia debido a la baja variación de carga con el cambio del caudal.

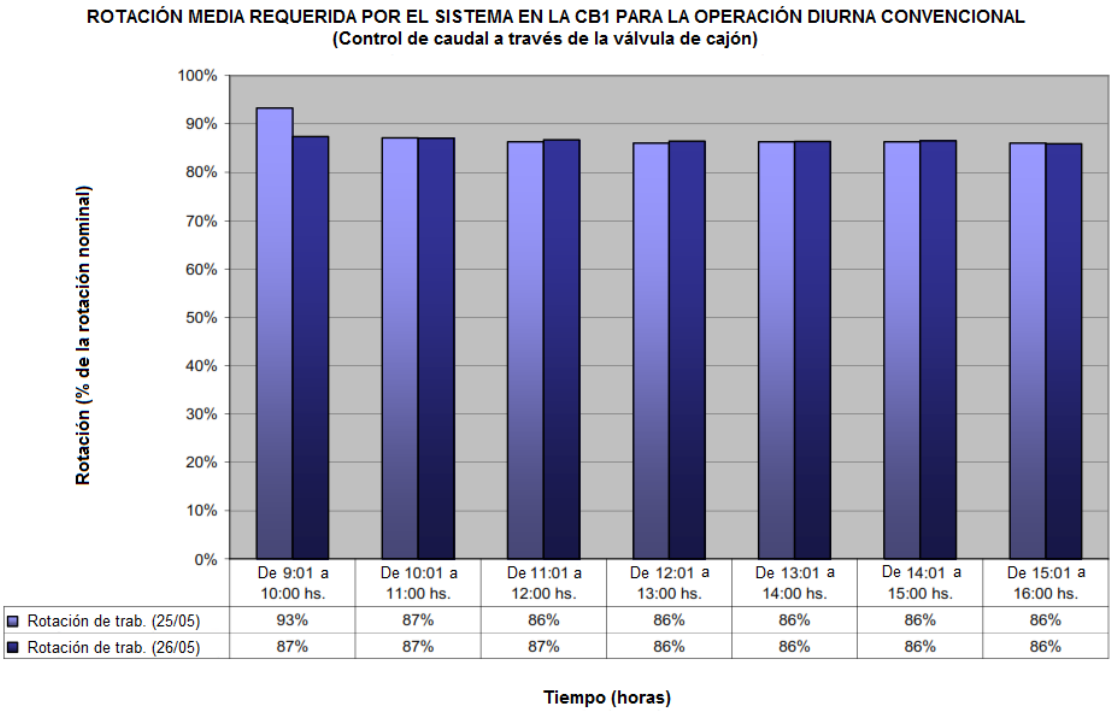


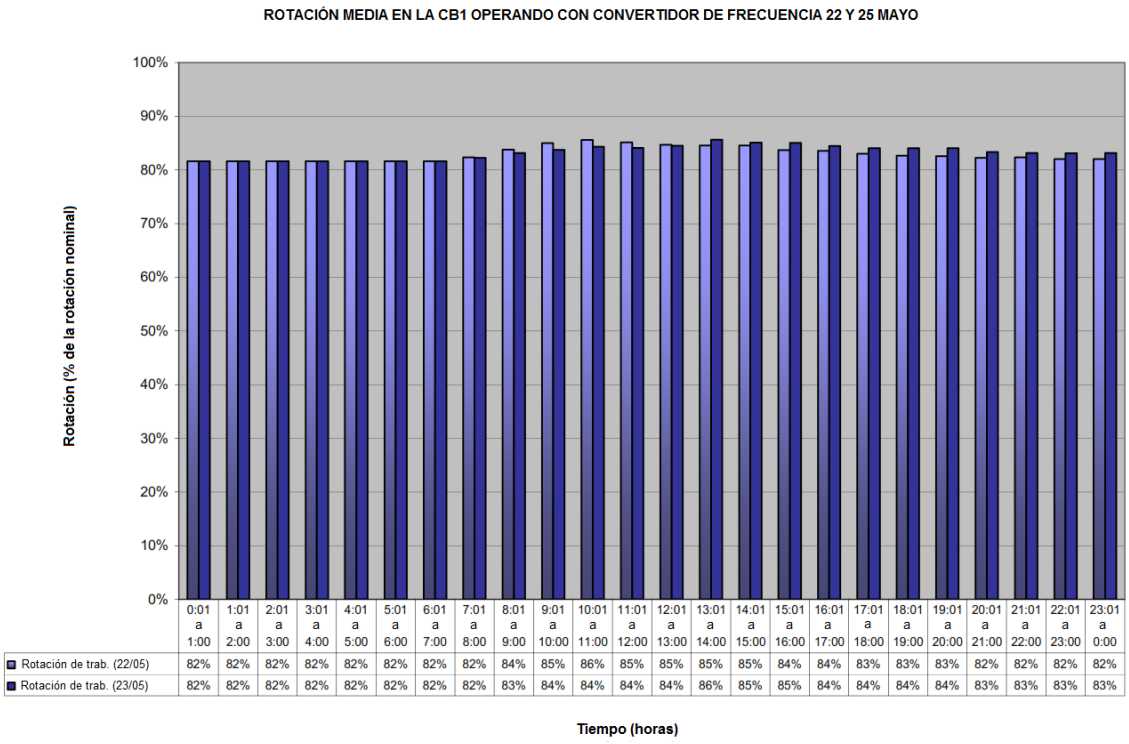
Figura 4.7 – Rotaciones medias requeridas en la operación convencional de la caseta de bombas CB1.Fuente propia

En los días con operación por el convertidor de frecuencia esa evaluación se confirma. La Figura 4.8 muestra, efectivamente, que las rotaciones de trabajo se sitúan en una pequeña gama de 82 a 86% de la rotación nominal del conjunto moto-bomba.

Obviamente, por menos que se varíe la velocidad de operación del conjunto, habrá una ganancia en términos de ahorro de energía eléctrica. Sin embargo, como todos los parámetros de la bomba se alteran con el cambio de las

rotaciones, hay que discutir las cuestiones de rendimientos para una evaluación más concluyente.

Haciendo la acumulación de esos valores de energía consumida en ambas situaciones operativas y comparándolos entre sí, se obtiene la ganancia en términos de ahorro de energía eléctrica. En la Figura 4.9 se esboza esta comparación.



	0:01 a 1:00	1:01 a 2:00	2:01 a 3:00	3:01 a 4:00	4:01 a 5:00	5:01 a 6:00	6:01 a 7:00	7:01 a 8:00	8:01 a 9:00	9:01 a 10:00	10:01 a 11:00	11:01 a 12:00	12:01 a 13:00	13:01 a 14:00	14:01 a 15:00	15:01 a 16:00	16:01 a 17:00	17:01 a 18:00	18:01 a 19:00	19:01 a 20:00	20:01 a 21:00	21:01 a 22:00	22:01 a 23:00	23:01 a 0:00
Rotación de trab. (22/05)	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	84%	85%	86%	85%	85%	85%	85%	84%	84%	83%	83%	83%	82%	82%	82%	82%
Rotación de trab. (23/05)	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	83%	84%	84%	84%	84%	86%	85%	85%	84%	84%	84%	84%	83%	83%	83%	83%

Figura 4.8 – Rotaciones medias utilizadas en la operación con el convertidor de frecuencia en la CB1.

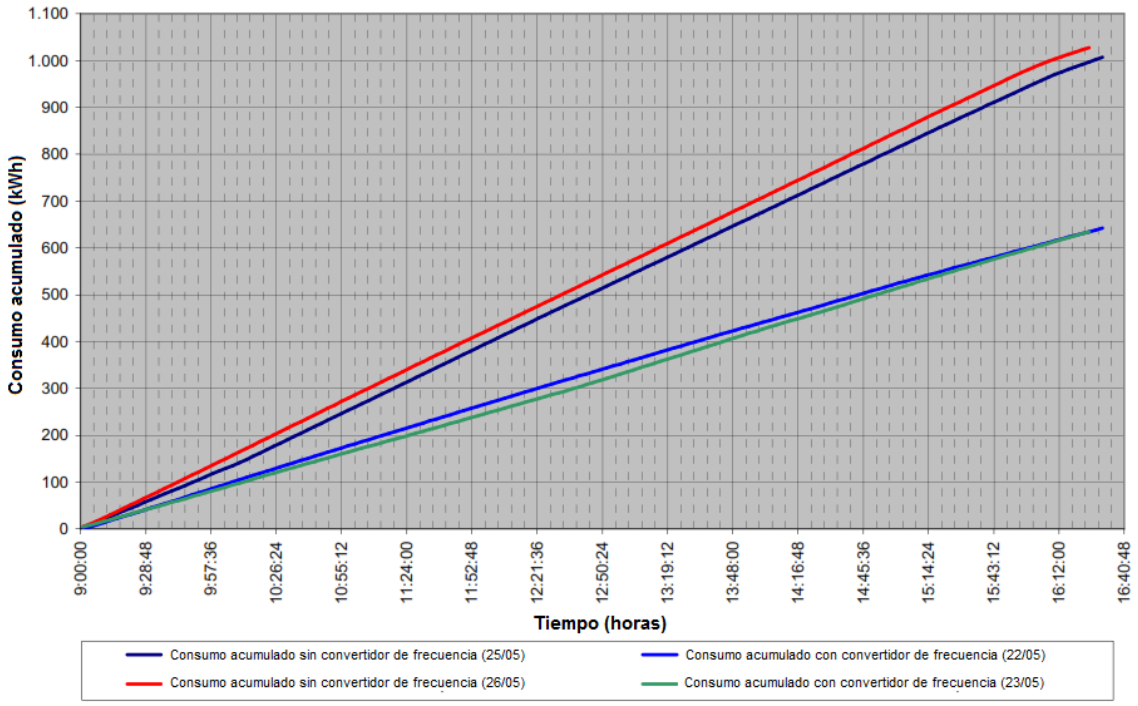


Figura 4.9 – Comparación del consumo acumulado de energía eléctrica con y sin el uso del convertidor de frecuencia.

Utilizándose entonces los demás datos de caudal, carga y rotación para la operación con el convertidor de frecuencia, adquiridos en campo, así como las curvas de rendimiento del conjunto moto-bomba en estudio para la rotación nominal, fue posible calcular las curvas de puntos homólogos y de los rendimientos en diferentes rotaciones. Estos resultados se han condensado en un solo gráfico (Figura 4.10).

Aunque se han utilizado sólo las Leyes de la Semejanza para evaluar el rendimiento en otros rangos de rotación, se sabe que la corrección del rendimiento puede sufrir variaciones con la rotación (curva de colina). Esta corrección se puede hacer introduciendo los rendimientos en la ecuación de potencia (Capítulo 3 - ecuación 3.3), considerando para ello el rendimiento η_1 en rotación nominal y el rendimiento η_2 para una rotación cualquiera, que puede obtenerse a partir de la expresión empírica 4.2 a continuación. También se propuso otra expresión empírica para esta corrección (ecuación 4.3). Sin embargo, los valores encontrados en ambas expresiones representaron diferencias muy pequeñas, en

comparación a las encontradas a través de las Leyes de la Semejanza para las variaciones de rotaciones observadas. Estas diferencias fueron, en promedio, de 1,8 y 1,3% utilizando las ecuaciones 4.1 y 4.2, respectivamente. La Tabla 4.1 representa estas comparaciones.

$$\eta_2 = 1 - \left[(1 - \eta_1) \times \left(\frac{N_2}{N_1} \right)^{0,1} \right] \tag{4.1}$$

$$\eta_2 = \frac{\eta_1}{\eta_1 + (1 - \eta_1) \times \left(\frac{N_2}{N_1} \right)^{0,17}} \tag{4.2}$$

Donde:

η_1: Representa el rendimiento del conjunto moto-bomba correspondiente a la rotación N_1

η_2: Representa el rendimiento del conjunto moto-bomba correspondiente a la rotaciónN_2

N_1y N_2: Representan las rotaciones del conjunto en las situaciones 1 y 2 (rpm)

La mencionada corrección de la ecuación 3.3 se presenta en la siguiente expresión 4.3.

$$\frac{P_2}{P_1} = \frac{N_2^3}{N_1^3} \times \frac{\eta_2}{\eta_1} \tag{4.3}$$

TABLA 4.1

CUADRO COMPARATIVO ENTRE LAS DIFERENTES EXPRESIONES PARA LA CORRECCIÓN DEL RENDIMIENTO A PARTIR DEL CAMBIO DE ROTACIÓN

Leyes de la semejanza	**Expresión de la potencia corregida** (ecuación 12)	**Ecuación 13**
90,0%	90,2%	89,7%
80,0%	80,4%	79,4%
60,0%	60,9%	59,1%
30,0%	31,5%	29,2%

Fuente propia

Con base en los resultados alcanzados, presentados en la Tabla 4.1, se optó por mantener la corrección de los rendimientos por las Leyes de la Semejanza. La Tabla 4.2 sintetiza el encuadramiento y la distribución de toda la gama de caudal verificada a lo largo de un día de operación normal de dicha unidad.

TABLA 4.2

ENCUADRAMIENTO DEL RANGO DE CAUDAL DE UN DÍA TÍPICO EN RELACIÓN AL RENDIMIENTO DEL CONJUNTO MOTO-BOMBA

Rango de rendimiento	**30 – 60%**	**60 – 80%**	**> 80%**	**60 – 80%**
Intervalo de caudal (m^3/h)	125,02 – 228,63	228,64 – 356,28	356,29 – 500,56	500,57 – 583,04
Numero de ocurrencias	118	154	144	64
Porcentaje en relación al total	25%	32%	30%	13%
Rango horario	De 2:30 a	De 7:00 a	De 8:00 a	De 10:00 a

	7:00 hrs De 18:30 a 19:30 hrs	8:00 hrs De 17:00 a 18:30 hrs De 19:30 a 2:30 hrs	10:00 hrs De 12:00 a 17:00 hrs	12:00 hrs

Analizando entonces el gráfico de la Figura 4.10, en la operación de un día típico de este sistema de bombeo, se observa que no existe prácticamente ninguna variación de carga a lo largo del rango de flujo, la presión de salida permanece constante cerca de 53 mH_2O. Eso ya sería un indicador más que suficiente para el no uso del convertidor de frecuencia.

En un 25% del día, más específicamente, aquellos correspondientes a los caudales del período de las 2:30 a las 7:00 hrs. y de las 18:30 a las 19:30 hrs., el sistema opera en su peor rango de rendimiento, entre el 30 y el 60%. En al menos el 70% de las horas del día, es decir, alrededor de 17 horas, el conjunto opera entre un 30 y un 80% de rendimiento, en un rango de caudal que va de 125,02 a 356,28 m^3/h y por encima de 500,56 m^3/h. El bombeo es más eficiente con caudales entre 356,29 a 500,56m^3/h, donde el rendimiento del conjunto moto-bomba supera el rango del 80%. Sin embargo, esto corresponde solamente al 30% del día, o en términos de intervalo de tiempo, 7 horas.

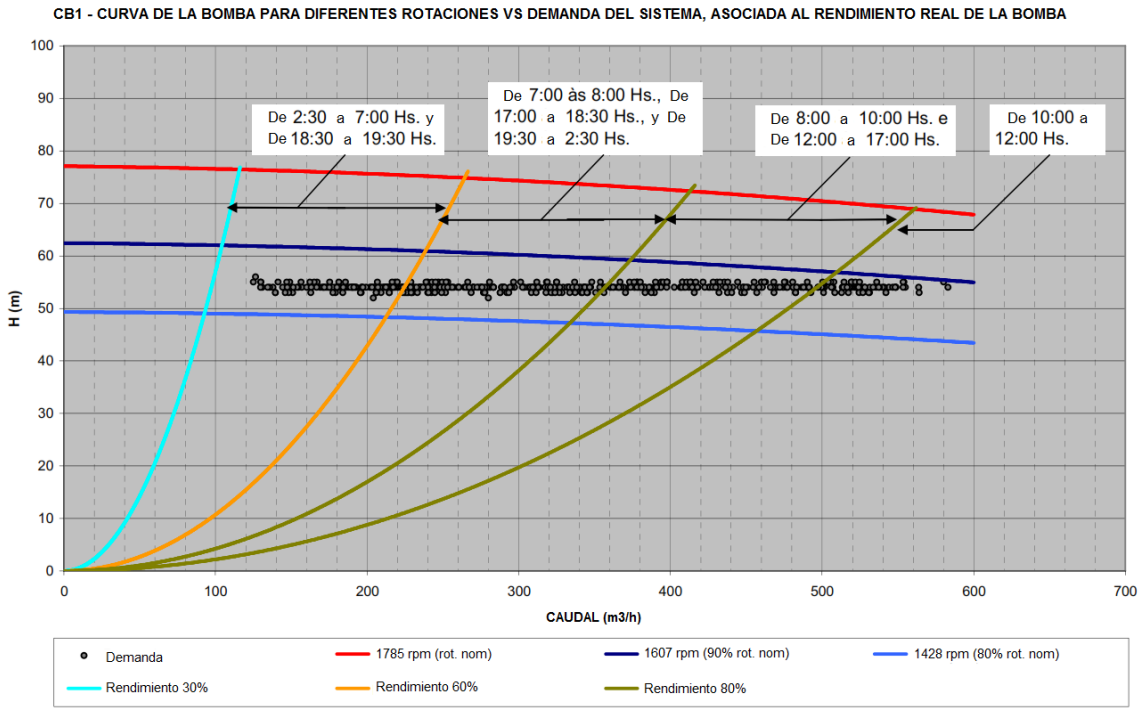


Figura 4.10 - Curva de la bomba para diferentes rotaciones vs demanda del sistema, asociado a las curvas de rendimiento de la bomba y sus puntos homólogos.

Aunque la tarifación de esta unidad es el estándar *Convencional - Grupo A - A4*, el comportamiento operativo denota una dificultad en la elección de otra modalidad de tarifa que fuera más ventajosa que la actual, ya que, uno de los horarios de peor rendimiento es justamente dentro del período horario-estacional, donde los valores de la tarifa de energía eléctrica son más elevados (Tabla 4.2). En este caso, también sería necesaria la verificación de la posibilidad de alteración de la rutina operativa, lo que parece, en una evaluación primaria, difícil sin inversiones en obras, tal como el empleo de un Depósito Elevado. El Depósito disponible hoy en el sistema, es antiguo y de bajísima capacidad (volumen de 100 m^3), además que necesitaría de reformas y otras adecuaciones, ya que ya no opera desde hace mucho tiempo.

Observando el área correspondiente a la zona alta del sector S2, se verifica una cierta incoherencia, pues se trata de un área de descarga con desniveles

geométricos bastante significativos y puntos bastante distintos entre sus límites extremos. La incoherencia mencionada se refleja en la aparición de regiones con exceso de presión, hecho evidenciado por la existencia de una válvula de control automático (VCA) reductora de presión dentro de la propia área, es decir para atender al punto crítico de baja presión, alrededor del Depósito del reservorio con valores mínimos (alrededor de 10 mH_2O), se crean regiones con excesos de presión en otros puntos. En este caso específico, el más recomendado sería la reevaluación del límite de sectorización y la creación de una zona baja disminuyendo así el área correspondiente a la zona alta.

Habría la necesidad de una alta inversión en la construcción de un depósito semienterrado para suplir las necesidades de demanda de esa parte, pero el propio sistema de bombeo podría ser redimensionado en función del nuevo límite de la zona alta lo que, de cierta forma, también traería un significativo ahorro a lo largo del tiempo.

La Figura 4.11 esboza la *curva neutra* relativa a la demanda de un día típico en ese sistema donde el comportamiento discutido queda bien evidenciado.

Otra posibilidad a ser evaluada sería sólo el cambio del conjunto moto-bomba actual por uno más adecuado a la demanda del sistema. Preferiblemente, que cubra de forma más eficiente el rango de caudal entre 228,64 a 500,56 m^3/h, donde el sistema opera el 62% del día,asociando eso a las curvas de mejores rendimientos, es decir, que el punto de caudal máximo estuviera situado a la derecha de la curva de mejor rendimiento. Ciertamente esto proporcionaría buenos resultados, ya que la mayor parte del tiempo el conjunto fluctuaba dentro de los mejores límites de rendimiento, según lo sugerido por la Europump y el Hydraulic Institute.

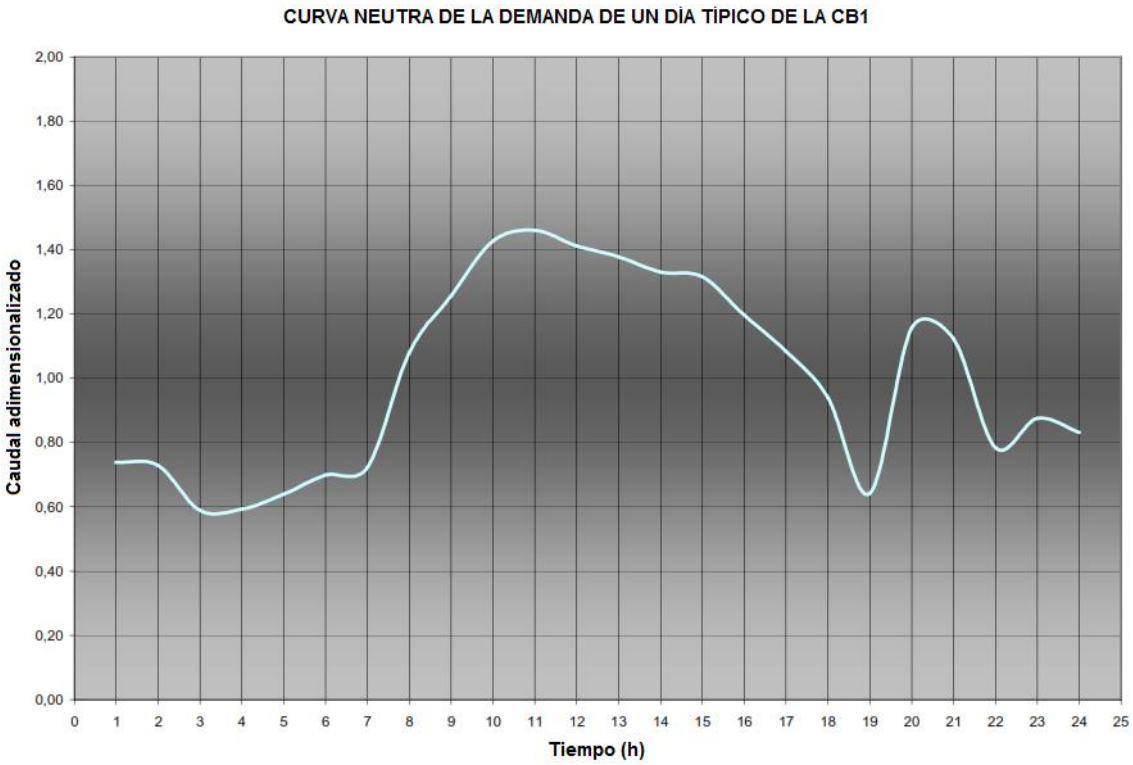


Figura 4.11 - *Curva Neutra* relativa a la demanda en un día típico de la CB1.

En los catálogos de dos fabricantes, disponibles en Internet, fue posible seleccionar 4 bombas que atienden al rango de caudal mencionado en el párrafo anterior con buenos niveles de rendimiento. Las características de estas bombas se insertan en la Tabla 4.3.

El mayor atractivo de los conjuntos seleccionados está aún por cuenta de la potencia que según los fabricantes, para atender a los requisitos de caudal y carga de ese sistema, no serían superiores a 152,0 cv. El conjunto actualmente en operación tiene una potencia de 250 cv.

TABLA 4.3

CARACTERÍSTICAS DE LAS BOMBAS SELECCIONADAS EN CATÁLOGOS

BOMBA	**1**	**2**	**3**	**4**
Línea	Bipartida	Bipartida	Bipartida	Bipartida
Modelo	M1	M2	M3	M4
Rotación (rpm)	1775	1775	1750	1760
Diámetro del rotor (mm)	391	378,8	395	396
Caudal (m^3/h)	580	580	580	580
Altura manométrica	55	55	55	55
Potencia (cv)	150,2	144,7	148,0	152,0
$NPSH_R$(m)	4,22	2,78	4,29	3,55

Fuente propia

Aquí cabe señalar, que el simple hecho de que la bomba sea de una potencia menor, no significa que todos los resultados serán positivos, ya que su rendimiento también disminuirá. En bombas pequeñas, con potencia de hasta 10 cv, se observan rendimientos muy bajos. En las Figuras 4.12 y 4.13, se muestran curvas de rendimiento de dos bombas con potencia 5,09 y 10,32 cv. En ellas se observa que en rotación nominal el máximo rendimiento sería 66,7 y 68,3%, respectivamente. Como ejemplo de los dos casos, para un caudal de 30 m^3/h/ carga de 25,00 y un caudal de 40 m^3/h/ carga de 40,00 m, estos rendimientos serían de 54,5 y 57,4%. En el rendimiento global del conjunto y para una rotación inferior a la nominal ese valor, que ya es bajo, se volvería peor.

En el análisis ahora formulado de la búsqueda de mejores bombas que atiendan a las características de ese sistema de bombeo específicamente, la evaluación se vuelve bastante interesante, pues operando cualquiera de las cuatro bombas seleccionadas de forma convencional (Tabla 4.3), es decir, sin el uso de un convertidor de frecuencia, en atención de las características y demandas diarias verificadas, extraídas a partir de los datos levantados en campo, parece ser

mucho más ventajoso desde el punto de vista de la economía que el conjunto actual operando con convertidor de frecuencia. Además, ese cambio permitiría una recontratación de la demanda de potencia a la concesionaria de energía eléctrica, lo que reflejaría también en el costo final. Las Figuras 4.14 a 4.23 presentan las curvas características de estas bombas.

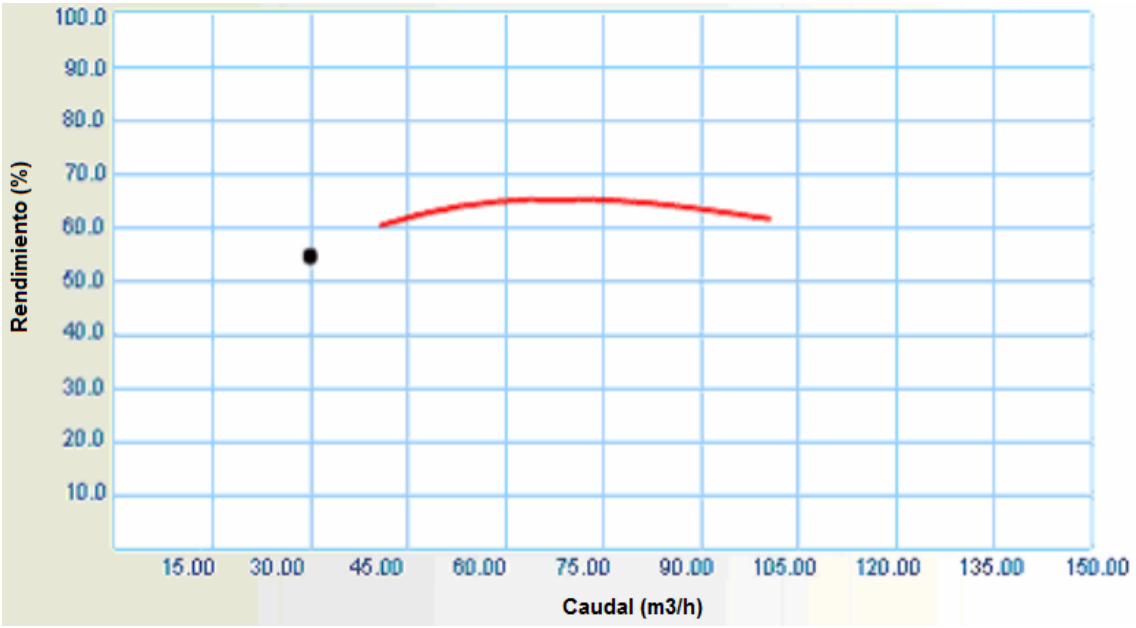


Figura 4.12 - Curva de rendimiento - Q = 30 m^3/h H = 25,00 m.

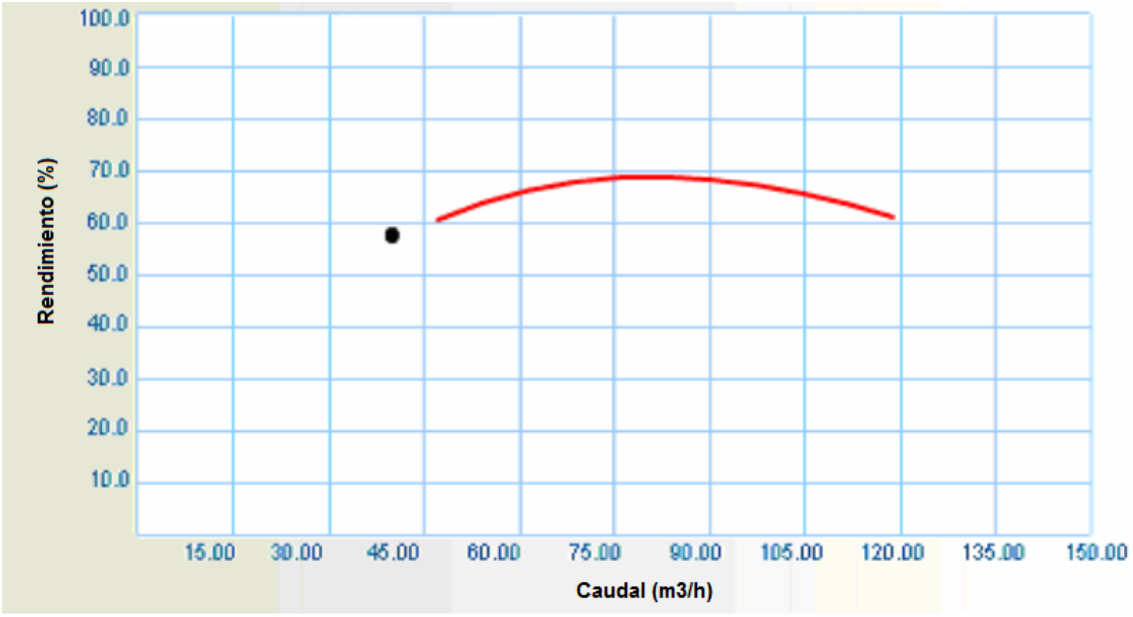


Figura 4.13 - Curva de rendimiento - Q = 40 m^3/h / H = 40,00 m.

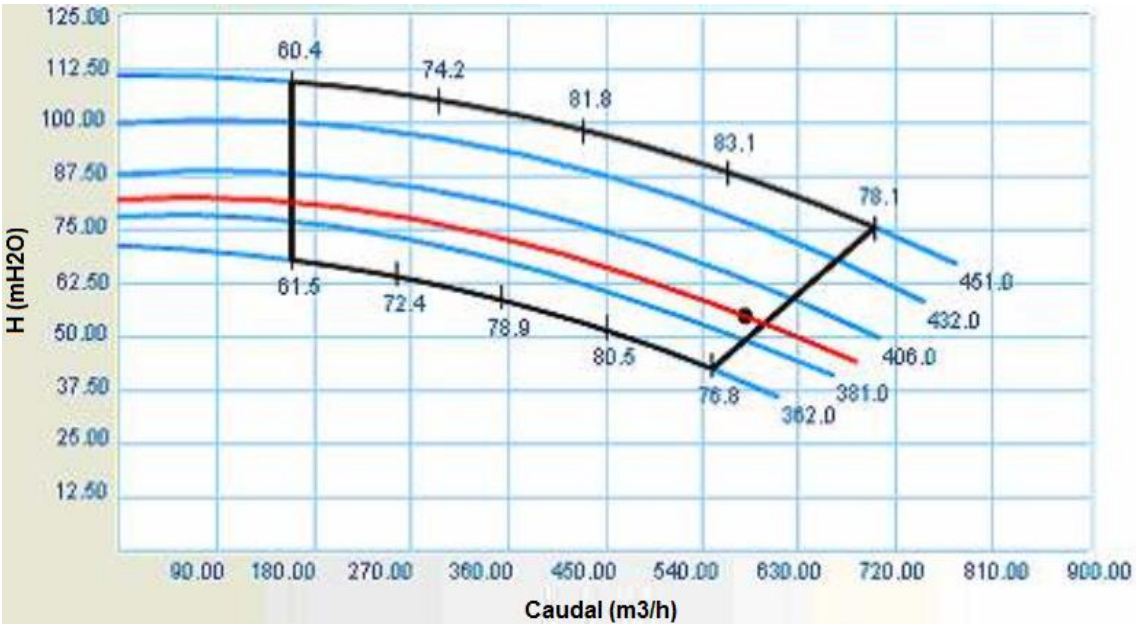


Figura 4.14 – Curva característica de la bomba bipartida - Modelo M1.

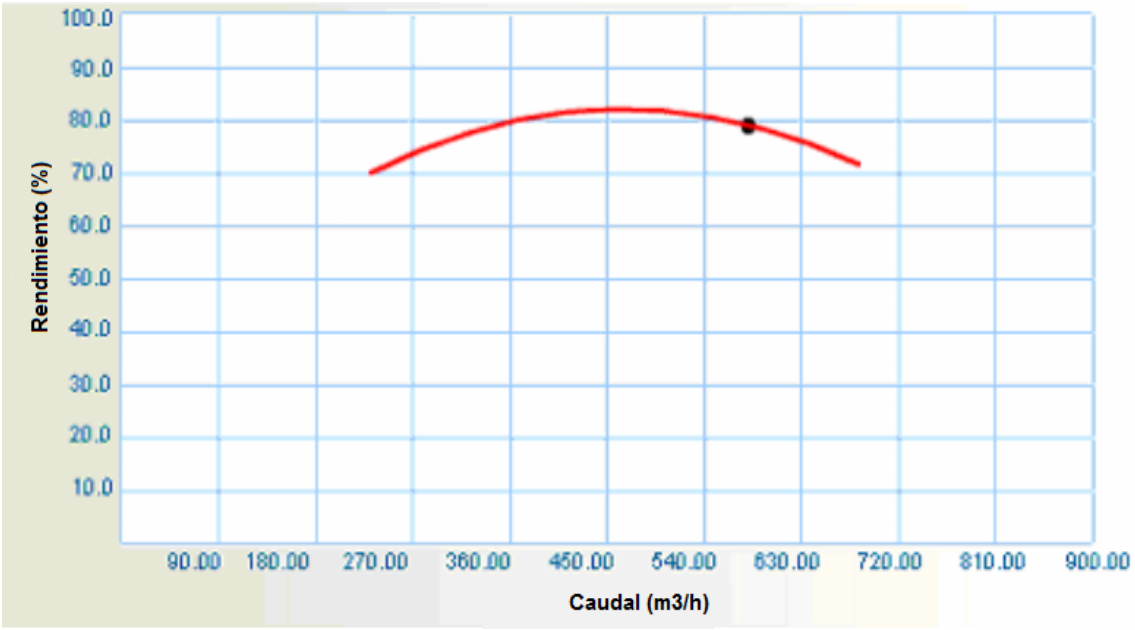


Figura 4.15 - Curva de rendimiento de la bomba bipartida – Modelo M1.

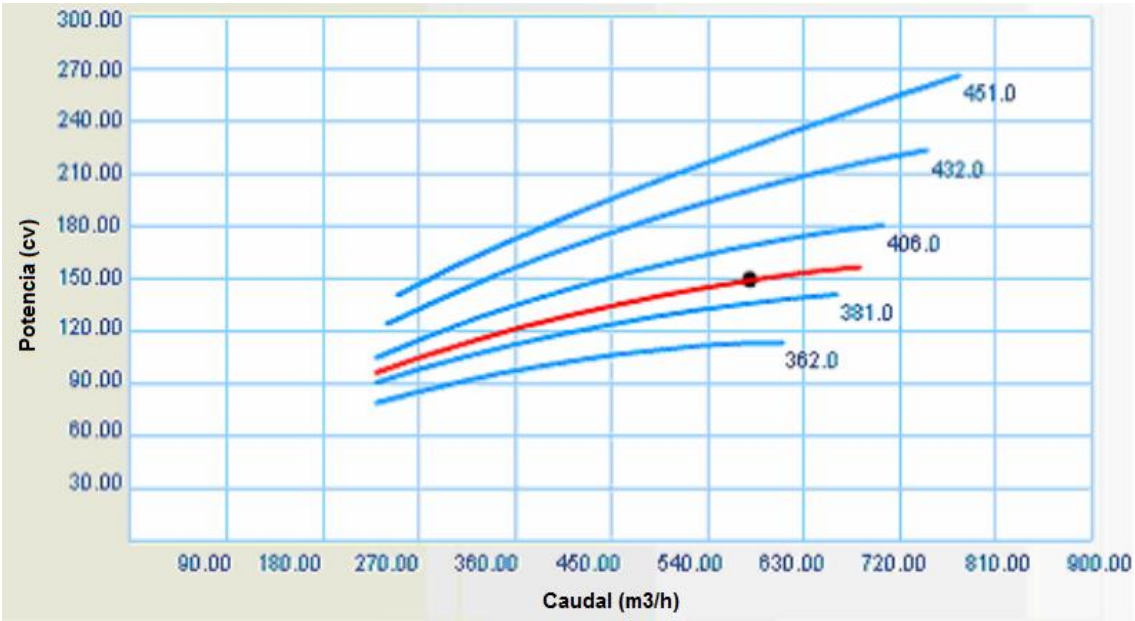


Figura 4.16 - Curva del caudal vs potencia de la bomba bipartida – Modelo M1.

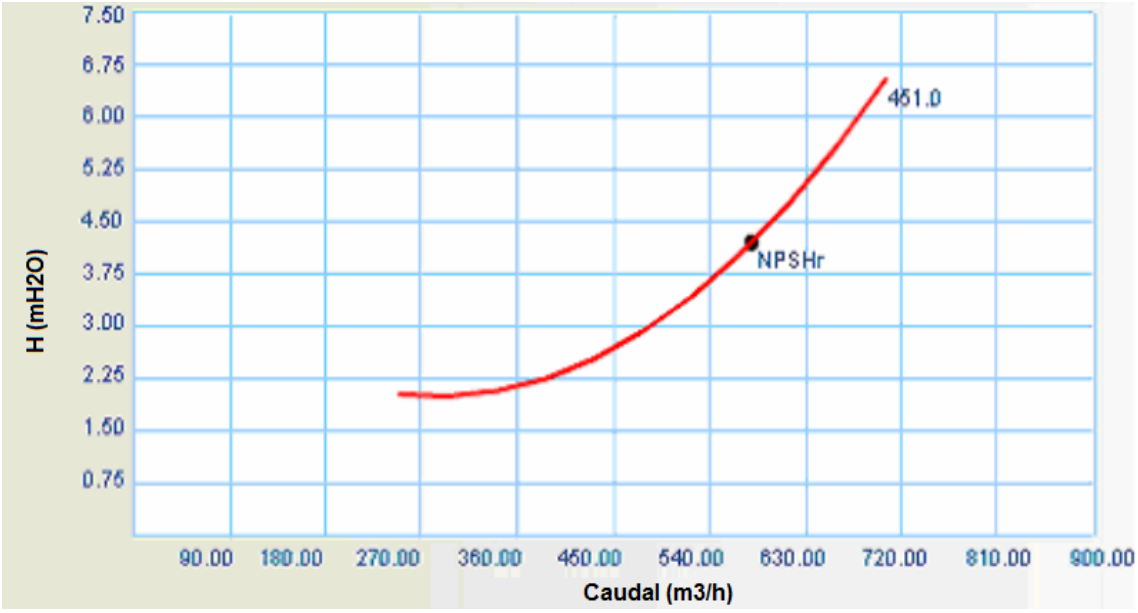


Figura 4.17 - Curva del $NPSH_R$ de la bomba bipartida – Modelo M1.

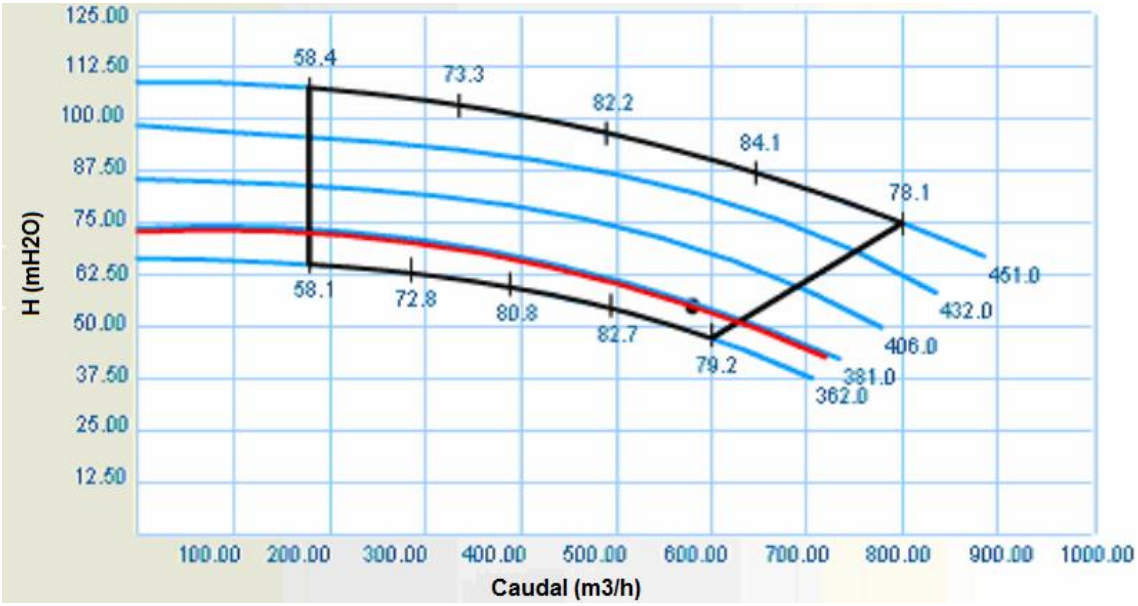


Figura 4.18 - Curva característica de la bomba bipartida – Modelo M2.

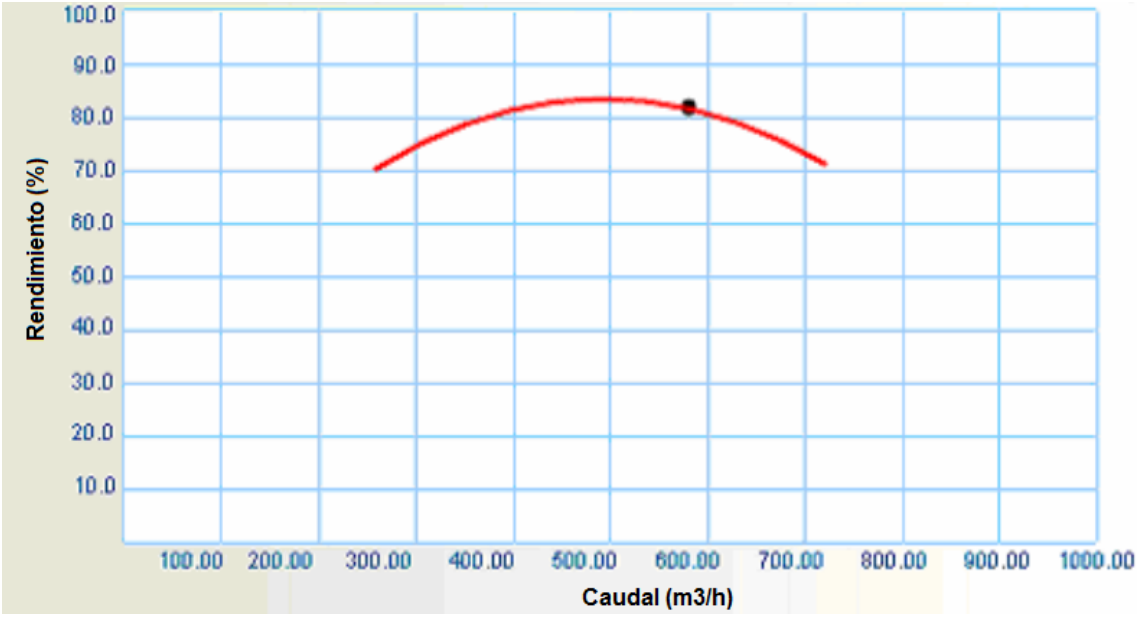


Figura 4.19 – Curva de rendimiento de la bomba bipartida – Modelo M2.

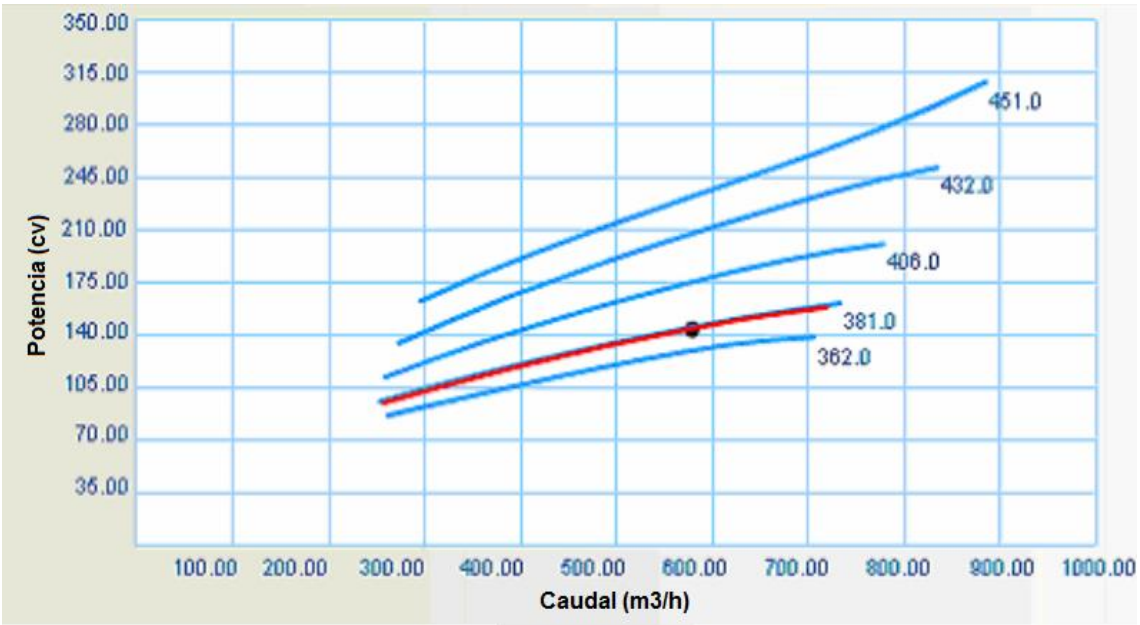


Figura 4.20 – Curva del caudal vs potencia de la bomba bipartida – Modelo M2.

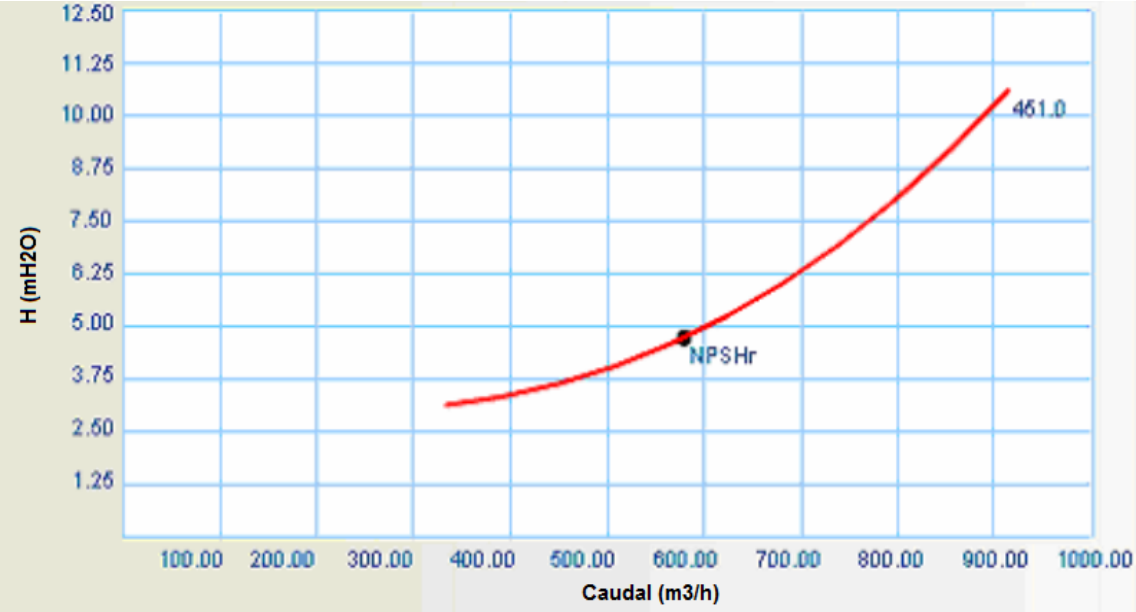


Figura 4.21 - Curva del $NPSH_R$ de la bomba bipartida - Modelo M2.

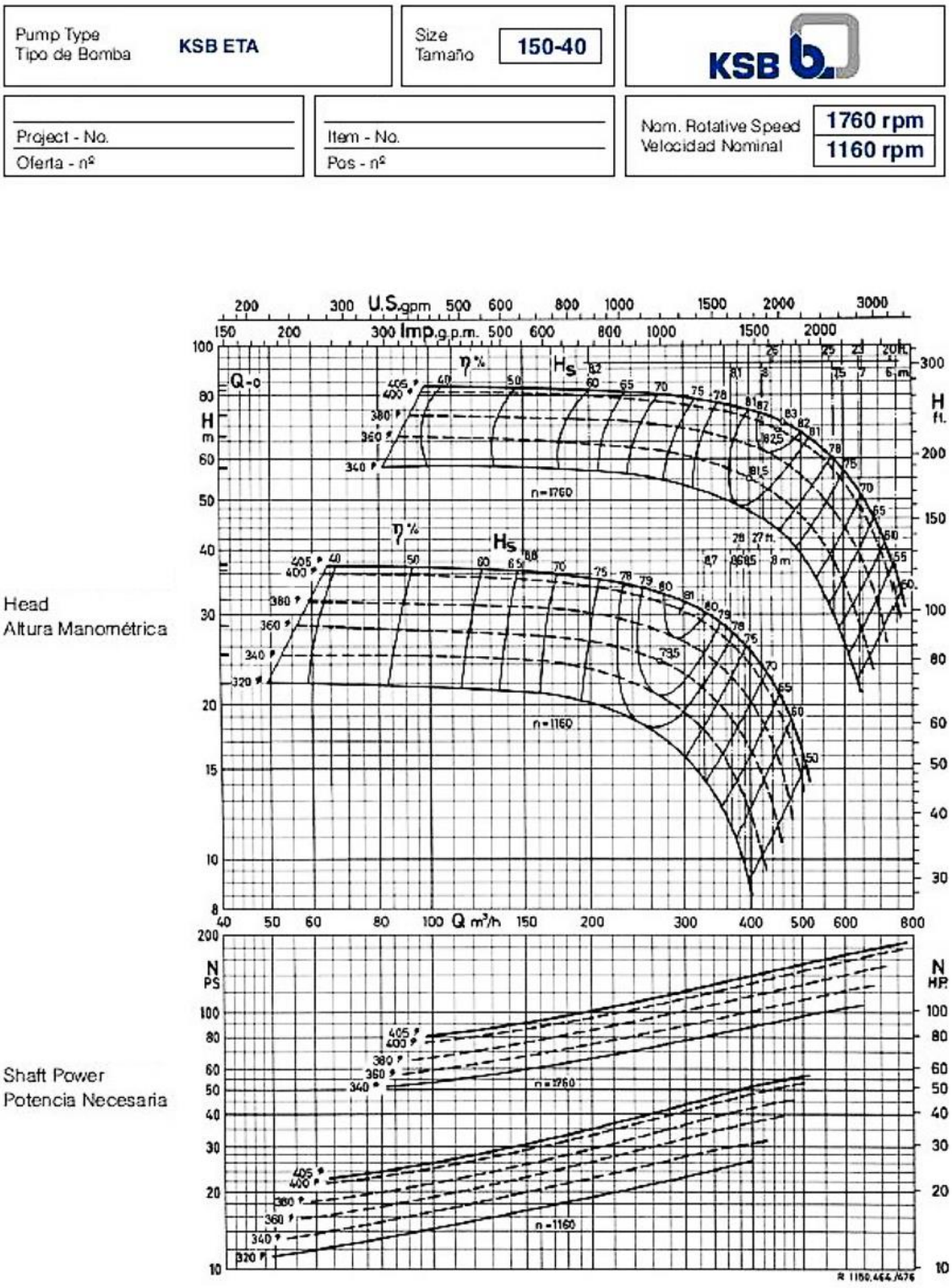


Figura 4.22 - Curva de la bomba bipartida - Modelo M4.

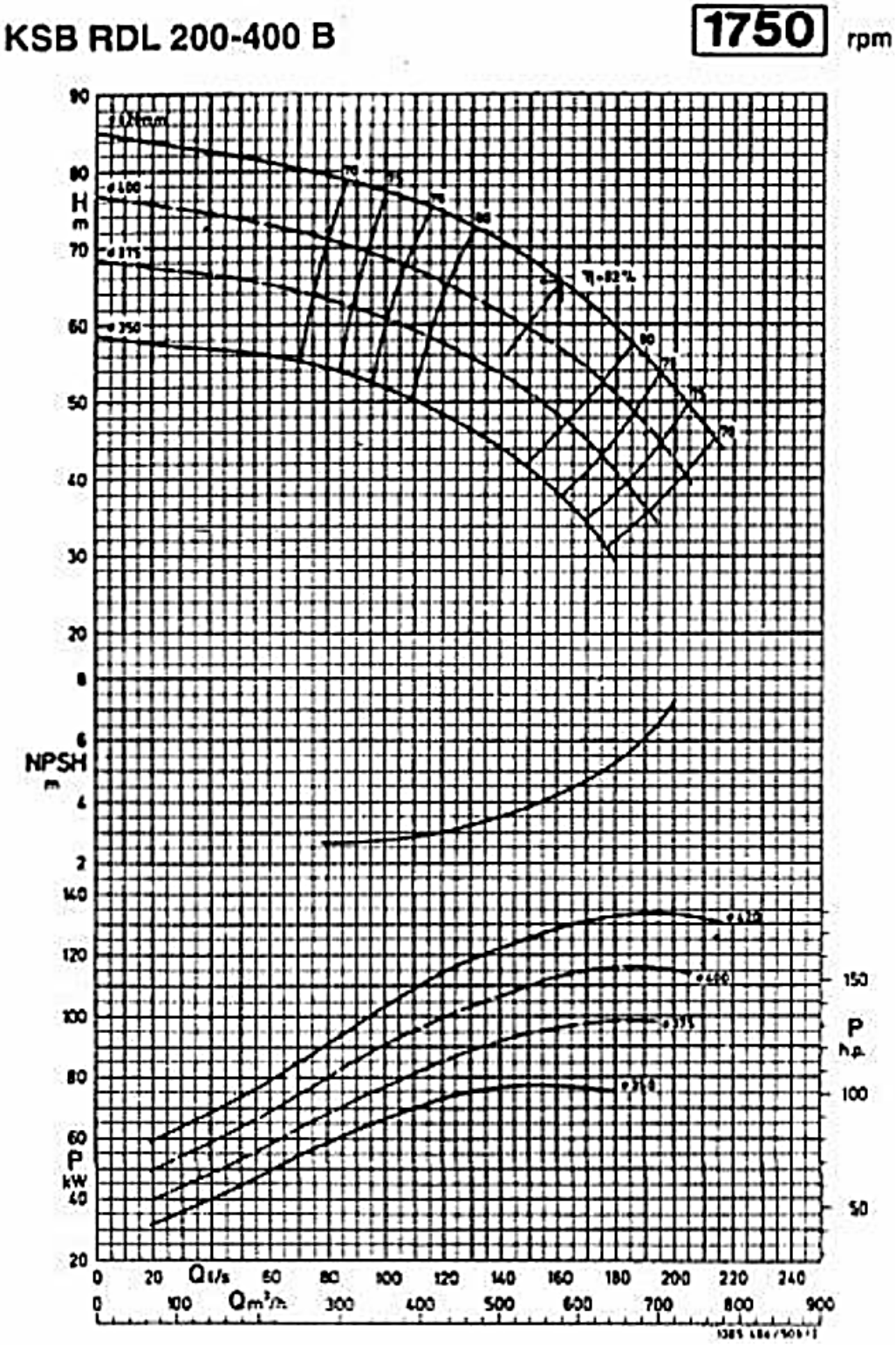


Figura 4.23 - Curva de la bomba bipartida – Modelo M4.

El mínimo $NPSH_D$ del lugar verificado durante el período de pruebas fue de 4,73 m. En ese caso la bomba 2 (M2), teniendo en cuenta este nivel mínimo verificado, podría presentar un ligero problema de cavitación para un caudal máximo de 580 m^3/h. En los demás rangos de caudal no ocurriría este problema, ya que el $NPSH_R$ también disminuye. Esto puede ser corregido trabajando con un nivel mínimo de la caja de succión en un nivel un poco mayor que el actual.

Las demás bombas analizadas aquí atenderían perfectamente lo solicitado con buenos intervalos de rendimiento.

Las curvas referentes al $NPSH_R$ de cada una de las bombas seleccionadas y presentadas en esa Tesis se refieren al diámetro máximo del rotor para los respectivos modelos elegidos (Figuras 4.15, 4.21 y 4.23). Sin embargo, consultando a ambos fabricantes sobre la curva específica de $NPSH_R$ vs Q para cada uno de los diámetros de rotor efectivamente seleccionados, los mismos indicaron que cuando está disponible en el catálogo sólo la curva para el diámetro de rotor máximo se entiende que, en teoría, no hay variación de valores para los demás diámetros, es decir, a lo largo del rango de caudal el valor del $NPSH_R$ quedaría prácticamente el mismo para todos los diámetros de rotor posibles en un determinado modelo de bomba.

Sin embargo, según los fabricantes, podrán ocurrir en algunos casos un aumento del $NPSH_R$ con la disminución del diámetro del rotor sólo al final de la curva (rango correspondiente a los máximos caudales de ese modelo de bomba) y con valores del orden de 0,50 m. Ese comportamiento se ha comprobado en las pruebas con prototipos. En estos casos, los catálogos presentan las curvas de $NPSH_R$ ya añadidas de ese valor para cubrir esa pequeña diferencia, muchas veces imposible de determinar.

4.3. ESTUDIO DE CASO: LÍNEA DE BOMBEO B (CB2)

Esta casa de la bomba se encuentra localizada en la región el este de la ciudad a la salida de las Estaciones de Tratamiento de Agua (ETA) 3 y 4, el sistema de descarga recibe agua directamente del depósito semi enterrado CB2. La región está compuesta, predominantemente, por consumidores residenciales de clase alta y media alta, comerciales, incluyendo un gran Shopping Center y un grande Hipermercado, además de una urbanización popular, totalizando un total de 12858 conexiones, 18044economías y una población estimada en 90000 habitantes.

La aducción de agua se da directamente del Depósito Semi-Enterrado CB2 a la Caseta de Bombas del mismo nombre, dentro del área de ETA. El bombeo se desarrolla a partir de esa unidad a través de una Sub-Aductora denominada *Este*. La empresa *Este* tiene por finalidad, en el panorama operativo actual de la CS1, la aducción de agua al Centro de reservación y distribución CDR 1, además de la distribución directa a lo largo de su encaminamiento a 13 barrios y una urbanización. Sólo el CRD 1 es responsable por el abastecimiento lugar e inmediaciones (5 barrios), como también alimenta otra CRD. La cual atiende a otros 7 barrios.

La empresa *Este* se construye en material de hierro fundido, con diámetros de 500 y 400 mm en una extensión total de 6054,50 m. La topología de esta Sub-Aductora ya se ha presentado en el Capítulo 3 de esta Tesis (Figura 3.23). La Tabla 4.4, a continuación, presenta la división de esta línea en tramos a partir de la salida del bombeo, con las respectivas derivaciones (bloques), dimensiones y diámetros a lo largo de su trayectoria. La Figura 4.24 muestra cada uno de estos bloques.

TABLA 4.4

DIVISIÓN DE LA EMPRESA EN TRAMOS A LO LARGO DE LA TRAYECTORIA

Empresa Este

Tramos	**Extensión** (m)	**Diámetro** (mm)	**Material**	**Bloque**	Dimensión (m)
Salida CB2	62,00	500	Fierro fundido	-	727,970
Salida CB2 hasta A	1998,00	500	Fierro fundido	4	706,156
A hasta B	1158,00	500	Fierro fundido	5	671,346
B hasta I	506,80	500	Fierro fundido	-	675,089
I hasta D	204,10	500	Fierro fundido	3	692,303
I hasta E	282,90	500	Fierro fundido	-	700,000
E hasta F	798.70	500	Fierro fundido	2	711,138
E hasta CRD 1	1044,00	400	Fierro fundido	1	727,306
Σ	6054,50				

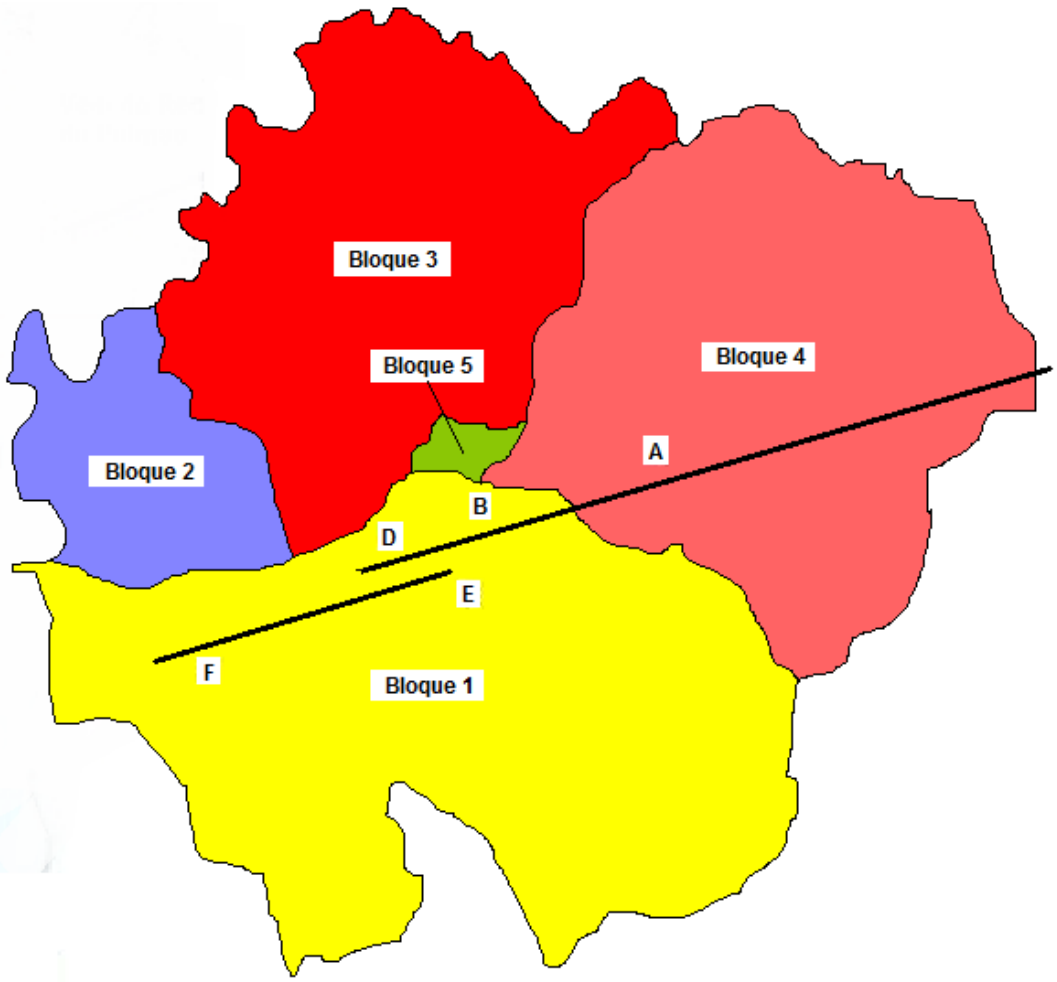


Figura 4.24 – Limite del área de influencia de CB2 con las divisiones en bloques asociados a las derivaciones de la empresa *este*.

Este sistema de descarga está dotado de dos conjuntos moto-bomba que operan alternadamente. El conjunto del Grupo 1 está dotado de una bomba con una potencia de 300 cv, diámetro del rotor de 375 mm, altura manométrica de 46,10mH_2O, caudal de 1080 m^3/h y 1775 rpm, acoplado a un motor eléctrico de inducción trifásico, potencia de 300 cv, 1780 rpm y categoría de aislamiento *B*.

El conjunto del Grupo 2 está dotado también de una bomba con una potencia de 300 cv, diámetro del rotor de 362,5 mm, altura manométrica de 39,40mH_2O, caudal de 1080 m^3/h y 1775 rpm, que se acopló a un motor eléctrico de inducción

trifásico, con una potencia de 300 cv, 1780 rpm y categoría de aislamiento *B*. La Figura 4.25 muestra una vista general de esta caseta de bombas.

Esta estación se encuentra encuadrada en un régimen de tarifación de energía eléctrica Horario-Estacional – Categoría Azul- A4 (De2,3a25kV), con demandacontratadade270kW.

Figura 4.25 - Vista general de la caseta de bombas CB2.

El sistema de operación normal de esta unidad se desarrolla en un ciclo que va de las 5:00hs. hasta las 23:00 hs. con los grupos trabajando alternativamente, es decir, cada día uno de los grupos entra en operación en la estación. Fuera de ese horario, de las 23:00 hs. hasta las 5:00 hs. del día siguiente, la unidad permanece apagada operando por gravedad a través de una estructura *by-pass* donde existe una válvula de retención.

Este sistema de represión, como se ha descrito anteriormente, bombea agua al CRD 1, teniendo aún cuatro puntos de distribución directa. El principal referente de este sistema es el propio CRD 1donde, por criterios empíricos, la empresa definió un valor de la presión de llegada en torno a 15 mH_2O, independiente del día y de la hora, durante el período de operación del sistema de descarga. El operador de CRD 1, se comunica vía radio por la mañana con el CCO/Equipo volante que va haciendo el seguimiento en el CRD 1 de la presión de llegada en la caja de succión. Este equipo o el CCO establecen el nivel de caudal en la salida del bombeo en función de ese parámetro. A lo largo del día se realizan chequeos constantes a través de los datos disponibles en el CCO, y un aumento o reducción del caudal se solicita al operador del CB2, según sea la necesidad.

Además de este referencial el operador todavía tiene un manómetro, localizado inmediatamente a la salida del bombeo, otro parámetro que, también según criterios empíricos de la empresa, debe quedar entre 20 y 30 mH_2O durante la operación de la estación (Figura 4.26).

El CRD 1 ya es totalmente tele-comandado con accionamiento remoto del CCO, que recibe informaciones *on-line* de las presiones, caudales y niveles operativos. En la CB2 todavía no existe el tele-comando, sin embargo la información está también disponible *on-line* en el CCO.

Las pruebas en ese sistema de bombeo se desarrollaron con la adquisición de datos entre los días 31/05 y 12/06. De nuevo, un equipo del Sector de Pitometría y Macromedición de la empresa CS1 proporcionó el soporte necesario, habiendo sido utilizado en esta nueva prueba los siguientes equipos:

Figura 4.26 - Manómetro instalado en la salida del bombeo.

- 5 Data-Loggers de presión, con un rango de lectura de 0 a 200 mH_2O y error del 0,5% del fondo de escala;
- 2 Cosmos-Data-Loggers, con salida de 4 a 20 mA;
- 1 microcomputadora, AMD - K6 II, 256 Mb de RAM, Procesador 400 MHz, sólo con la función de acumular de los datos leídos a través de los aparatos;
- 1 FLUKE para la adquisición de todos los parámetros eléctricos del sistema.

Los equipos se instalaron en puntos estratégicos del sistema, siendo un DataLogger de presión *aguas abajo* del conjunto moto-bomba en operación y otro inmediatamente después de la válvula de mariposa, también en la salida del bombeo. Esta válvula de mariposa se maniobra cuando el sistema opera mediante el método convencional de control de caudal, es decir, sin el convertidor de frecuencia. El tercer Data-Logger de presión se instaló a la llegada de la caja de succión del CRD 1. Los otros dos Data-Loggers se instalaron en las derivaciones para los bloques 3 y 4 (Puntos A yD), ya que en esas ubicaciones no existen estructuras de control con medidores de caudal en la entrada. Las demás entradas de bloques, puntos B, F y en el CRD 1, ya cuentan con esas estructuras.

Un Cosmos DataLogger fue instalado junto al medidor electromagnético de caudal, en la salida del bombeo para adquisición de los datos del caudal de descarga. El otro Cosmos DataLogger fue instalado junto con el FLUKE en el

panel eléctrico para la adquisición de los datos de rotación de la bomba y demás parámetros eléctricos del sistema, respectivamente (Figuras 4.27 y 4.28).

Así como en la prueba desarrollada en la CB2, se solicitó la operación de ese bombeo por el sistema convencional en algunos días, es decir, operando el conjunto moto-bomba en rotación nominal y con el control del caudal a través de una válvula de mariposa , ubicada en la salida de la estación. En este caso específico, donde la unidad ya cuenta con un operador fijo en el local durante todo el período de operación de descarga, no hubo ninguna restricción en la atención de la solicitud, sólo una adecuación en la rutina. Esta prueba de operación convencional se desarrolló los días 07, 08 y 09 de junio.

Figura 4.27 - Adquisición de los datos de caudal.

Figura 4.28 - Adquisición de datos eléctricos y rotación.

Los equipos fueron configurados de la misma manera de la primera prueba, es decir, con una lectura cada 10 segundos (tiempo base), siendo que cada 3 minutos (intervalo de grabación) se hacía la media de las 18 lecturas y el resultado grabado en la memoria una vez. Con ello, es posible realizar un largo período de prueba con todos los datos obtenidos del sistema cada 3 minutos.

De todo el período de datos acumulados en el microcomputador y en las memorias de los Data Loggers, fue posible seleccionar dos días de operación con el convertidor de frecuencia, como también otros dos días con operación convencional. Se procuró también respetar un cierto padrón estacional en esa selección de los días, con la finalidad de mantener perfiles semejantes de demanda. De esta forma, se seleccionaron los datos recolectados en los días 01 y 02 de junio, para operación con el convertidor de frecuencia y los días 08 y 09para operación convencional. Estos cuatro días fueron necesarios debido a la rutina de operación alternada de los grupos.

Para una evaluación más concluyente acerca de esta unidad específicamente, se desarrolló un modelo matemático-computacional que busco representar fielmente la empresa *Este* y la CB2, objeto de ese estudio (Figura 4.29). Fueron utilizados los datos levantados en campo para la calibración de ese modelo matemático, así como las reglas operativas definidas por la CS1 y hoy en aplicación, buscando así representar la situación real de operación.

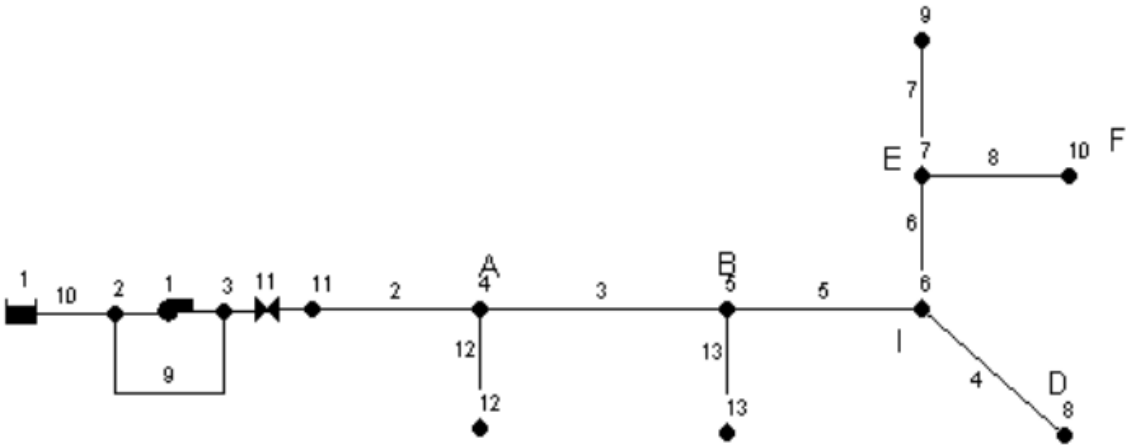
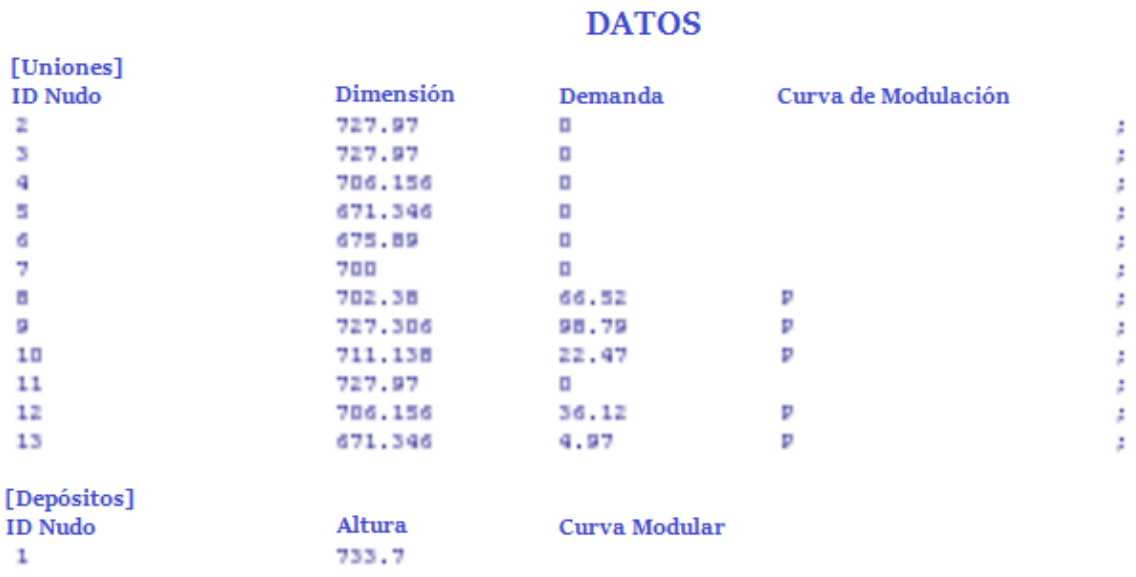


Figura 4.29 - Modelo matemático-computacional desarrollado.

También se desarrolló, un programa de *Auditoría Energética* (EPANET © V2.0.12) que, basado en los resultados generados en el análisis del modelo-matemático descrito, fue capaz de evaluar los consumos diarios de energía eléctrica de la unidad (Figuras 4.31 a 4.32). Finalmente, un tercer y último modelo matemático-computacional ya existente, basado en algoritmo genético multi-objetivo con restricciones, fue incorporado al Tool kit del EPANET, creando una rutina de búsqueda de *rotaciones óptimas* que viniesen a atender con precisión a las demandas operativas de ese sistema.



DATOS

[Uniones]

ID Nudo	Dimensión	Demanda	Curva de Modulación	
2	727.97	0		;
3	727.97	0		;
4	706.156	0		;
5	671.346	0		;
6	675.89	0		;
7	700	0		;
8	702.38	66.52	P	;
9	727.306	98.79	P	;
10	711.138	22.47	P	;
11	727.97	0		;
12	706.156	36.12	P	;
13	671.346	4.97	P	;

[Depósitos]

ID Nudo	Altura	Curva Modular
1	733.7	

Figura 4.31 -Pantalla 1 del programa de *Auditoría Energética* con los datos exportados por EPANET.

INFORME

Analysis begun Thu May 10 09:10:06

Analysis ended Thu May 10 09:10:06

Figura 4.31 – Pantalla 2 del programa de la *auditoría energética*, con el informe del análisis exitoso.

RESULTADOS

Hora	Energía [kW]	Q [l/s]	H [m]	Conect./Desc.	Rot	Rend. [%]	Tarf. [S/.]	Costo [S/.]
0	0.00	0.00	0.00	DES	0.00	0.0	0.152072	0.00
1	0.00	0.00	0.00	DES	0.00	0.0	0.152072	0.00
2	0.00	0.00	0.00	DES	0.00	0.0	0.152072	0.00
3	0.00	0.00	0.00	DES	0.00	0.0	0.152072	0.00
4	0.00	0.00	0.00	DES	0.00	0.0	0.152072	0.00
5	113.26	137.28	59.61	Con	1.00	70.9	0.152072	17.22
6	114.19	170.62	58.91	Con	1.00	86.4	0.152072	17.36
7	135.17	219.65	56.39	Con	1.00	89.9	0.152072	20.56
8	157.57	256.92	52.40	Con	1.00	83.8	0.152072	23.96
9	164.09	270.65	50.28	Con	1.00	81.4	0.152072	24.95
10	167.63	280.45	48.49	Con	1.00	79.6	0.152072	25.49
11	167.63	280.45	48.49	Con	1.00	79.6	0.152072	25.49
12	164.88	272.61	49.94	Con	1.00	81.0	0.152072	25.07
13	162.39	266.72	50.93	Con	1.00	82.1	0.152072	24.70
14	159.59	260.84	51.84	Con	1.00	83.1	0.152072	24.27
15	156.51	254.96	52.67	Con	1.00	84.2	0.152072	23.80
16	136.91	223.58	56.07	Con	1.00	89.8	0.152072	20.82
17	131.78	209.85	57.09	Con	1.00	89.2	0.250919	33.07
18	131.05	207.89	57.22	Con	1.00	89.0	0.250919	32.88
19	131.78	209.85	57.09	Con	1.00	89.2	0.250919	33.07

Figura 4.32 - Pantalla 3 del programa de *Auditoría Energética* con los resultados obtenidos.

Utilizando los tres modelos matemáticos-computacionales presentados, fue posible reproducir la operación de la CB2 a lo largo de un día típico para tres escenarios de interés:

- **Escenario 1:** operación convencional de la unidad con el control de caudal por válvula de bloqueo.
- **Escenario 2:** operación con inversor de frecuencias siguiendo los criterios definidos por CS1;
- **Escenario 3:** Operación con inversor de frecuencia siguiendo las *rotaciones óptimas* encontradas en el modelo optimizador.

En el escenario 1, la válvula 11, ubicada entre los nudos 3 y 11 (EPANET), hizo la función de una *Válvula Reductora de Presión* (VRP), siendo que su regulación de salida variaba cada hora según la media de las presiones de aquel período, por

ejemplo, entre las 9:00 y las 10:00 hrs de la mañana la regulación de salida de la VRP asumía el valor promedio de las presiones de ese mismo período. El valor medio de las presiones a cada hora del día fue levantado en el campo durante las pruebas.

El escenario 2 reprodujo, al igual que el escenario 1, el promedio de las rotaciones a cada intervalo de 1 hora. Esta media de las rotaciones también fue levantada a partir de los datos obtenidos en el campo durante las pruebas, siguiendo estrictamente los criterios operativos empíricos definidos por la CS1 y que se practican en la operación de ese sistema.

Para el escenario 3, se estableció como punto crítico y de referencia la llegada de agua en la caja de succión del CRD 1(nodo 9). En ese punto, fue definido como criterio una presión de 10 mH_2O durante todo el período, valor este que atiende al mínimo establecido.

Finalmente, fueron elegidas todas las derivaciones de la *empresa Este* (puntos A, B, D y F, además del propio CRD 1) como puntos de interés para la evaluación de la performance operativo del sistema. En posesión de las *rotaciones óptimas* generadas por el modelo optimizador se realizaron todos los análisis en EPANET y en el programa de *Auditoría Energética*. El resultado final nos permitió evaluar el performance operativo del sistema y medir el costo diario y mensual previsto en cada uno de los escenarios estudiados.

4.3.1 RESULTADOS LÍNEA DE BOMBEO B (CB2)

Al igual que lo ocurrido con los datos de la CB1, se inició el tratamiento de los datos recolectados para sólo entonces, interpretar y evaluar esa información.

Como esta unidad trabaja con dos grupos de bombas, operando en días alternados, se levantaron las curvas reales de cada uno de los conjuntos en operación convencional, es decir, con el control de caudal por la válvula de

mariposa localizada inmediatamente después del bombeo. Simultáneamente, se levantaron los respectivos rendimientos de los mismos en relación a la potencia consumida y al trabajo producido. En la Figuras 4.33 y 4.34 se presentan estos resultados.

Al observar estas dos figuras se ve un perfil con buena variación de carga, la del Grupo 2 es un poco más que la del Grupo 1 lo que, como se discutió anteriormente, es un buen indicador cuando se habla de empleo de convertidor de frecuencia. En cuanto al rendimiento, el conjunto del Grupo 1 presenta una performance ligeramente mejor para la rotación nominal, pero esto será mejor discutido a continuación cuando se tengan en cuenta los cambios de rotación y el rango de caudal en que más se opera.

En un análisis individual de los grupos, operando por separado en los días, con el uso del convertidor de frecuencia instalado en el local, se puede verificar la banda de rotaciones que los mismos operan a lo largo de un día típico para suplir la demanda del sistema. En la Figura 4.35 se insertan las rotaciones de estos dos días, y se han incorporado los valores a cada hora.

Se observa claramente que ese sistema trabaja con buena variación de la rotación a lo largo del período. Las rotaciones estuvieron entre el 45 y el 85% de la nominal, llegando a un valor medio diario del 72% para ambos grupos. Sin embargo, esto no significa que el convertidor de frecuencia esté bien empleado y tampoco que los resultados alcanzados sean los mejores en términos de justificar el empleo del dispositivo.

Obviamente, por menor que sea esa variación de la velocidad de operación del conjunto, habrá alguna ganancia en términos de ahorro de energía eléctrica. Sin embargo, de nuevo diciendo, como todos los parámetros de la bomba se alteran con el cambio de las rotaciones, hay que discutir las cuestiones de rendimiento para una evaluación más concluyente.

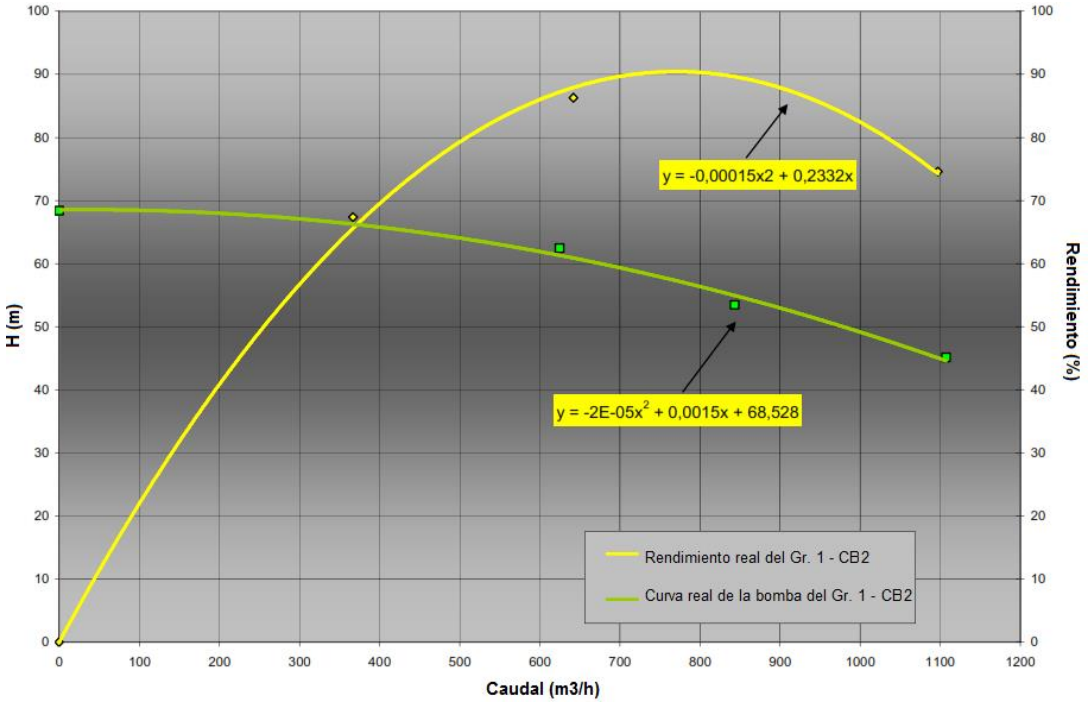


Figura 4.33.- Curva de la bomba y rendimiento del Grupo 1 de la CB2.

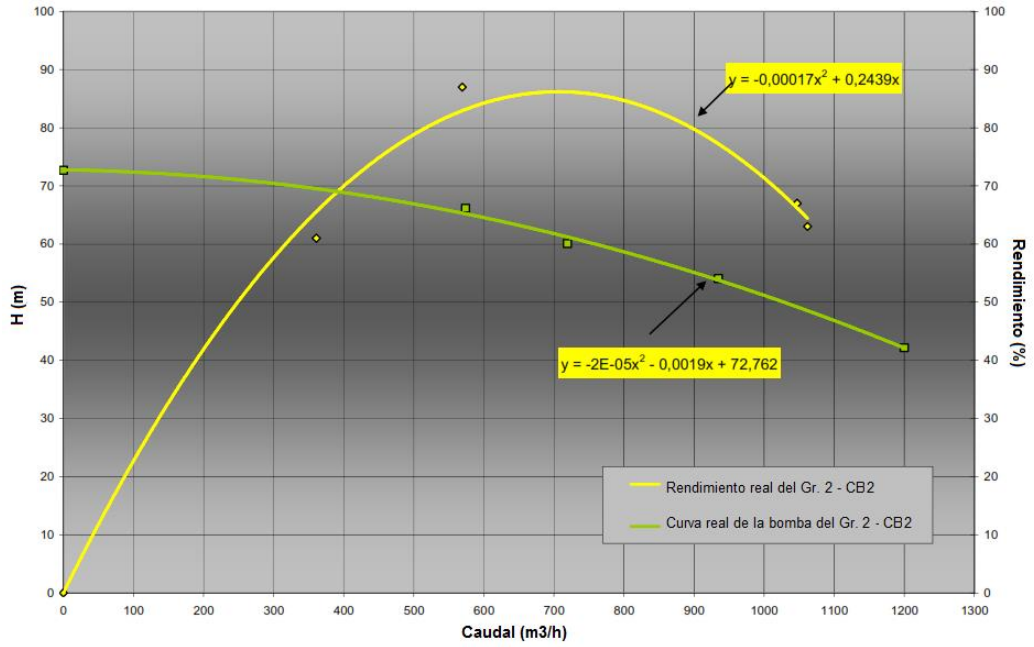
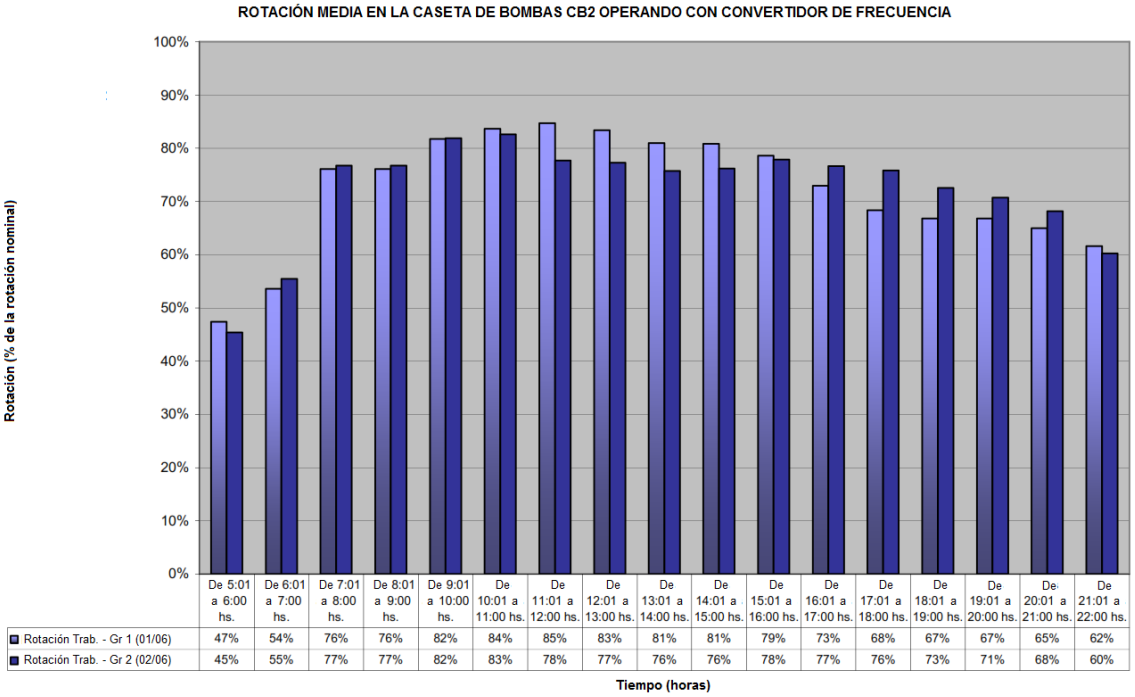


Figura 4.34 - Curva de la bomba y rendimiento del Grupo 2 de la CB2 en operación convencional.



	De 5:01 a 6:00 hs.	De 6:01 a 7:00 hs.	De 7:01 a 8:00 hs.	De 8:01 a 9:00 hs.	De 9:01 a 10:00 hs.	De 10:01 a 11:00 hs.	De 11:01 a 12:00 hs.	De 12:01 a 13:00 hs.	De 13:01 a 14:00 hs.	De 14:01 a 15:00 hs.	De 15:01 a 16:00 hs.	De 16:01 a 17:00 hs.	De 17:01 a 18:00 hs.	De 18:01 a 19:00 hs.	De 19:01 a 20:00 hs.	De 20:01 a 21:00 hs.	De 21:01 a 22:00 hs.
Rotación Trab. - Gr 1 (01/06)	47%	54%	76%	76%	82%	84%	85%	83%	81%	81%	79%	73%	68%	67%	67%	65%	62%
Rotación Trab. - Gr 2 (02/06)	45%	55%	77%	77%	82%	83%	78%	77%	76%	76%	78%	77%	76%	73%	71%	68%	60%

Figura 4.35 – Rotaciones medias necesarias en la operación de un día típico de la CB2 con convertidor de potencia.

Tomándose entonces los datos de los dos días de operación por el convertidor (y los otros dos días de operación sin el convertidor, fue posible calcular la energía consumida en esos cuatro días. Haciendo la acumulación de esos valores de energía consumida en ambas situaciones operativas y comparándolos entre sí, se obtiene la ganancia en términos de la energía eléctrica. La Figura 4.36 esboza esa comparación.

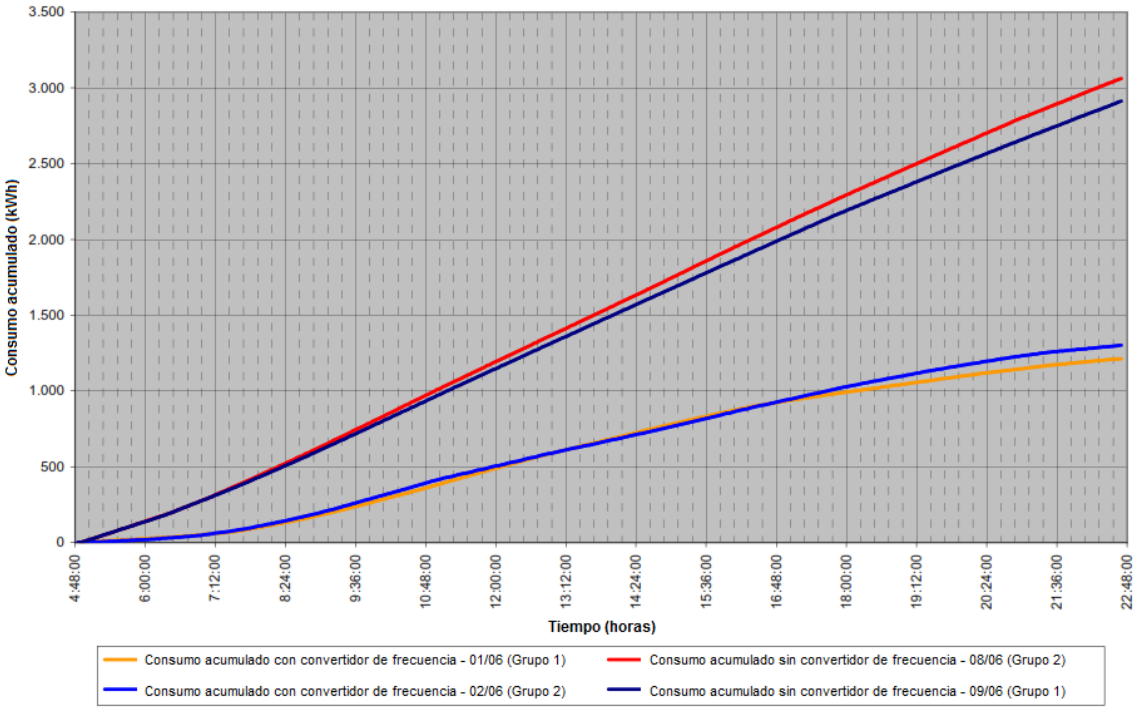


Figura 4.36 - Comparación del consumo acumulado de energía eléctrica con y sin el uso del convertidor de frecuencia.

De la misma forma, utilizando entonces los datos de caudal, carga y rotación para operación con inversor de frecuencia, adquiridos en campo, así como las curvas de rendimiento del conjunto moto-bomba en estudio para la rotación nominal (Figuras 4.33 y 4.34), fue posible calcular las curvas de los puntos homólogos de los rendimientos en diferentes rotaciones para los dos conjuntos. Así, los resultados fueron condensados en dos gráficos distintos, correspondientes al día de trabajo de cada grupo (Figuras 4.38 y 4.39).

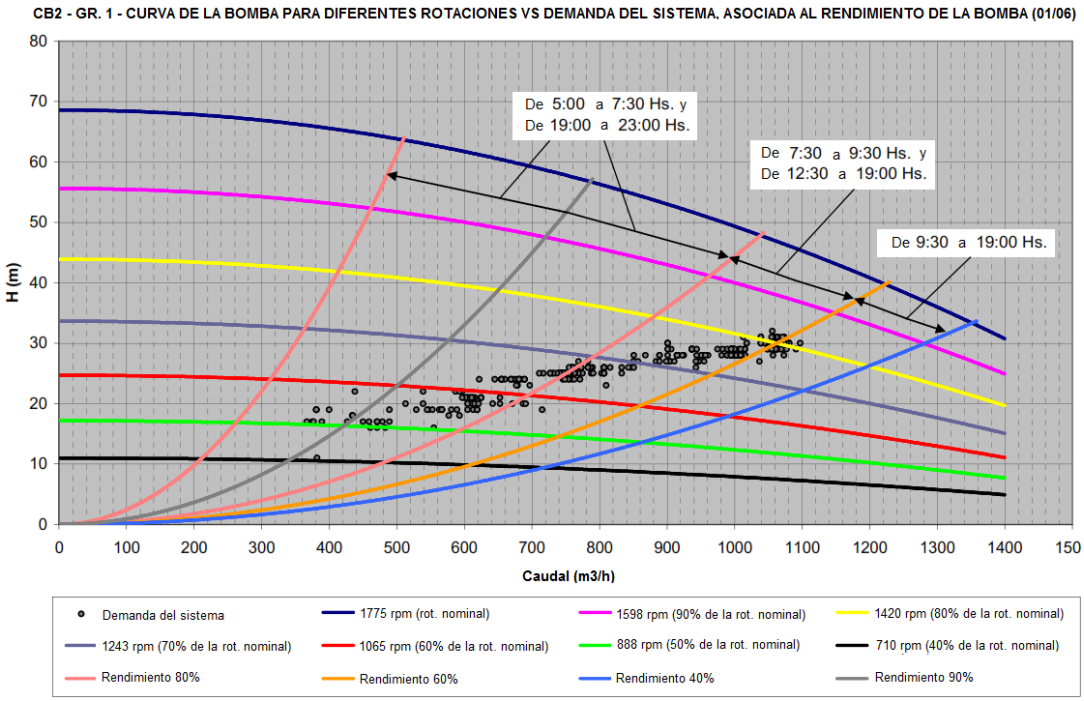


Figura 4.37 - Curva de la bomba para diferentes rotaciones vs demanda del sistema, asociado a las curvas de rendimiento de la bomba y sus puntos homólogos - Grupo 1.

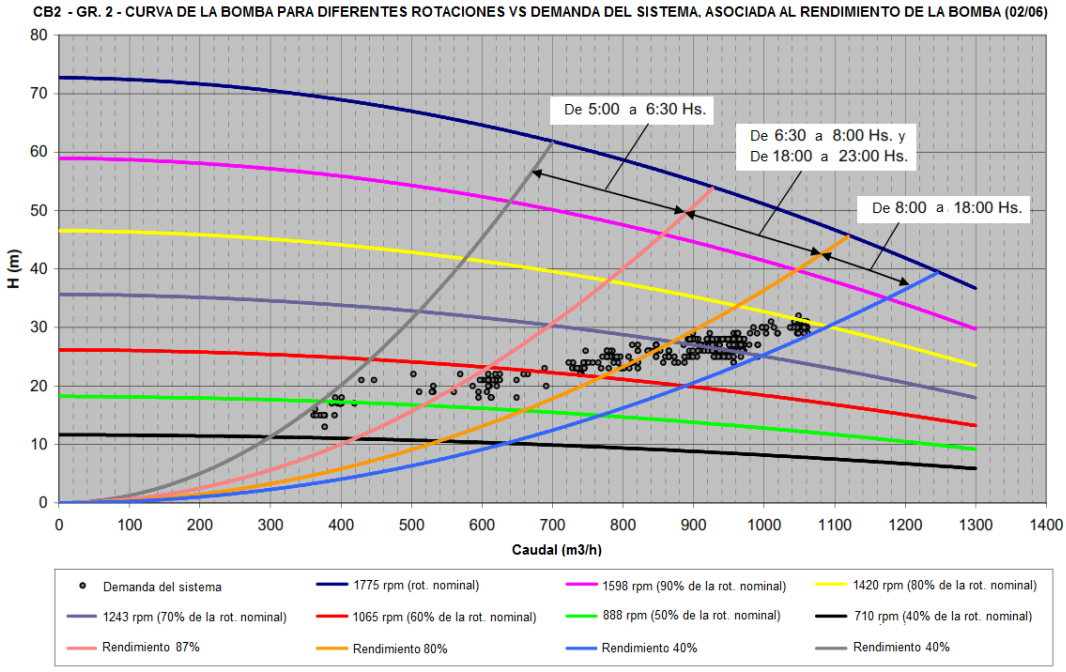


Figura 4.38 - Curva de la bomba para diferentes revoluciones vs demanda del sistema, asociada a las curvas de rendimiento de la bomba - Grupo 2.

Como se ha discutido anteriormente, también en ese caso se mantendrá la corrección de los rendimientos por las Leyes de la Semejanza dada la pequeña variación verificada entre las ecuaciones estudiadas. Las Tablas 4.6 y 4.7 sintetizan los marcos y las distribuciones de todo el rango de caudal verificadas a lo largo de los dos días de operación normal de cada grupo de esa unidad.

TABLA 4.6

ENCUADRAMIENTO DEL RANGO DE CAUDAL DE UN DÍA TÍPICO EN RELACIÓN AL RENDIMIENTO DEL CONJUNTO MOTO-BOMBA DEL GRUPO 1

Rango de rendimiento	**> 80%**	**60 – 80%**	**40 – 60%**
Intervalo de caudal (m^3/h)	367,00 – 810,00	833,00 – 1057,00	1061,00 – 1097,00
Numero de ocurrencias	127	170	60
Porcentaje en relación al total	36%	47%	17%
Rango horario	De 5:00 a 7:30 hrs De 19:00 a 23:00 hrs	De 7:00 a 9:30 hrs De 12:30 a 19:00 hrs	De 9:30 a 12:30 hrs

TABLA 4.7

ENCUADRAMIENTO DEL RANGO DE CAUDAL DE UN DÍA TÍPICO EN RELACIÓN AL RENDIMIENTO DEL CONJUNTO MOTO-BOMBA DEL GRUPO 2

Rango de rendimiento	**> 80%**	**60 – 80%**	**40 – 60%**
Intervalo de caudal (m^3/h)	361,00 – 595,00	607,00 – 910,00	911,00 – 1062,00
Numero de ocurrencias	33	128	200
Porcentaje en relación al total	9%	36%	55%

Rango horario	De 5:00 a 6:30 hrs	De 6:30 a 8:00 hrs De 18:00 a 23:00 hrs	De 8:00 a 18:00 hrs

Inicialmente haciendo un análisis del Grupo 1 (Figura 4.37 - Tabla 4.6), se verifica que el conjunto trabajó, predominantemente, en un intervalo de rendimiento del 40 al 80%, es decir, en el 64% del día, correspondiente a un rango de caudal de 833,00 a 1097,00 m^3/h. Sin embargo, los mejores rendimientos se situaron en bajos caudales que, aunque representaban sólo el 36% del día, involucraron al menos 2 horas del horario pico. En las otras dos horas del horario pico, estos niveles de rendimiento bajaron a un intervalo de 60 a 80% de rendimiento.

De la misma forma, sin embargo con un comportamiento un poco distinto, probablemente debido a la característica temporal del día, el grupo 2 (Figura 4.38 - Tabla 4.7), presentó un predominio en un intervalo de rendimiento del 40 al 80%, es decir, en el 91% del día, correspondientes a un rango de caudal de 607,00 a 1062,00 m^3/h. En el caso específico de ese grupo, no hubo aprovechamiento alguno del mejor intervalo de rendimiento durante el horario pico.

Como se ve en este ejemplo en estudio, la ganancia con convertidor de frecuencia es una cuestión muy relativa. En general, lo que existen son conjuntos bien dimensionados además de la necesidad y que, con rarísimas excepciones, jamás llegarán a ser utilizados en su plenitud. En una buena parte de la bibliografía consultada esa observación es corriente.

Cuando se asocian las cuestiones del rendimiento a la discusión, se tiene la real sensibilidad en cuanto a la ganancia que en muchos casos llegan a causar frustración. Las Figuras 4.39 y 4.40 trazan la *curva neutra* para cada uno de los grupos.

Con respecto a la tarifación, esa unidad operativa está encuadrada en el estándar *Horario-Estacional - Categoría Azul - A4*. En una evaluación en relación a los rangos de los caudales ya los intervalos de rendimiento de los conjuntos, esta modalidad de cobro de energía eléctrica parece bien adaptada a las características de la CB2. En las dos *curvas neutras* presentadas (Figuras 4.39 y 4.40), donde se observa un perfil relativamente aproximado, los picos de demanda máximos se situaron en el período de la mañana, es decir, fuera del horario pico. Sin embargo, el dimensionamiento de los conjuntos parece de cierta manera inadecuado. Si por un lado el rango de caudal atiende a las necesidades del sistema, por otro las cargas están más allá de la necesidad.

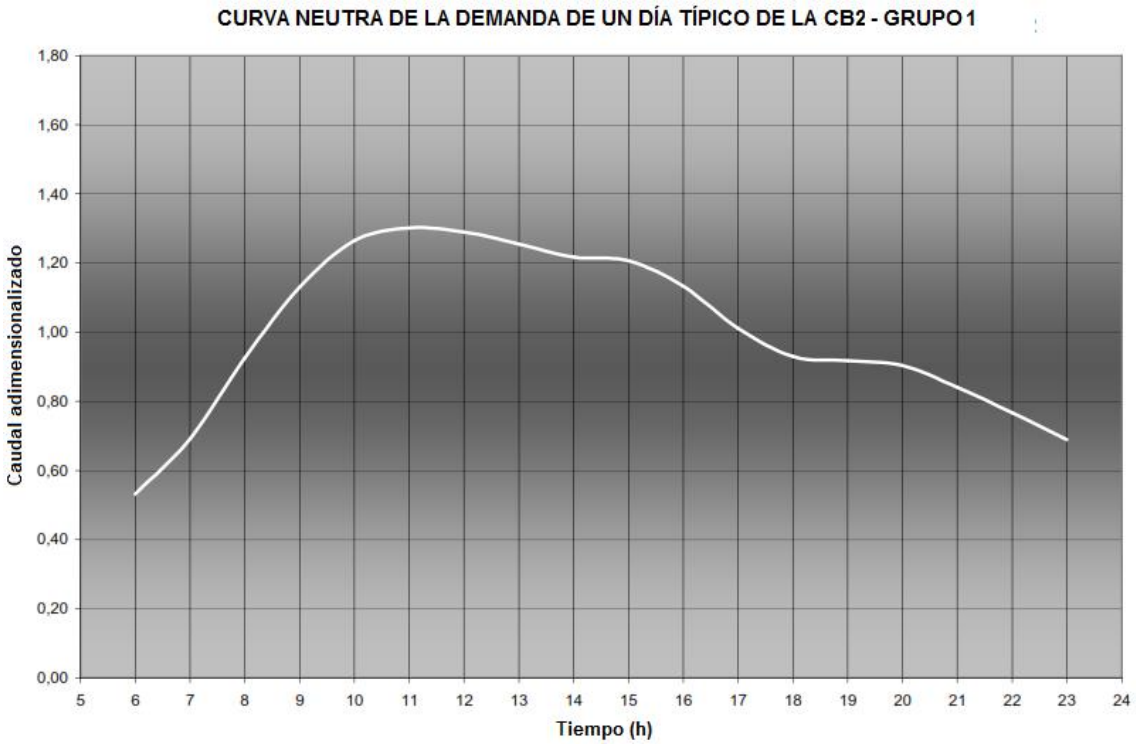


Figura 4.39 - *Curva Neutral* relativa a la demanda de un día típico de la CB2 con operación del Grupo 1.

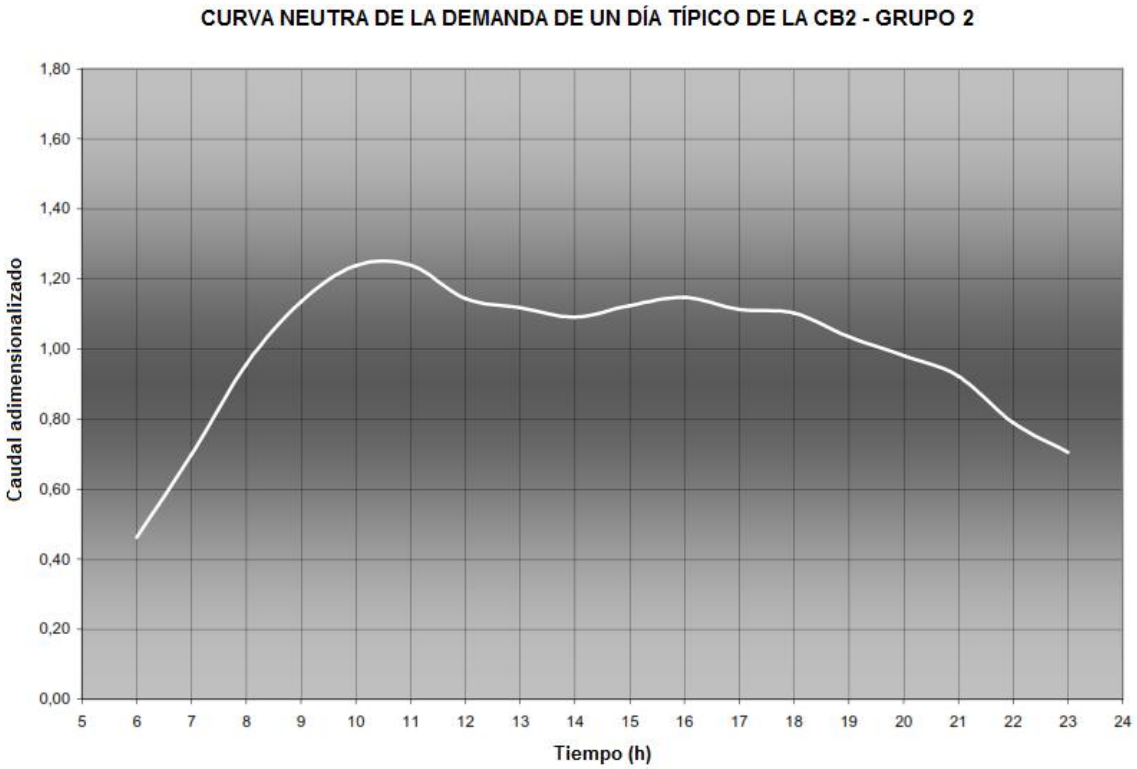


Figura 4.40 - *Curva Neutra* de la demanda de un día típico de la CB2con operación del Grupo 2.

Nuevamente aquí un redimensionamiento de los conjuntos traería una ganancia más efectiva, debido a que para cargas menores habría una potencia consumida también menor. El rango de caudal entre 700,00 a 1100 m^3/h, donde el sistema opera, en promedio, el 76% del tiempo (considerando los dos conjuntos), cubriría muy bien la mayor parte del día, esto siempre asociado a las curvas de mejores rendimientos, es decir, que el punto de caudal máximo estaba situado a la derecha de la curva de mejor rendimiento.

En los catálogos de los mismos fabricantes consultados anteriormente, disponibles en la Internet, se pudo seleccionar dos bombas que atienden a la banda de caudal mencionada en el párrafo anterior con buenos niveles de rendimiento. Las características de estas bombas siguen en la Tabla 4.8.

TABLA 4.8 CARACTERÍSTICAS DE LAS BOMBAS SELECCIONADAS EN CATÁLOGOS		
BOMBA	**1**	**2**
Línea	Bipartida	Bipartida
Modelo	M5	M6
Rotación (rpm)	1750	1760
Diámetro del rotor (mm)	318,2	340
Caudal (m^3/h)	1100,00	1100,00
Altura manométrica (m)	31	31
Potencia (cv)	152,04	166,7
$NPSH_R$ (m)	7,29	7.43

Fuente propia

De la misma forma, como el estudio de caso de la unidad anterior, el gran atractivo de estos conjuntos seleccionados está aún por cuenta de la potencia que, según los fabricantes, no son superiores a 166,7 cv. El conjunto actualmente en operación tiene una potencia de 300 cv, es decir, casi el doble. Esta sustitución todavía permitiría una recontratación de la demanda de potencia a la concesionaria de energía eléctrica, lo que reflejaría también en el costo final. Las Figuras del 4.41 al 4.45 presentan las diversas curvas características de estas bombas.

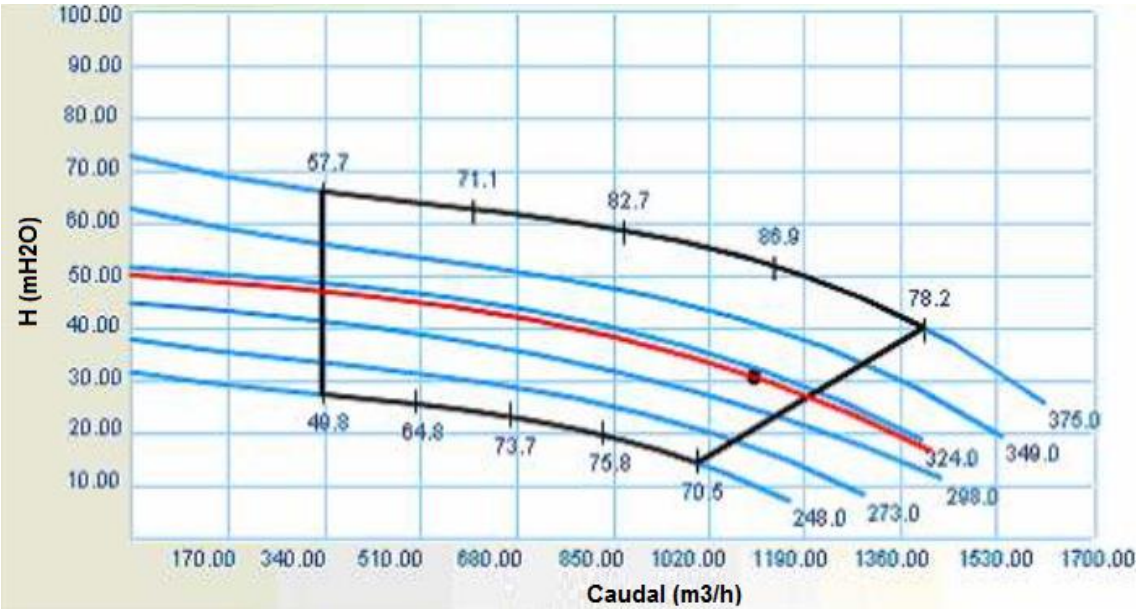


Figura 4.41 - Curva característica de la bomba bipartida – Modelo M5.

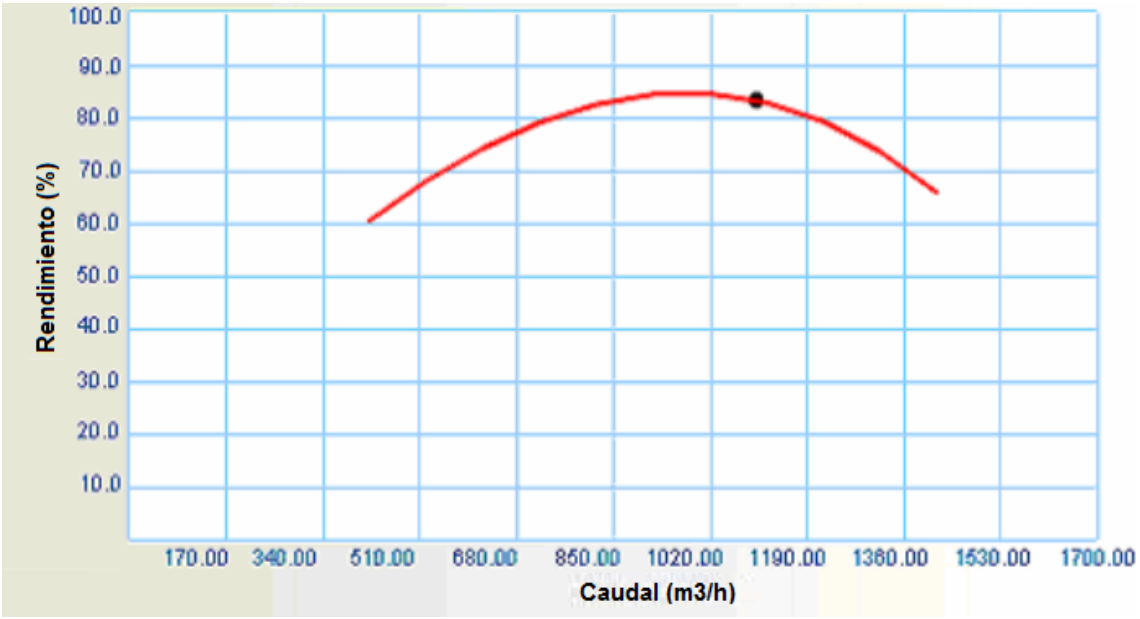


Figura 4.42 - Curva del rendimiento de la bomba bipartida – Modelo M5.

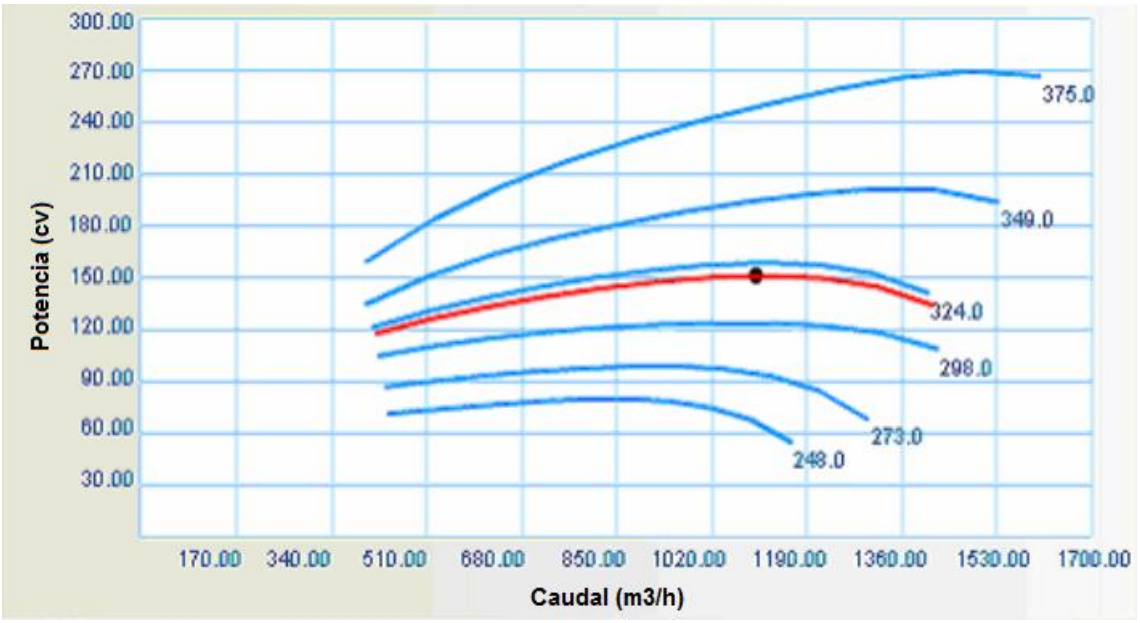


Figura 4.43 - Curva del caudal vs potencia de la bomba bipartida – Modelo M5.

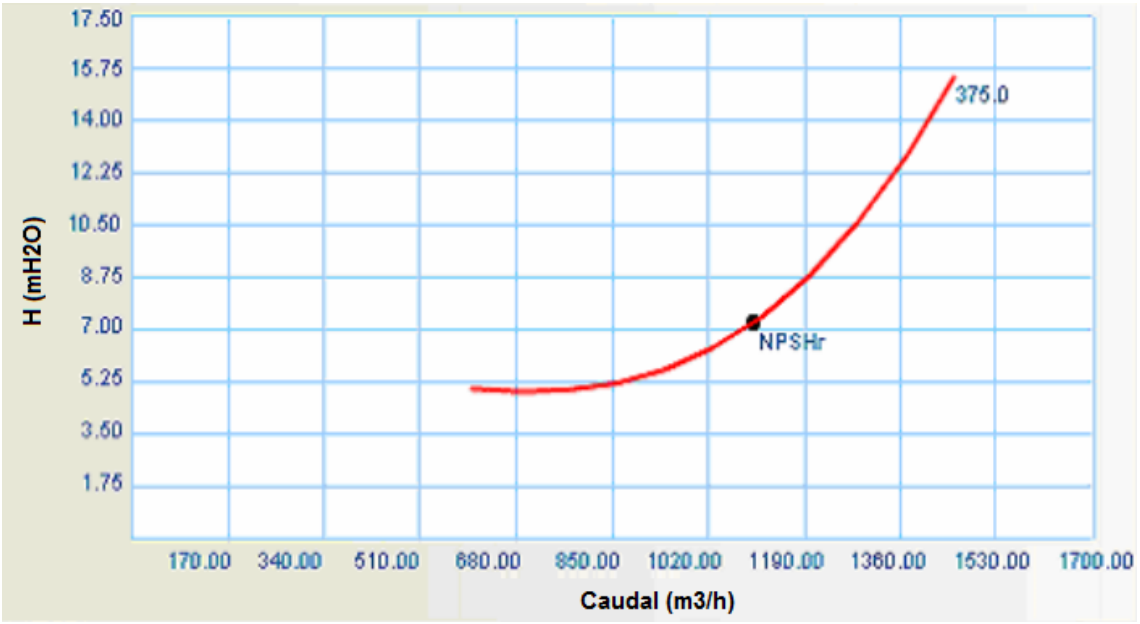


Figura 4.44 - Curva del $NPSH_R$ de la bomba bipartida – Modelo M5.

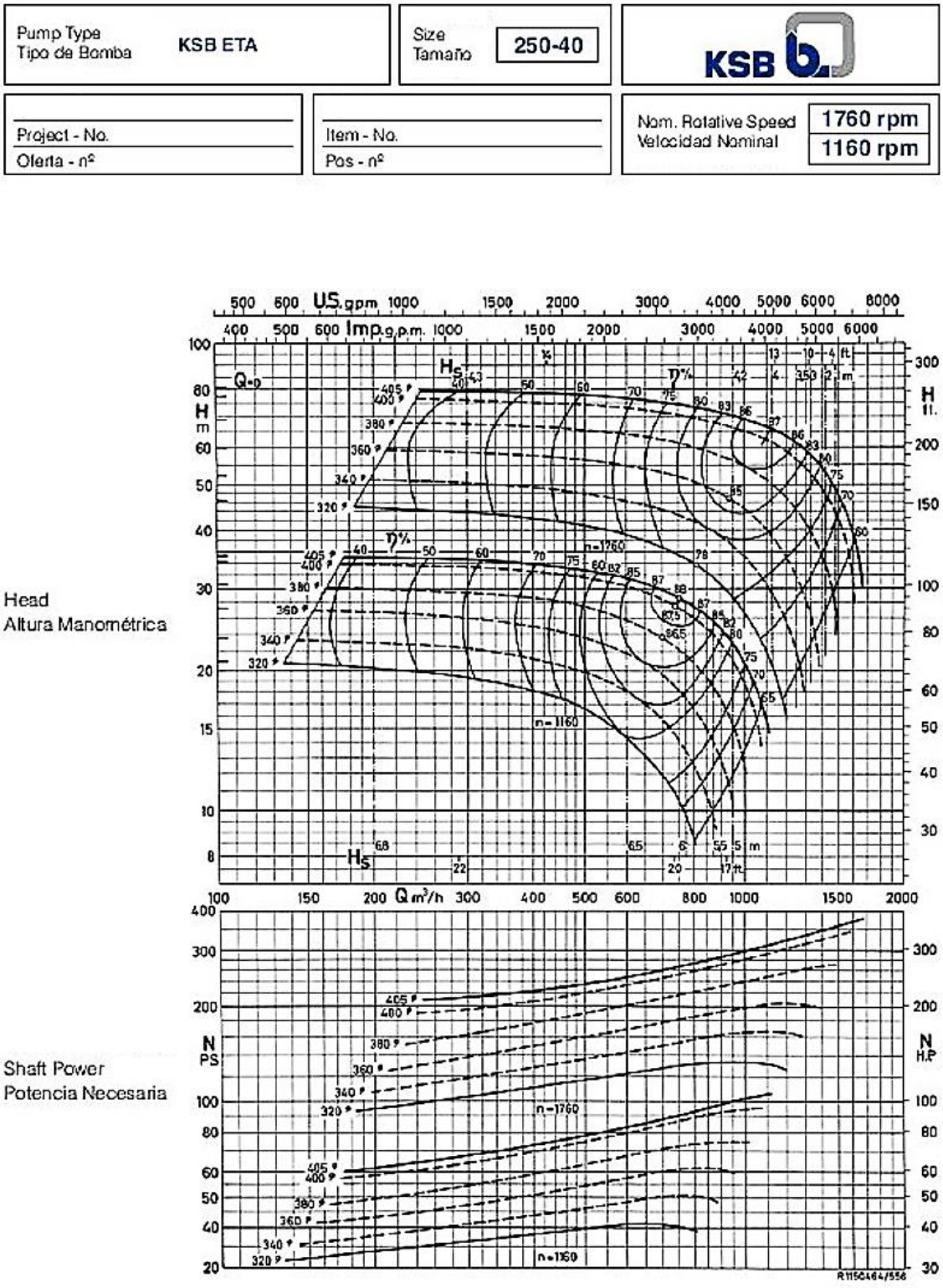


Figura 4.45 - Curva de la bomba bipartida – Modelo M6.

En cuanto al parámetro $NPSH_R$ no habría problema alguno, ya que el mínimo $NPSH_D$ local, verificado durante el período de pruebas fue de 8,03 m, mientras que el requerido por los modelos seleccionados es de 7,29 y 7,43 m, respectivamente.

Pasando ahora a estudiar esa caseta de bombas a través de los modelos matemáticos que se desarrollaron para este estudio, fue posible componer tres escenarios de esta unidad operativa específicamente. Las Figuras 4.46 a 4.51 presentan los resultados de los análisis sólo con referencia a las presiones verificadas en la salida del bombeo, en la llegada de la CRD 1 y en las demás derivaciones con distribución directa de la empresa *Este* (Puntos A, B, D y F).

En la Figura 4.46, que representa las presiones en la salida de la CB2, ya se puede notar una enorme diferencia entre las presiones generadas en el bombeo a partir de los tres escenarios estudiados. La operación a través del convertidor de frecuencia promueve, de inmediato, una reducción en la presión de salida del orden del 48,3%, es decir, para atender a las demandas, en operación convencional, la válvula de bloqueo disipa casi la mitad de toda carga generada por la bomba.

Los resultados verificados entre las comparaciones de los escenarios 1 y 2 demuestran que, en forma de presión en los puntos de interés, la operación del sistema por el convertidor de frecuencia (escenario 2), reprodujo prácticamente la misma situación de la rutina operativa de la unidad trabajando por el sistema convencional (escenario 1). Se observa también que hubo algún aumento de presión en la mayoría de los puntos de interés, principalmente, en el rango horario donde ocurren las máximas demandas. En el rango horario correspondiente al intervalo de las 9:00 a las 17:00 hrs., las presiones aumentaron un 3,7%, en promedio, en esta comparación entre los escenarios 1 y 2.

Específicamente el escenario 3, aquel que refleja la operación optimizada del sistema de bombeo, se mostró el más regular y beneficioso de todos. Hay

evidencias de esa observación de todos los puntos del sistema. Incluso en una comparación entre los escenarios 2 y 3, se observa una buena posibilidad de ganancia intuyendo que, aunque ya se opera con un convertidor de frecuencia (escenario 2), todavía existe la posibilidad de encontrar mejores resultados y rutinas operativas sin que ello altere o afecte las demandas de un día típico.

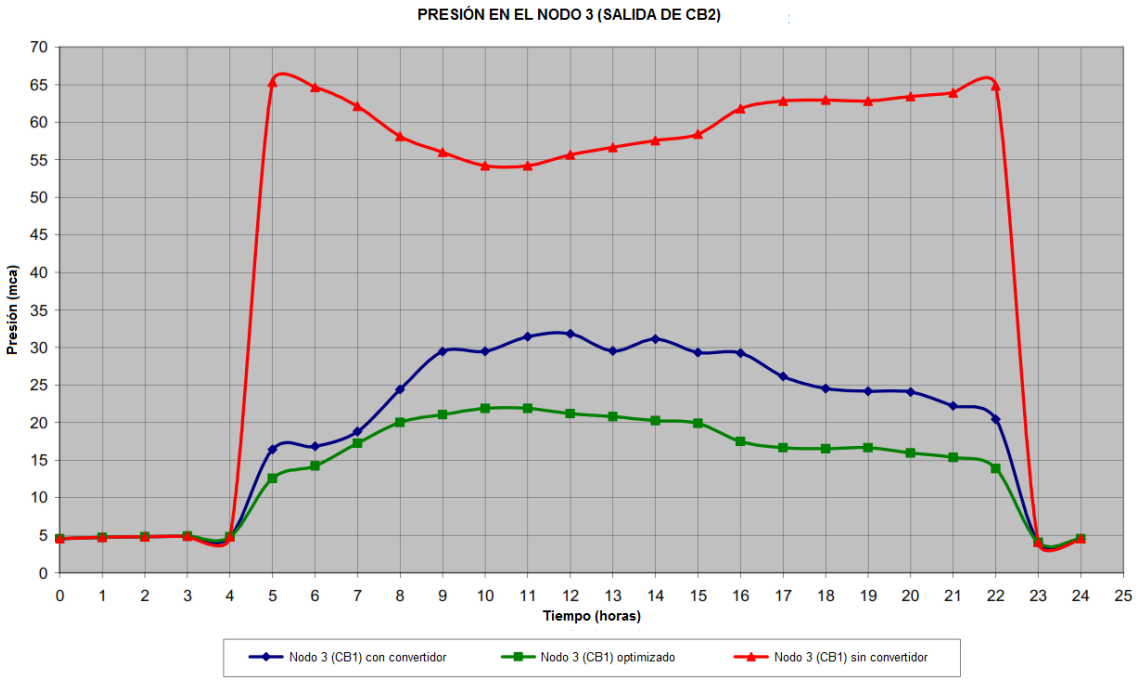


Figura 4.46 – Presiones en la salida de la CB2 (Nodo 3) para los tres escenarios de operación analizados.

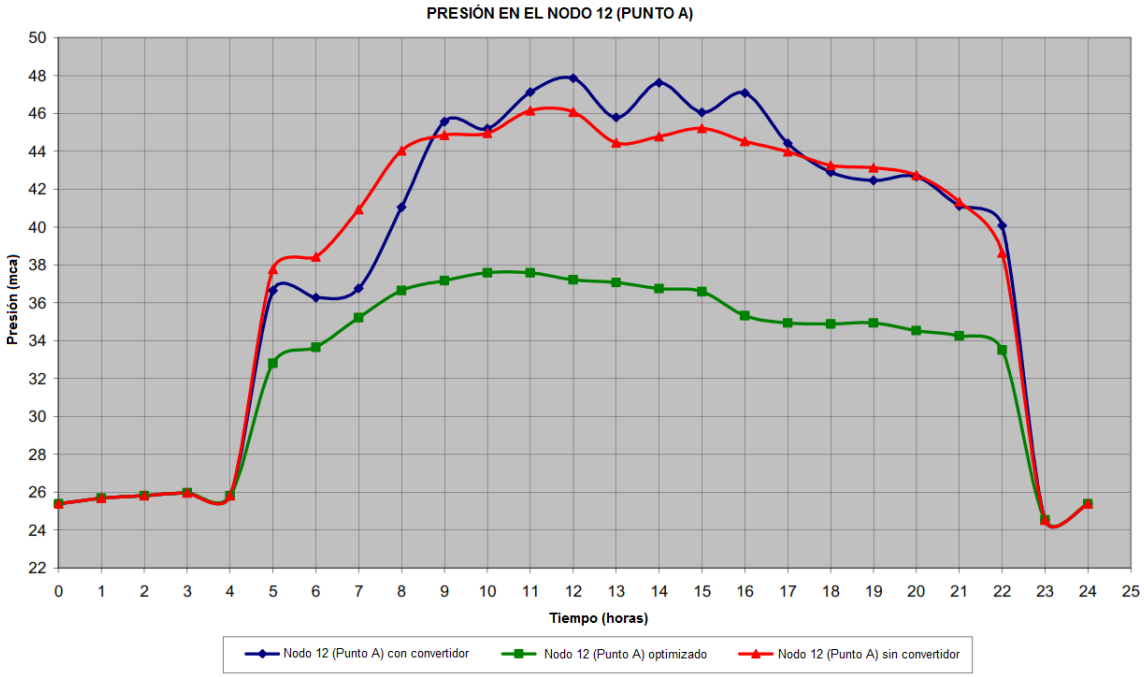


Figura 4.47 – Presiones en el punto A (Nodo 12) para los tres escenarios de operación analizados.

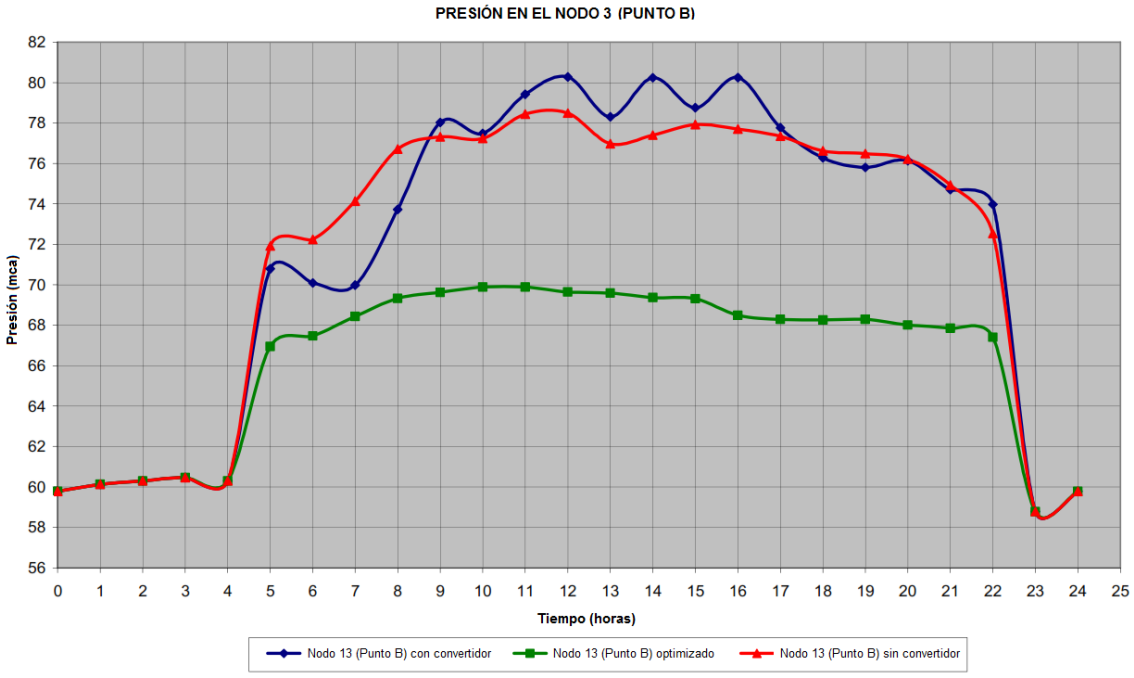


Figura 4.48 – Presiones en el punto B (Nodo 13) para los tres escenarios de operación simulados.

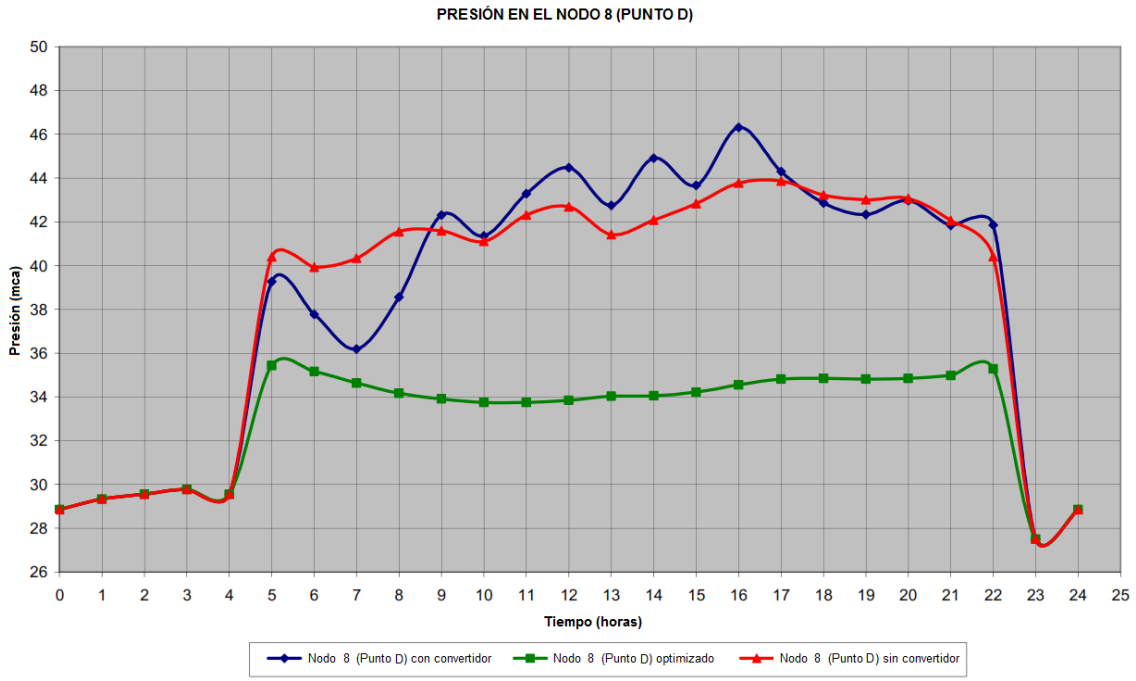


Figura 4.49 - Presiones en el punto D (Nodo 8) para los tres escenarios de operación analizados.

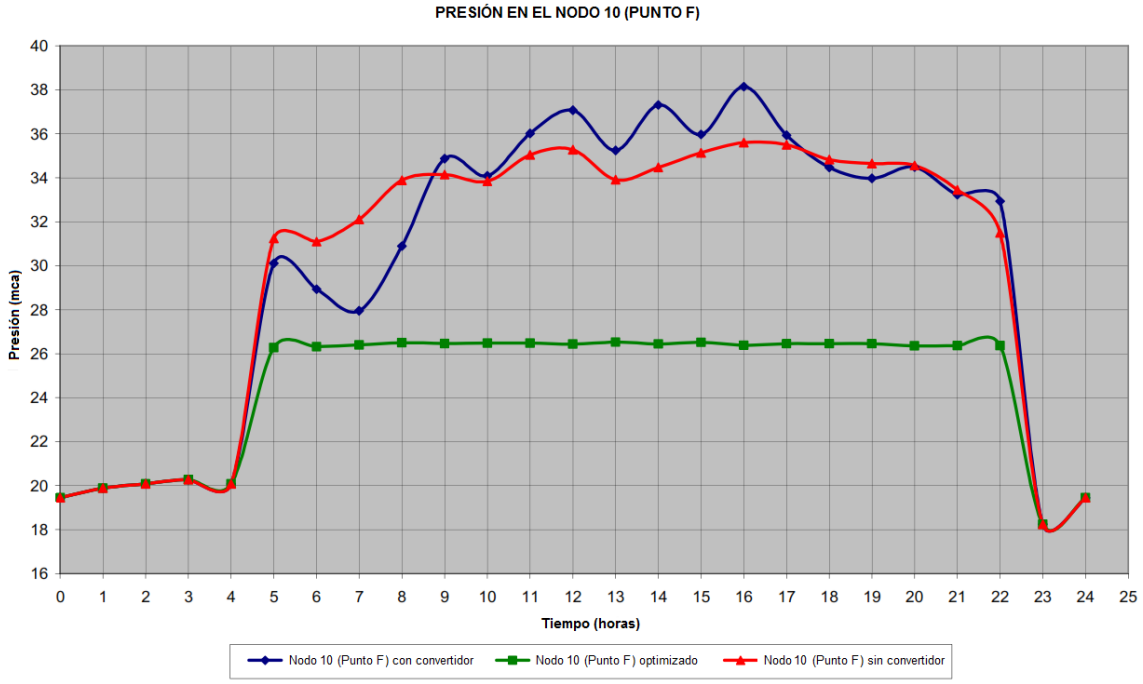


Figura 4.50 - Presiones en el punto F (Nodo 10) para los tres escenarios de operación analizados.

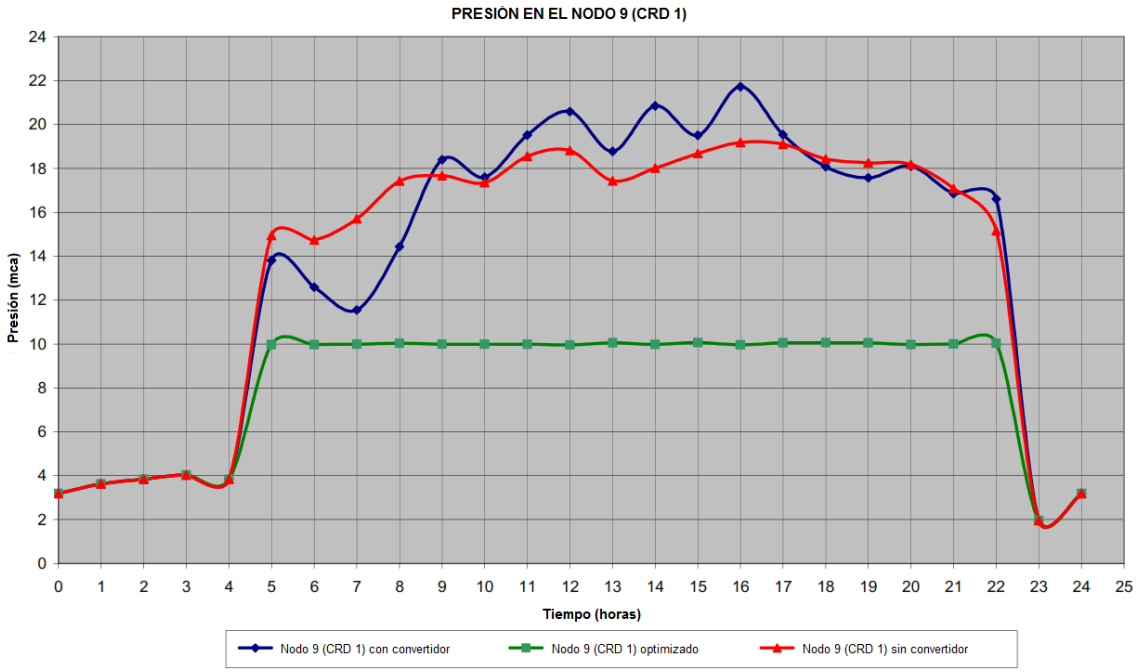


Figura 4.51 - Presiones a la llegada de la caja de succión del CRD 1 (Nodo 9) para los tres escenarios de operación simulados.

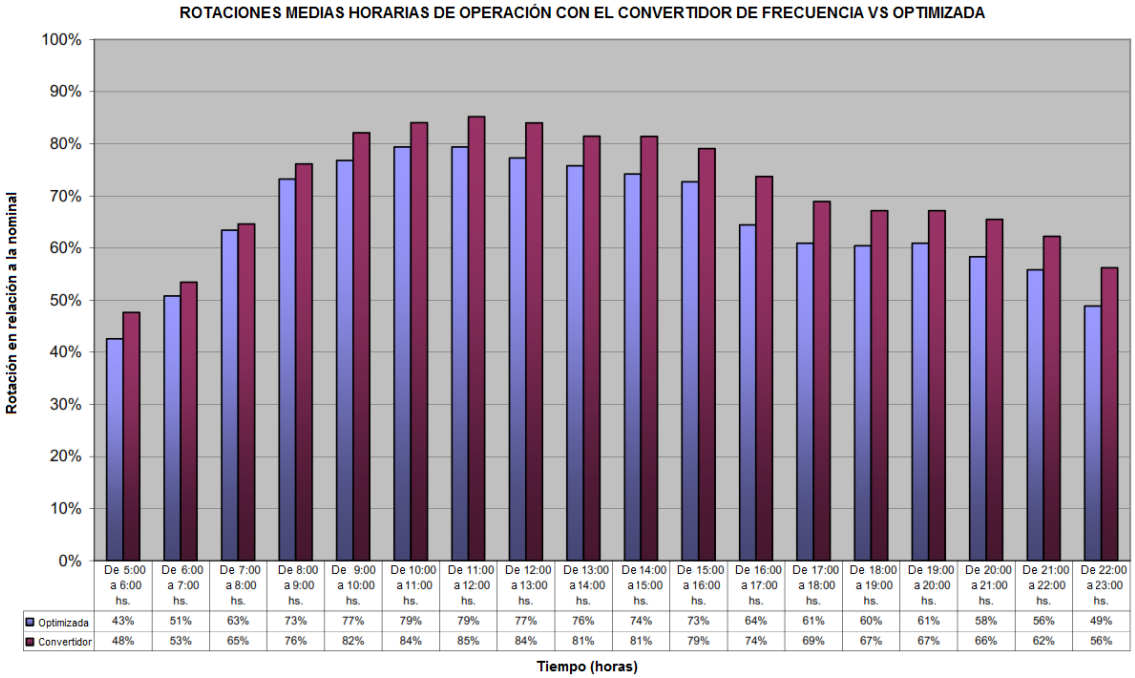
Las rotaciones obtenidas en la optimización fueron, en promedio, 5% menores que en la operación con el convertidor de frecuencia siguiendo la rutina empírica de CS1. La Figura 4.52 muestra la comparación de las rotaciones medias horarias de los escenarios 2 y 3.

En las Figuras 4.50 y 4.51 (Punto F y CRD 1), que representan los puntos físicamente más distantes y los más desfavorables de todo el sistema, los resultados presentados fueron los más interesantes en términos de desempeño operativo. Cuando se elige únicamente la presión de 10 mH_2Opara el CRD 1, se obtuvo un resultado perfectamente estable en ambos puntos, asegurando una distribución uniforme, continua y libre de oscilaciones que podrían generar incluso regímenes transitorios en el sistema.

La operación optimizada también fue la que reprodujo los menores niveles de presión en todos los puntos, por todo período de simulación. Esto también representa ganancias en relación a las pérdidas físicas de agua, ya que, siendo la fuga proporcional a la presión de la red, la reducción obtenida con las *rotaciones óptimas* promoverá una reducción también en los índices de pérdida física y, consecuentemente, habrá reducción de la producción, reducción de la operación del sistema de bombeo y reducción del consumo de energía eléctrica, por consiguiente.

Finalmente, la utilización del modelo de *Auditoría Energética* para los tres escenarios estudiados presentó resultados que evidencian un pronóstico excelente de reducción del consumo de energía eléctrica.

Cabe señalar que el análisis de los escenarios presentados mostró que los rendimientos empleados por EPANET © siempre se tomaban a la rotación nominal, lo que no estaba de acuerdo con las condiciones de semejanza, ni con los resultados observados en campo y tampoco con las cuentas de energía eléctrica de la unidad estudiada. En otras palabras, en el estudio de caso usando EPANET ©, la condición de análisis con bomba a rotación nominal y con rotación variada para un mismo caudal presentaron los mismos valores de rendimiento (Figura 4.53 - Punto A).



	De 5:00 a 6:00 hs.	De 6:00 a 7:00 hs.	De 7:00 a 8:00 hs.	De 8:00 a 9:00 hs.	De 9:00 a 10:00 hs.	De 10:00 a 11:00 hs.	De 11:00 a 12:00 hs.	De 12:00 a 13:00 hs.	De 13:00 a 14:00 hs.	De 14:00 a 15:00 hs.	De 15:00 a 16:00 hs.	De 16:00 a 17:00 hs.	De 17:00 a 18:00 hs.	De 18:00 a 19:00 hs.	De 19:00 a 20:00 hs.	De 20:00 a 21:00 hs.	De 21:00 a 22:00 hs.	De 22:00 a 23:00 hs.
Optimizada	43%	51%	63%	73%	77%	79%	79%	77%	76%	74%	73%	64%	61%	60%	61%	58%	56%	49%
Convertidor	48%	53%	65%	76%	82%	84%	85%	84%	81%	81%	79%	74%	69%	67%	67%	66%	62%	56%

Figura 4.52 - Rotaciones medias horarias de operación con el convertidor de frecuencia vs Optimizado.

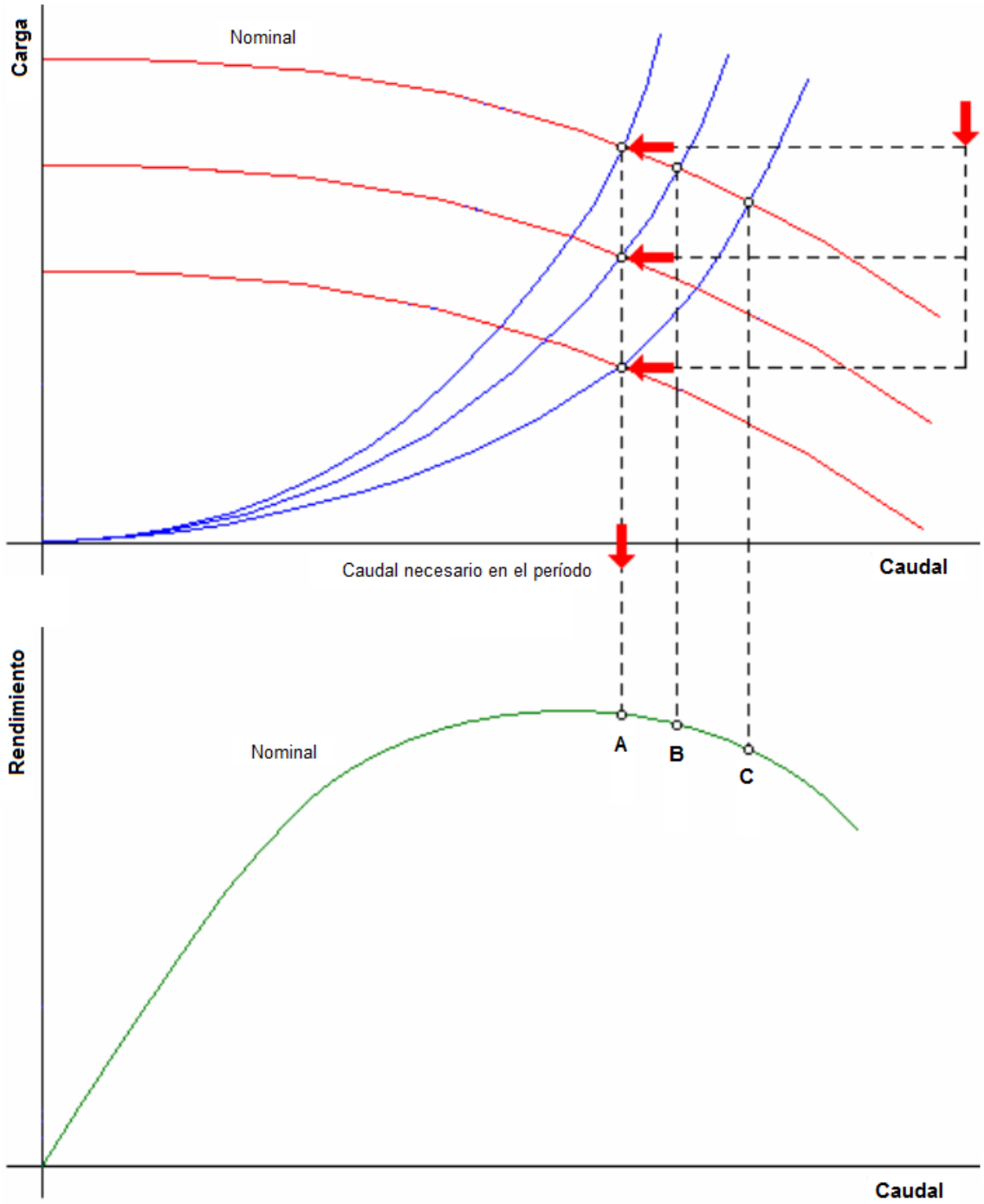


Figura 4.53 - Ilustración de la influencia de la operación en diferentes rotaciones sobre el rendimiento. Fuente propia

De hecho, la relación de potencias dada por la ecuación 3.3 (Capítulo 3) admite que el rendimiento de la máquina permanece constante, sin embargo la variación de la rotación cambiará ese parámetro. La corrección, si no se dispone

de las *curvas de colina*, se puede hacer introduciendo los rendimientos en la expresión de potencia, teniendo como resultado final la ecuación 4.5.ya presentada y discutida en este capítulo.

En esta Tesis se optó por el ajuste polinómico de 2° grado de la curva de rendimiento vs la velocidad y aplicación de las Leyes de Semejanza que relacionan el caudal con la rotación, en la forma:

$$\eta_{nominal} = E \times Q_{nom}^2 + F \times Q_{nom} \qquad (4.4)$$

El rendimiento en una rotaciónN cualquiera, donde $\frac{N}{N_{nominal}} = \alpha$ está dado por:

$$\eta = E \times \left(\frac{Q}{\alpha}\right)^2 + F \times \left(\frac{Q}{\alpha}\right) \qquad (4.5)$$

Donde:

E y F son coeficientes de ajuste de la curva.

La adopción de la ecuación 4.4 desplaza el punto de rendimiento A, a sus correspondientes B y C, puntos homólogos de funcionamiento (Figura 4.53).

Como el EPANET aparentemente trabaja con una curva de rendimiento descrita a partir de puntos discretos, interpolando entre los puntos para obtener valores intermedios, la adopción del ajuste polinómico propuesto puede conducir a valores diferentes de aquellos obtenidos por el EPANET. La discrepancia de valores se puede observar en la máquina operando con rotación nominal, donde el resultado del ajuste debe ser igual al producido por el EPANET.

Con el fin de observar las discrepancias mencionadas en el programa de *Auditoría Energética*, se mantuvieron los valores de rendimiento obtenidos por EPANET, así como aquellos obtenidos del ajuste propuesto. Las Tablas de 4.9 a 4.11 reproducen los resultados de esos análisis.

En términos de consumo de energía eléctrica, las diferencias observadas son significativas, incluso entre los escenarios que comparan la operación con el convertidor. Obviamente, como era de esperar, la operación convencional es la más costosa, teniendo en cuenta las condiciones actuales, tanto en lo que se refiere a los equipos disponibles, como a la rutina operativa empleada.

TABLA 4.9

RESULTADOS DEL ANÁLISIS EN EL PROGRAMA DE AUDITORÍA ENERGÉTICA PARA OPERACIÓN CONVENCIONAL

Resultados del análisis											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Hr	Ee.(kW)	Ea.(kW)	Q(l/s)	H(m)	Con/Des	Rot.	Rene	Rena	Tar(S/.)	Cte-S/.	Cta-S/.
0	0.00	0.00	0.00	0.00	DES	0.00	0.0	0.0	0.152072	0.00	0.00
1	0.00	0.00	0.00	0.00	DES	0.00	0.0	0.0	0.152072	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	DES	0.00	0.0	0.0	0.152072	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	DES	0.00	0.0	0.0	0.152072	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	DES	0.00	0.0	0.0	0.152072	0.00	0.00
5	113.26	103.04	137.28	59.61	CON	1.00	70.9	77.9	0.152072	17.22	15.67
6	114.1	114.7	170.	58.9	CON	1.0	86.	86.	0.1520	17.3	17.4

	9	2	62	1		0	4	0	72	6	5
7	135.17	134.95	219.65	56.39	CON	1.00	89.9	90.0	0.152072	20.56	20.52
8	157.57	151.83	256.92	52.40	CON	1.00	83.8	87.0	0,152072	23.96	23.09
9	164.09	157.93	270.65	50.28	CON	1.00	81.4	84.5	0.152072	24.95	24.02
10	167.63	162.05	280.45	48.49	CON	1.00	79.6	82.3	0.152072	25.49	24.64
11	167.63	162.05	280.45	48.49	CON	1.00	79.6	82.3	0,152072	25.49	24.64
12	164.88	158.77	272.61	49.94	CON	1.00	81.0	84.1	0,152072	25.07	24.15
13	162.39	156.22	266.72	50.93	CON	1.00	82.1	85.3	0.152072	24.70	23.76
14	159.59	153.60	260.84	51.84	CON	1.00	83.1	86.4	0.152072	24.27	23.36
15	156.51	150.95	254.96	52.67	CON	1.00	84.2	87.3	0.152072	23.80	22.95
16	136.91	136.69	223.58	56.07	CON	1.00	89.8	90.0	0.152072	20.82	20.79
17	131.78	130.65	209.85	57.09	CON	1.00	89.2	90.0	0.250919	33.07	32.78
18	131.05	129.80	207.89	57.22	CON	1.00	89.0	89.9	0,250919	32.88	32.57
19	131.78	130.65	209.85	57.09	CON	1.00	89.2	90.0	0.250919	33.07	32.78
20	127.94	126.46	200.04	57.68	CON	1.00	88.5	89.5	0.250919	32.10	31.73
21	123.70	122.41	190.24	58.17	CON	1.00	87.8	88.7	0.152072	18.81	18.61
22	112.34	111.81	162.78	59.13	CON	1.00	84.0	84.4	0.152072	17.08	17.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	DES	0.0	0.0	0.0	0.1520	0.00	0.00

3						0			72		

VALORES SIN AJUSTE (ORIGINAL EPANET)

Costo de operación diaria (S/.): 440.72

Costo mensual previsto (S/.): 13221.46

Rendimiento promedio total: 84.41

VALORES AJUSTADOS

Variación (%)

Costo de operación diaria (S/.): 430.52
-2.31

Costo mensual previsto (S/.): 12915.50
-2.31

Rendimiento promedio total: 86.42
2.38

AJUSTADOS	Variación	SIN AJUSTE *Valores diarios	
Consumo mínimo (kW):	-8.29	112.34	103.04
Consumo máximo (kW):	-3.32	167.63	162.05
Consumo promedio (kW):	-2.49	142.13	138.59
Consumo acumulado:	-2.49	2558.41	2494.59
Acumulado mensual (kW): (Valores previstos)		76752.30	74837.70

Leyenda de las columnas

(1) Hora del día (h)
(2) Consumo de energía según EPANET
(3) Consumo de energía ajustado (propuesto)
(4) Caudal descargado (l/s)
(5) Carga hidráulica producida (m)
(6) Situación de la bomba conectada/desconectada
(7) Rotación adimensional de la bomba
(8) Rendimiento previsto por EPANET
(9) Rendimiento ajustado (propuesto)
(10) Tarifa de consumo horario

(11) Costo horario de consumo por EPANET
(12) Costo horario (propuesto)

TABLA 4.10

RESULTADOS DEL ANÁLISIS EN EL PROGRAMA DE AUDITORÍA ENERGÉTICA PARA OPERACIÓN CON CONVERTIDOR DE FRECUENCIA

Resultados del análisis

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Hr	Ee.(kW)	Ea.(kW)	Q(l/s)	H(m)	Con/Des	Rot.	Rene	Rena	Tar(S/.)	Cte-S/.	Cta-S/.
0	0.00	0.00	0.00	0.00	DES	0.00	0.0	0.0	0.152072	0.00	0.00
1	0.00	0.00	0.00	0.00	DES	0.00	0.0	0.0	0.152072	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	DES	0.00	0.0	0.0	0.152072	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	DES	0.00	0.0	0.0	0.152072	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	DES	0.00	0.0	0.0	0.152072	0.00	0.00
5	20.31	17.90	137.28	10.69	CON	0.48	70.9	80.4	0.152072	3.09	2.72
6	21.54	26.53	170.62	11.11	CON	0.54	86.4	70.1	0.152072	3.28	4.03
7	31.33	46.13	219.65	13.07	CON	0.65	89.9	61.0	0.152072	4.76	7.02
8	56.76	75.76	256.92	18.69	CON	0.76	83.8	62.2	0,152072	8.55	11.52
9	77.51	95.94	270.65	23.75	CON	0.82	81.4	65.7	0.152072	11.79	14.59
10	82.19	102.42	280.45	23.77	CON	0.84	79.6	63.9	0.152072	12.50	15.57

11	88.84	107.25	280.45	25.70	CON	0.85	79.6	65.9	0,152072	13.51	16.31
12	86.21	102.87	272.61	26.11	CON	0.84	81.0	67.9	0,152072	13.11	15.64
13	75.92	93.58	266.72	23.81	CON	0.81	82.1	66.6	0.152072	11.54	14.23
14	78.22	93.50	260.84	25.41	CON	0.81	83.1	69.5	0.152072	11.90	14.22
15	70.16	85.86	254.96	23.61	CON	0.79	84.2	68.8	0.152072	10.67	13.06
16	57.43	68.10	223.58	23.52	CON	0.74	89.8	75.7	0.152072	8.73	10.36
17	47.10	55.75	209.85	20.40	CON	0.69	89.2	75.3	0.250919	11.82	13.99
18	43.11	52.08	207.89	18.82	CON	0.67	89.0	73.7	0,250919	10.82	13.07
19	42.57	52.27	209.85	18.44	CON	0.67	89.2	72.6	0.250919	10.68	13.11
20	40.69	47.96	200.04	18.34	CON	0.65	88.5	75.1	0.250919	10.21	12.03
21	35.08	41.10	190.24	16.50	CON	0.62	87.8	74.9	0.152072	5.33	6.25
22	27.96	29.40	162.78	14.71	CON	0.56	84.0	79.9	0.152072	4.25	4.47
23	0.00	0.00	0.00	0.00	DES	0.00	0.0	0.0	0.152072	0.00	0.00

VALORES SIN AJUSTE (ORIGINAL EPANET)

Costo de operación diaria (S/.): 166.53

Costo mensual previsto (S/.): 4996.00

Rendimiento promedio total: 84.41

VALORES AJUSTADOS

Variación (%)

Costo de operación diaria (S/.): 202.2021.42

Costo mensual previsto (S/.):		6066.0121.42	
Rendimiento promedio total:		70.52-16.45	
		SIN AJUSTE	
AJUSTADOS	Variación	*Valores diarios	
Consumo mínimo (kW):		20.31 17.90	-11.87
Consumo máximo (kW):		88.84 107.25 20.72	
Consumo promedio (kW):		54.57 66.36 21.59	
Consumo acumulado:		982.341194.40 21.59	
Acumulado mensual (kW): (Valores previstos)		29470.2035832.00	

Leyenda de las columnas

(1) Hora del día (h)
(2) Consumo de energía según EPANET
(3) Consumo de energía ajustado (propuesto)
(4) Caudal descargado (l/s)
(5) Carga hidráulica producida (m)
(6) Situación de la bomba conectada/desconectada
(7) Rotación adimensional de la bomba
(8) Rendimiento previsto por EPANET
(9) Rendimiento ajustado (propuesto)
(10) Tarifa de consumo horario
(11) Costo horario de consumo por EPANET
(12) Costo horario (propuesto)

Fuente propia

TABLA 4.11

RESULTADOS DEL ANÁLISIS EN EL PROGRAMA DE AUDITORÍA ENERGÉTICA PARA OPERACIÓN OPTIMIZADA

Resultados del análisis

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Hr	Ee.(kW)	Ea.(kW)	Q(l/s)	H(m)	Con/Des	Rot.	Rene	Rena	Tar(S/.)	Cte-S/.	Cta-S/.
0	0.00	0.00	0.00	0.00	DES	0.0	0.0	0.0	0.1520	0.0	0.00

						0			72	0	
1	0.00	0.00	0.00	0.00	DES	0.00	0.0	0.0	0.152072	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	DES	0.00	0.0	0.0	0.152072	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	DES	0.00	0.0	0.0	0.152072	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	DES	0.00	0.0	0.0	0.152072	0.00	0.00
5	13.02	13.41	137.28	6.85	CON	0.43	70.9	68.8	0.152072	1.98	2.04
6	16.48	22.60	170.62	8.50	CON	0.51	86.4	63.0	0.152072	2.51	3.44
7	27.61	42.84	219.65	11.52	CON	0.63	89.9	57.9	0.152072	4.20	6.51
8	42.95	64.71	256.92	14.29	CON	0.73	83.8	55.6	0,152072	6.53	9.84
9	50.08	74.19	270.65	15.34	CON	0.77	81.4	54.9	0.152072	7.62	11.28
10	55.89	81.63	280.45	16.17	CON	0.79	79.6	54.5	0.152072	8.50	12.41
11	55.89	81.63	280.45	16.17	CON	0.79	79.6	54.5	0,152072	8.50	12.41
12	51.09	75.55	272.61	15.47	CON	0.77	81.0	54.8	0,152072	7.77	11.49
13	48.10	71.53	266.72	15.09	CON	0.76	82.1	55.2	0.152072	7.31	10.88
14	44.76	67.21	260.84	14.54	CON	0.74	83.1	55.4	0.152072	6.81	10.22
15	42.07	63.47	254.96	14.16	CON	0.73	84.2	55.8	0.152072	6.40	9.65
16	28.70	44.78	223.58	11.75	CON	0.64	89.8	57.6	0.152072	4.36	6.81
1	25.21	38.20	209.	10.9	CON	0.6	89.	58.	0.2509	6.3	9.59

7			85	2		1	2	9	19	3	
18	24.74	37.31	207.89	10.80	CON	0.60	89.0	59.0	0,250919	6.21	9.36
19	25.21	38.20	209.85	10.92	CON	0.61	89.2	58.9	0.250919	6.33	9.59
20	22.66	33.66	200.04	10.21	CON	0.58	88.5	59.6	0.250919	5.69	8.45
21	20.49	29.67	190.24	9.64	CON	0.56	87.8	60.6	0.152072	3.12	4.51
22	15.48	20.23	162.78	8.14	CON	0.49	84.0	64.3	0.152072	2.35	3.08
23	0.00	0.00	0.00	0.00	DES	0.00	0.0	0.0	0.152072	0.00	0.00

VALORES SIN AJUSTE (ORIGINAL EPANET)

Costo de operación diaria (S/.): 102.50

Costo mensual previsto (S/.): 3074.95

Rendimiento promedio total: 84.41

VALORES AJUSTADOS
Variación (%)

Costo de operación diaria (S/.): 151.5647.86

Costo mensual previsto (S/.): 4546.7147.86

Rendimiento promedio total: 58.28
-30.95

	SIN AJUSTE	
AJUSTADOS Variación	*Valores diarios	
Consumo mínimo (kW): 3.02	13.02	13.41
Consumo máximo (kW):	55.89 81.6346.06	
Consumo promedio (kW):	33.9150.0547.57	
Consumo acumulado:	610.43 900.8247.57	
Acumulado mensual (kW): (Valores previstos)	18312.9027024.60	

Leyenda de las columnas

(1) Hora del día (h)
(2) Consumo de energía según EPANET
(3) Consumo de energía ajustado (propuesto)
(4) Caudal descargado (l/s)
(5) Carga hidráulica producida (m)
(6) Situación de la bomba conectada/desconectada
(7) Rotación adimensional de la bomba
(8) Rendimiento previsto por EPANET
(9) Rendimiento ajustado (propuesto)
(10) Tarifa de consumo horario
(11) Costo horario de consumo por EPANET
(12) Costo horario (propuesto)

Fuente propia

En la comparación de los tres escenarios analizados, los resultados mostraron que el escenario 2 promueve una reducción del consumo de energía eléctrica en el 52,12%, mientras que el escenario 3 reduce ese mismo consumo en 63,89%.

Al analizar sólo los dos escenarios con el empleo del convertidor de frecuencia, aún hay una reducción del consumo en el 24,58% con el empleo de las *rotaciones óptimas*. Esta evaluación vuelve muy clara las expectativas del empleo de convertidores de frecuencia en sistemas de bombeo. Sin embargo, los resultados aquí presentados deben ser entendidos como un estudio de caso demostrando las posibilidades no caracterizándose como regla general. Cada unidad contiene numerosas variables y particularidades que sólo el estudio individual puede conducir a buenos resultados.

En resumen, toda la discusión conducida en este capítulo, a través de las pruebas realizadas en las unidades estudiadas, así como en el trabajo como un todo, puede ser integrada en un diagrama de flujo (Figura 4.54) que tiene por finalidad servir como una herramienta guía de los criterios más relevantes a ser considerados en cuando el asunto para la implementación de un convertidor de frecuencia en los sistemas de bombeo.

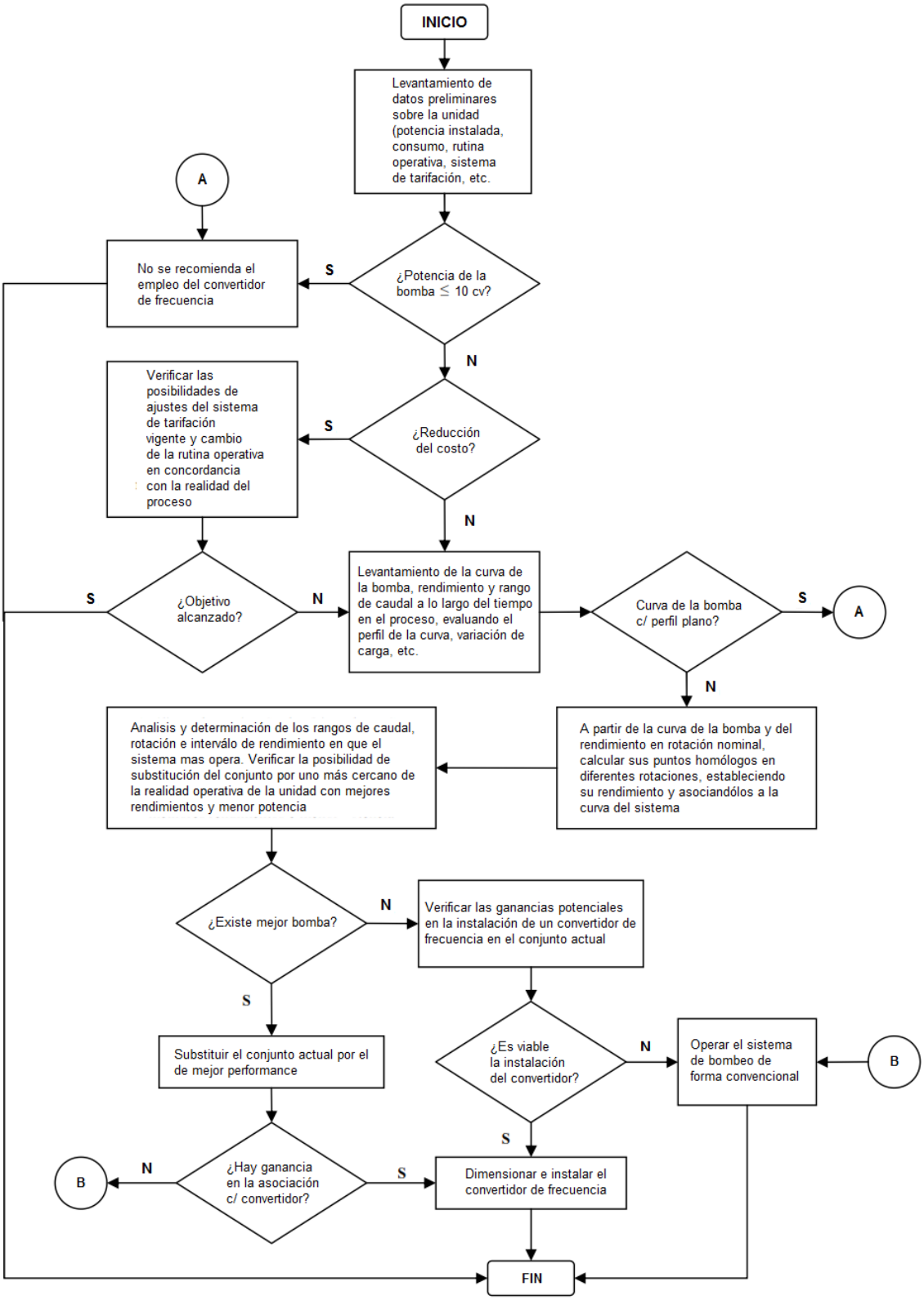


Figura 4.54– Diagrama de flujo de los criterios de empleo del convertidor de frecuencia.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La motivación para la presente Tesis, respecto al convertidor de frecuencia en el sistema de bombeo, fue la poca información sobre ese dispositivo y la casi indisponibilidad de datos, más precisamente, aquellos relativos a las cuestiones operativas dinámicas. La bibliografía disponible, exhaustivamente consultada por 5 años, jamás reveló mucho más información, enfocando casi prioritariamente la cuestión única de la economía de energía eléctrica.

El inicio de un estudio para el empleo del convertidor de frecuencia debe comenzar por el profundo conocimiento del sistema, teniendo como referencia dos grupos principales:

- Sistema de tarificación (modalidad de cobro, demanda contratada, etc.)
- Características de la unidad (topología, rutina operativa, curva real del sistema, curva real de la bomba, rendimiento real, punto de operación, puntos críticos, limitaciones, etc.)

Esa información es extremadamente importante para el desarrollo de la Tesis. De poseerlas, ya es posible asociarlas a la expectativa planteada en la primera cuestión. Siendo el *costo* el foco principal, tal vez pequeños ajustes y cambios en el sistema de tarifación ya llevarían al resultado deseado. El análisis y la definición de otra modalidad de cobranza, además de la recontratación de una nueva demanda de potencia, podrían reducir considerablemente los costos directos.

Por otro lado, ya en varias veces evidenciado a lo largo de la Tesis, los sistemas son generalmente sobredimensionados, lo que implica directamente en la cuestión tarifaria, pues la contratación de la demanda de potencia está directamente vinculada a este ítem. Otro factor bastante significativo es la posibilidad de cambiar en la rutina operativa de la estación. Esta condición abre caminos para elegir una modalidad de cobro más ventajosa en función de las demandas operativas del sistema o del proceso, pero se debe realizar con sumo cuidado.

Es importante observar que todas estas alternativas no implican ningún tipo de gasto y, en realidad, ya deberían ser de pleno conocimiento, pues forman parte de la gestión de un proceso, sin embargo, eso no es lo que ocurre en la gran mayoría de los casos observados.

En el caso de que se trate de un *costo* como foco inicial de la discusión y siendo posibles los ajustes arriba sugeridos, muy probablemente el objetivo ya sería de inmediato alcanzado y el mejor, sin inversión alguna, apenas una readecuación de la unidad lo más cerca de su realidad.

BIBLIOGRAFÍA

[1]Evaluación Energética De Bombas Centrífugas Horizontales. Consultoría y Servicios en Tecnologías Eficientes S.A. de C.V. México.

[2] . Borroto Nordelo, Anibal.Ahorro de Energía en Sistemas Termodinámicos. ISBN 959-257-045-0..Editorial UCF.Cienfuegos, Cuba. 2002.

[3]Acevedo Netto .Manual de hidráulica. Ed. Harla 2002.

. Borroto Nordelo, Anibal.

[4]-Almandoz Berrondo,Jabier.Apuntes de Maquinas Hidraulica.Univ.Pais Vasco

[5]-Cherkassky.V.Bombas Ventiladores y compresores .Ed.Mir

[6]- Church.A.Bombas Centrifugas y Maquinas Soplantes.Ed.Reverte..

[7].Plfleiderer,Cral.Bombas Cnetrifugas y Turbocompresores.Ed.Labor 1960

[8]-Hirschman,Julio.Ed.Universitaria,Bombas.Chile 1958

[9]-Marchegani,Ariel.Curso de Bombas Centrifugas . Universidad del Comahue 2006

[10].Nekrasov,B.Hidraulica.Ed. Mir 1968.

[11].Paskhov,N.Hidraulica y Maquinas Hidraulicas.Ed. Mir.1985

[12]-Rubio.L.Elementos de Hidraulica.Ed.Labor.1980.

[13].Silvestre,Paschoal.Hidraulica .Ed. Limusa..1986

[14]-SchultzHellmuth.Bombas.Ed Labor 1964.