



MANUAL PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MEDIDAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN PROYECTOS DE RIEGO

CONVENIO
COMISIÓN NACIONAL DE RIEGO – MINISTERIO DE ENERGÍA



MANUAL PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MEDIDAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN PROYECTOS DE RIEGO

Elaborado por

Bastián Celis Huaiquilaf - Ingeniero Civil

Gerson Román Victoriano - Ingeniero Civil en Electricidad

Revisión, Diseño y diagramación

Iris Valenzuela Widerström

Santiago, Chile

ÍNDICE

ÍNDICE

GLOSARIO

9

1. Introducción

10

2. Consumo Energético en el Sector Agrícola

14

2.1. Escenario Mundial del Consumo de Energía en Agricultura

15

2.2. Incidencia de la Energía en los Costos Productivos

20

2.3. Ley de Eficiencia Energética en Chile

21

3. Conceptos Fundamentales de Energía y Potencia

22

3.1. Energía

23

3.2. Demanda

23

3.3. Factor de Potencia

24

3.4. Potencia Instalada

25

3.5. Corriente

25

3.6. Voltaje

25

3.7. Factor de Carga

26

3.8. Tarifas Eléctricas

26

3.9. Cliente

26

3.10. Clientes Regulados

26

3.11. Clientes Libres	27
3.12. Unidades Eléctricas en Función de la Unidades Básicas	27
4. La Eficiencia Energética	28
5. Medidas de Eficiencia Energética en Riego	32
5.1. Motores Eléctricos Acoplados a Bombas de Riego	34
5.1.1. Reemplazo de Motores Estándar por Motores de Alta Eficiencia	38
5.1.2. Partida en Motores Eléctricos	41
5.2. Reducción del Tiempo de Operación de Equipos de Bombeo al Mínimo Requerido	42
5.3. Uso de Variadores de Frecuencia (VDF) para el control de los Motores eléctricos Aplicados en Riego	43
5.4. Reemplazo de Motores Sobredimensionados debido a la Sequía	46
5.5. Dimensionamiento de Tableros y Conductores	49
6. Medidas de Eficiencia Económica en Riego	50
6.1. Negociación de Contrato	51
6.2. Cambio de Tarifa de Suministro Eléctrico	53
6.3. Corte de Horarios Punta	56
6.4. Corrección de Factor de Potencia con Capacitores – Banco de condensadores	57
6.5. Autogeneración Mediante Fuentes Renovables	58

7. Ejemplos de Aplicación de EE en Riego	62
7.1. Medidas de Eficiencia Energética en un Proyecto de Riego	63
7.1.1. Escenario Inicial	63
7.1.1.1. Caso base	68
7.1.1.2. Escenario 1: Aplicación de medida de eficiencia energética de un Variador de Frecuencia (VDF)	70
7.1.1.3. Escenario 2: Reducción del tamaño del rodete y del motor	76
7.1.1.4. Escenario 3: Aplicación de un Motor de Alta Eficiencia en el origen del proyecto	78
7.2. Medidas de Eficiencia Económica	80
7.2.1. ¿Cómo se factura el recargo por mal factor de potencia?	80
7.2.2. Mejoramiento del factor de potencia	82
7.2.3. Impacto de lectura de Hora Punta en tarifa AT 4.3	85
7.2.4. ¿Qué sucedería si durante los meses de abril se regara entre 12:00 a 17:45 horas?	91
8. Índice de Tablas y Figuras	94
8.1. Índice de Figuras	95
8.2. Índice de Tablas	96

I GLOSARIO

ACRÓNIMO	DEFINICIÓN
AE	Auditoría Energética
AT	Alta Tensión
BT	Baja Tensión
FC	Factor de Carga
FP	Factor de Potencia
GE	Grupo Electrónico
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GLP	Gas Licuado de Petróleo
IDE	Indicador de Desempeño Energético
MMEE	Medidas de mejora en Eficiencia Energética
OMEE	Oportunidades de mejora en Eficiencia energética
SEC	Superintendencia de Electricidad de combustibles
SGE	Sistemas de Gestión de Energía
TIR	Tasa Interna de Retorno
VAN	Valor Actual Neto
VDF	Variador de Frecuencia
MAE	Motor de Alta Eficiencia
GD	Generación Distribuida
ERNR, ER	Energías Renovables
EE	Eficiencia Energética
IE-3, IE-4	Indicadores de eficiencia muy alta y Premium
LTE	Línea de transmisión eléctrica
SFV	Sistema Fotovoltaico

1

| INTRODUCCIÓN



La energía es un bien difícil de obtener para su consumo en actividades humanas. Si bien parece simple, el resultado de un gran esfuerzo sumado al desarrollo tecnológico es lo que ha permitido que parte relevante de la población posea acceso a energía eléctrica. Lo cual conlleva disponer de recursos naturales en forma constante, generadores eléctricos, redes eléctricas de transmisión y/o distribución, lo cual conlleva inversiones y costos económicos importantes, para finalmente entregar un servicio eléctrico a un usuario/cliente. En el contexto agrícola, estos usuarios son los agricultores, lo cual es independiente de su escala ya sea grandes, medianos o pequeños.

Chile actualmente posee un sistema eléctrico cuya generación tiene dependencia Hidro-Térmica en transición hacia las energías renovables variables (solar y eólico principalmente), lo cual hace que la energía eléctrica sea sensible precio de los combustibles y las hidrologías (entre muchos otros factores). Estas tecnologías de generación eléctrica poseen sus propias características específicas y es la participación combinada de estas, lo que permite que la población chilena tenga electricidad a un determinado costo.

Obtener energía cuesta, no solo en el aspecto económico. Por ejemplo, en el contexto del mercado eléctrico chileno, una planta generadora termoeléctrica en base a carbón mineral, posee un consumo específico del orden de 0,385 toneladas para generar 1 MW (1000 kW) de electricidad (El carbón posee un poder calorífico entre 5100-8500 kcal/Kg). Sin embargo, al quemar el carbón para generar energía eléctrica se pierde cerca de 2/3 de la energía contenida en el combustible fósil en forma de calor y solo 1/3 de esta es transformada a energía eléctrica. Adicionalmente, estas tecnologías consumen abundante agua en el proceso de obtener electricidad desde los combustibles fósiles, sobre todo las termoeléctricas ya sea convencionales o renovables. Esto conlleva que cada tecnología de generación de electricidad posee diferentes tasas de consumo de agua por cada unidad de energía que se genera dependiendo de la antigüedad, capacidad de la instalación, y la estacionalidad de la generación (invierno o verano).

Entonces, si un hogar demanda del orden de 180 kWh al mes en electricidad, indirectamente se estima que consume 1,11 litros por cada unidad de energía (dada la composición de generación de invierno del 2020). Esto implica que ese hogar consumió indirectamente 200 litros de agua. Si este ejemplo lo llevamos al riego de un sector con una electrobomba de 10 kW por 5 horas diarias, implicará 1.500 kWh al mes con un consumo de 1.666 litros de agua.

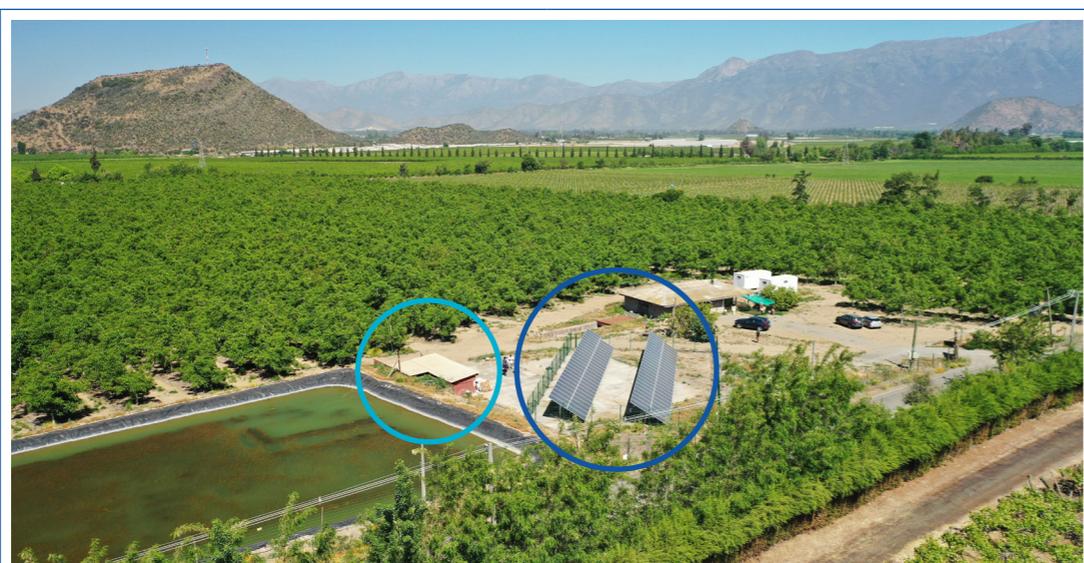
Esto es relevante, y comprenderlo permitirá otorgar mayor importancia al mejor uso de los recursos energéticos y se otorgará valor a la eficiencia de las máquinas que se utilizan en las diferentes actividades. Aquí es donde el concepto de la eficiencia energética nace.

La eficiencia energética es el único recurso energético del que todos disponen en abundancia. Es la forma de energía más limpia ya que no contamina, más económica ya que genera ahorros, reduce la demanda y el estrés del sistema eléctrico otorgando mayor seguridad y calidad al suministro, y permite que otros dispongan de energía sin tener que invertir en nueva infraestructura eléctrica de generación, transmisión y distribución. Esto hace que la eficiencia energética sea el pilar fundamental para el desarrollo sostenible debido a su bajo nivel de inversión y su abundancia en beneficios no solo para los proyectos en forma individual sino para toda la sociedad.

Según la agencia internacional de la energía, se estima que solo un cambio en el comportamiento, decisiones y prácticas humanas que sean inteligentes desde el punto de vista energético pueden conllevar un ahorro energético de entre el 20% y el 30% en el transcurso de los próximos 10 años. Más de la mitad del potencial de ahorro de energía podría ser alcanzado solo mediante cambios de comportamiento lo cual es de un costo económico bajo o nulo, por ejemplo, adoptando estilos de vida que ahorren energía o sean eficientes energéticamente.

Normalmente, se busca emplear medidas de eficiencia energética en proyectos que se encuentran en operación, lo que implica tomar registro y conocer datos que ayudarán a tomar decisiones correctas. Para ello el esfuerzo recae en entender el proyecto y en qué se está utilizando la energía, cuáles son los costos, las repercusiones de ello, dónde se encuentran las oportunidades de ahorro y dimensionar la magnitud de la medida de eficiencia energética.

Tabla 1: Representación de los costos de energía eléctrica en el sector productivo.



Eficiencia Energética	Eficiencia Económica
Motores de Alta Eficiencia - Norma IEC	Negociación contrato de suministro eléctrico
Uso de partidores suaves	Optimización de tarifa de suministro eléctrico
Uso de VDF para la optimización de sectores de riego	Corte de horarios punta
Reemplazo de motores sobredimensionados	Corrección de Factor de Potencia
Dimensionamiento de tableros y conductores	Autogeneración mediante renovables
Sistemas de Gestión energética ISO 50.001	

Fuente: Elaboración propia.

Sin embargo, la realidad de los proyectos de riego que son postulados a los concursos de la Ley N° 18.450 favorece a la eficiencia energética, ya que trata de proyectos nuevos. Esto significa que empezarán a operar una en forma eficiente desde el primer día de operación, lo cual maximiza la eficiencia energética ya que abarcará toda la vida útil del proyecto.

Este manual considera la realidad de los proyectos de riego postulados a la Ley, para ello, se estructura en dos grandes capítulos. El primero considera la eficiencia energética con aplicación en riego definiendo sus contenidos conceptuales con diversas formas para la optimización del uso de la energía, al cual se le incorpora ejemplos aplicados y luego un segundo capítulo denominado eficiencia económica, que permitirá a los usuarios conocer otras alternativas para la reducción de sus costos productivos derivados del servicio eléctrico que debieran ser conocidos por todo productor de cualquier actividad económica en el país, y en especial los agricultores.

Finalmente, ante el incremento de la demanda energética y la necesidad de limitar la emisión de gases de efecto invernadero, la eficiencia energética ha ido adquiriendo cada vez más importancia, tanto para los países desarrollados como para los países en desarrollo.

Este manual ha sido desarrollado en el marco del convenio de colaboración entre el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Riego, el cual ha permitido contribuir al desarrollo de una agricultura más sustentable y acorde a las necesidades de la sociedad y el mundo actual.

2

CONSUMO ENERGÉTICO EN EL SECTOR AGRÍCOLA

2.1. Escenario Mundial del Consumo de Energía en Agricultura

Regar al igual que cualquier actividad humana, implica utilizar energía. Este consumo de energía está directamente vinculado a los requerimientos del cultivo, la topografía, condiciones ambientales y por supuesto en la forma en cómo riega el agricultor (por gravedad, mediante aspersión o por un sistema de goteo).

Hoy se conoce que existe una estrecha relación Agua-Energía-Alimentos, lo que implica que una mayor producción de alimentos, requerirá más agua y energía, o más energía permitirá movilizar mas agua y obtener una mayor cantidad de alimentos. Esta relación histórica mantiene una tendencia de aumento en el consumo de energía debido al crecimiento poblacional y la necesidad de una mayor cantidad de alimentos y agua.

Entonces se torna determinante entender que, el desafío de lograr mantener la competitividad de los sistemas productivos no solo se enfrenta bajando sus costos de producción, sino que se debe entender claramente los procesos y sus datos, para así incorporar una mejor gestión y uso eficiente de los recursos agua y energía.

La siguiente gráfica, permite descomponer y agrupar las demandas energéticas de cualquier sistema productivo de acuerdo a los procesos que lo involucran, ya sea el riego, como el trabajo mediante maquinaria, o el uso de fertilizantes y pesticidas, entre otros. Este esquema no solo da claridad de los consumos de energía pro proceso, sino que la dependencia de esta para el cultivo.

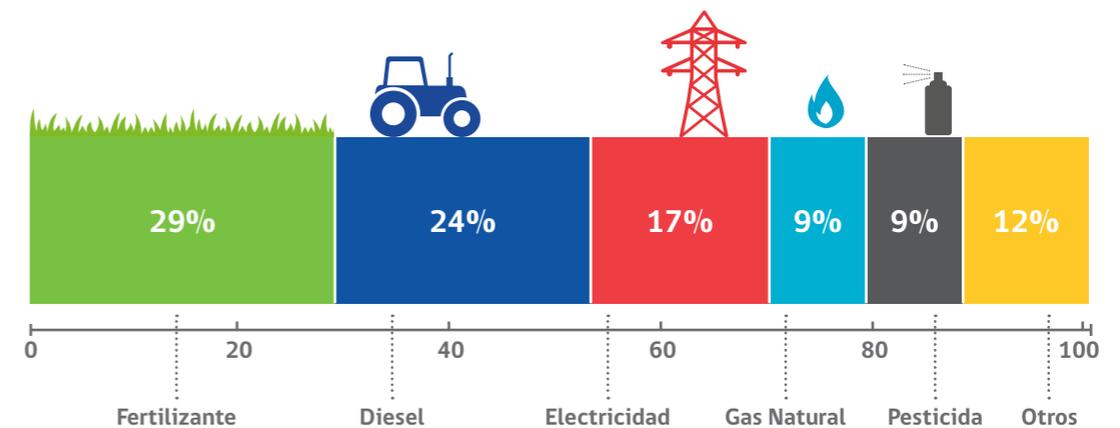


Figura 1: Consumo energético en el sector agrícola.

Fuente: USDA, Economic Research Service calculations using data from USDA, National Agricultural Statistics Service Quick Stats 2.0 U.S. Energy Information Administration, and Miranowski (2006).

En Chile, como no se cuenta con datos públicos de los niveles de consumo de energía del sector agrícola (debido a la complejidad de toma de datos, gran variabilidad de métodos de riego, cultivos y climas), solo es posible estimar su demanda basado en datos internacionales.

Se estima que la agricultura consume en torno al 2% de la energía mundial, y parte importante de esa energía proviene principalmente de combustibles fósiles con una intensidad de consumo del orden del 68%, mientras que la energía eléctrica corresponde al restante 32%, siendo el sector frutícola y el vitivinícola los más intensivos.

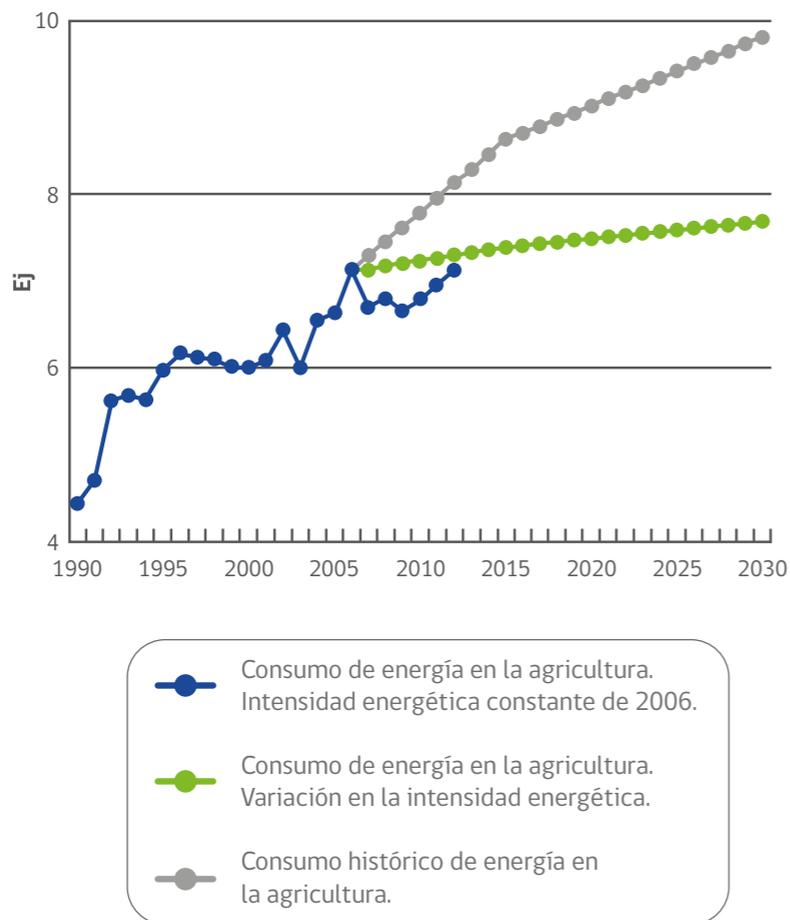


Figura 2: Consumo de energía y su proyección del sector agrícola.

Fuente: FAO, 2015.

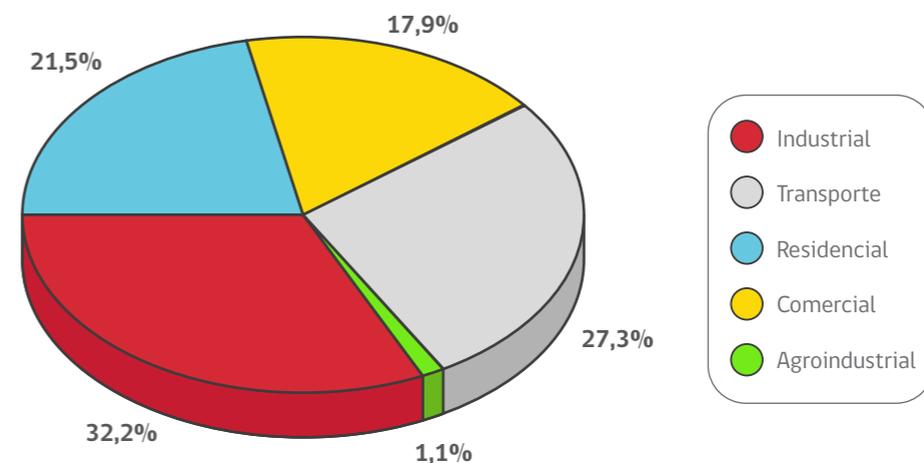


Figura 3: Usos directos de la energía.

Fuente: Agencia internacional de energía, USDA, Servicio de información de energía, Servicio de Investigación Económica, Servicio Nacional de Estadísticas de USA año 2014 y Miranowski (2006).

Algo relevante es el aspecto territorial, dado que el sector agrícola es generalmente amplio y alejado de las zonas urbanas, y en consecuencia distante de las fuentes de suministro de energía, conlleva dificultades, no solo desde el punto de vista de los costos del servicio de suministro de estos energéticos, sino también en temas logísticos como el transporte y almacenamiento en forma segura y confiable en el caso del petróleo diesel o gasolinas, o que la red eléctrica sea accesible y que tenga las condiciones necesarias de seguridad y calidad en el servicio para no poner en riesgo equipos que muchas veces son críticos para la producción agrícola.

La energía es un bien escaso y difícil de obtener para su uso humano, por ello es importante ser eficiente con el uso de la energía en los sistemas de riego y en toda actividad humana.

En riego, como ya se mencionó antes, aproximadamente un tercio de la energía requerida es abastecida por electricidad la cual se obtiene a través de generadores eléctricos. Aquí resulta especialmente importante comprender cómo llega esa electricidad a los cultivos del campo en forma de agua.

A continuación, se presenta el esquema típico de eficiencia en el consumo de energía en la cadena de riego al interior del predio. Es decir, así se consume la energía eléctrica en los predios (Dispositivos de elevación de agua, FAO, 2010). Se observan pérdidas diversas que de no ser cuidadas pueden ser en extremo relevantes, ya que solo en la bomba se pierde del orden del 40% de la energía eléctrica. Es decir, a nivel de bombeo solo se aprovecharía el 13% de la energía extraída del carbón original.

Por esta razón, resulta muy relevante cómo utilizar este recurso y la eficiencia de las máquinas que se utilizan.

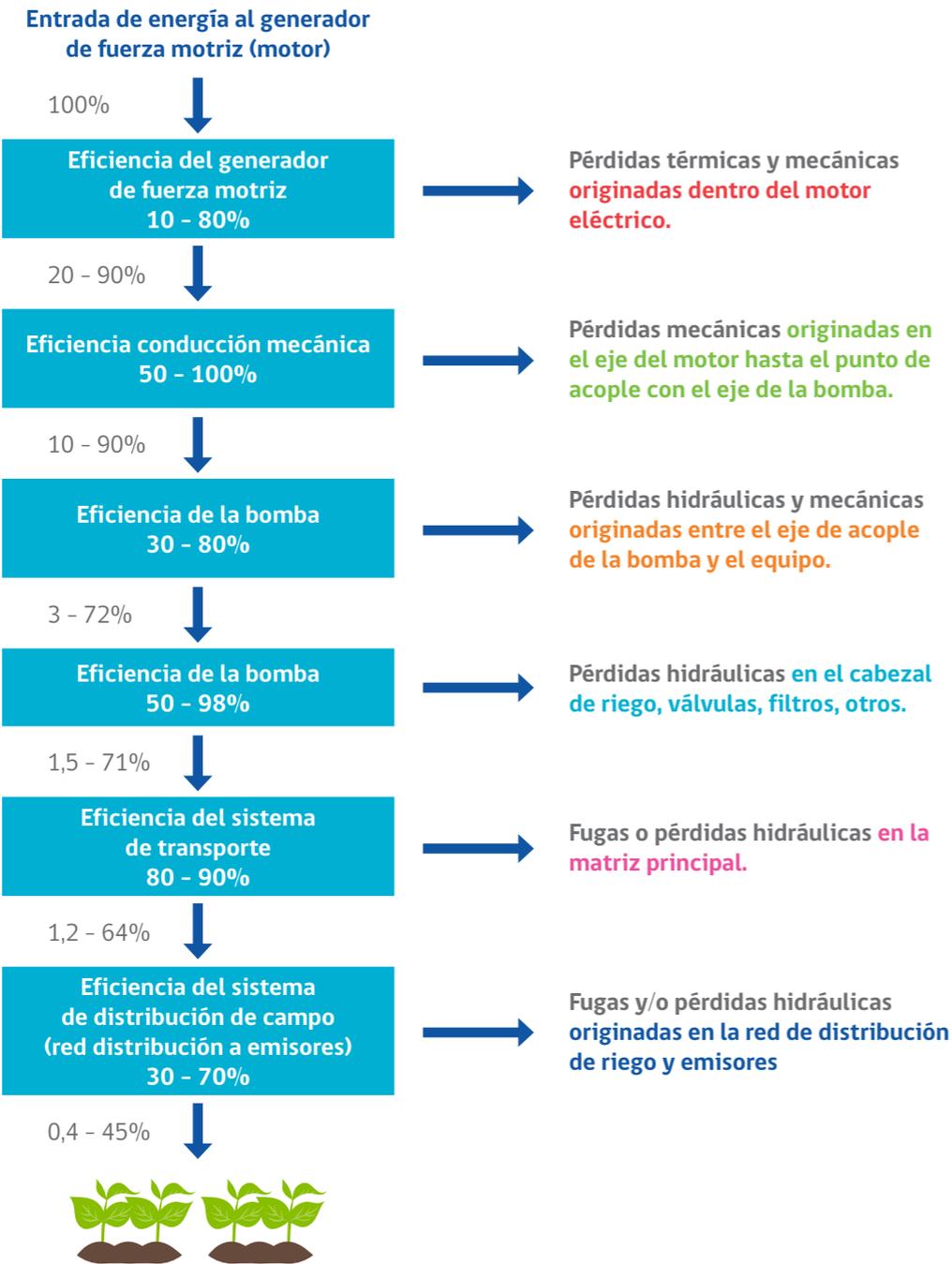


Figura 4: Diagrama de cadena energética de un sistema de riego y sus dispositivos.

Fuente: Dispositivos de elevación de aguas, FAO, 2010.

La gráfica anterior es posible visualizarla de otra manera a través la siguiente figura la cual muestra los equipos involucrados, tales como, electrobomba (motor-bomba), elementos instalados en el cabezal de riego (filtros, válvulas, otros), red de transporte, redes de distribución y emisores.

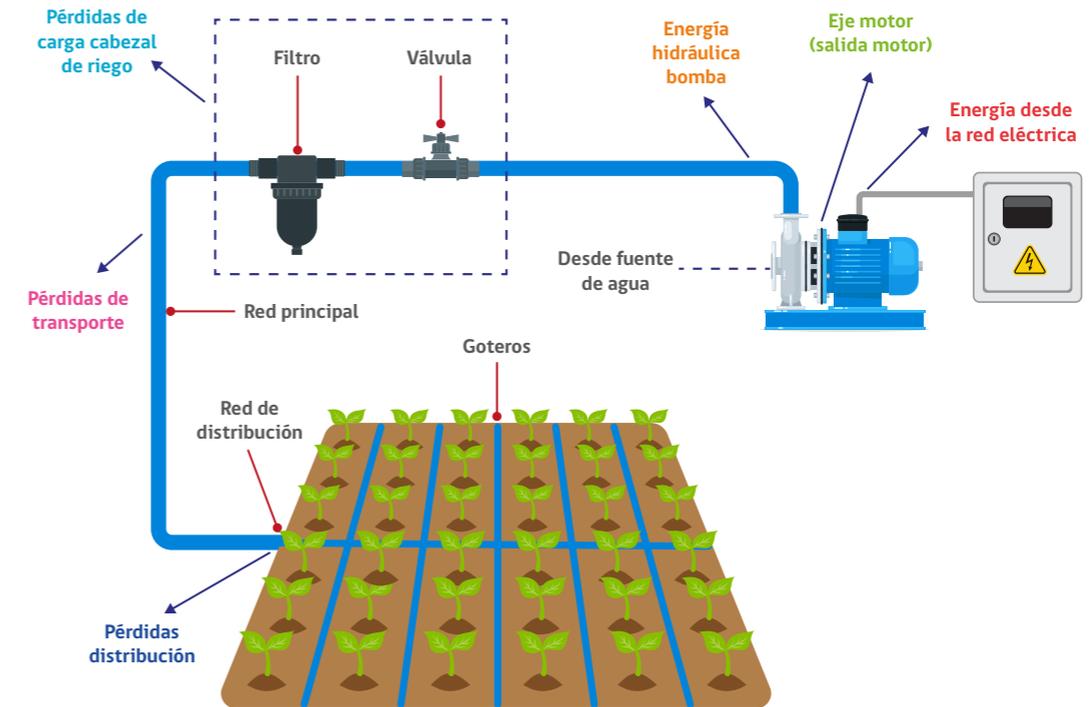


Figura 5: Cadena energética de un sistema de riego y sus dispositivos.

Fuente: Elaboración propia.

Por este motivo, muchos agricultores han optado por alternativas que les permitan realizar sus actividades y reducir sus costos en consumos de energía, aumentar la confiabilidad del servicio junto con disminuir los costos asociados al suministro del servicio energético.

2.2. Incidencia de la Energía en los Costos Productivos

Tomando la información anterior, en conjunto con el estudio Escenario energético del sector agroalimentario en Chile (periodo 2010 a 2015), desarrollado por la ACHEE y CAMCHAL, se tiene:

Tabla 2: Indicadores por sector productivo.

Producción	Indicador energético (kWh/ton)			Costo Productivo (\$/ha)	Rendimiento (Kg/ha)	Costo unit (\$/ton)
	prom	min	max			
UVA	610	250	1400	7,335,198	30,000	244,507
MANZANA	412	120	730	6,069,710	55,000	110,358
OLIVOS	405	240	500	2,634,306	7,000	376,329
LECHUGA	412	120	730	2,595,478	8,000	324,435

Fuente: ACHEE, CAMCHAL, Escenario energético del sector agroalimentario. Registro de 28 proyectos agrícolas frutícolas en Chile (periodo 2010 a 2015). Rendimiento de sistemas productivos, ODEPA.

Para un escenario con tarifa eléctrica AT 4.3, a 71 \$ / kWh sin considerar la componente potencia, los resultados indican que la energía pesa entre una 18 a 9% en promedio, esto es similar a lo indicado por la revista del Campo (Fecha año 2019), en el cual se indica que la electricidad representa cerca del 15% de los costos de los sistemas productivos agrícolas y congruente a los datos de la USDA donde se indica el 17%.

Tabla 3: Representación de los costos de energía eléctrica en el sector productivo.

Producción	Costo energía por unidad AT4.3 (\$/ton)			Peso energía en costo (%)		
	prom	min	max	prom	min	max
UVA	43,554	17,850	99,960	18%	7%	41%
MANZANA	29,417	8,568	52,122	9%	8%	47%
OLIVOS	28,917	17,136	35,700	8%	5%	9%
LECHUGA	29,417	8,568	52,122	9%	3%	16%

Fuente: Elaboración propia.

Aun así, la energía es estrictamente determinante para la actividad agrícola y el riego. Sin energía no habrá ni agua ni comida. Esta puede pesar mucho o poco, o el 15% del costo, pero basta perder el acceso a la energía por un periodo de riego darse cuenta de su relevancia.

2.3. Ley de Eficiencia Energética en Chile

Publicada en el diario oficial el 13 de febrero de 2021, la primera Ley de Eficiencia Energética en Chile busca realizar esfuerzos y alcanzar la meta de carbono neutralidad al 2050, porque este eje de trabajo aportará con más de un 35% de las reducciones de gases de efecto invernadero necesarias para alcanzar nuestra meta.

Al aplicarse las medidas contempladas en la Ley, al 2030 tendremos una reducción de intensidad energética del 10%, un ahorro acumulado de US\$15.200 millones y una reducción de 28,6 millones Toneladas de CO₂. Esto equivale a evitar el recorrido anual de 15,8 millones de vehículos livianos o a la absorción anual de 1,8 millones de hectáreas de bosque nativo.

Sus principales contenidos:



Figura 6: Ejes de la Ley de Eficiencia Energética de Chile.

Fuente: Ministerio de Energía, 2021.

Otros contenidos en la ley:

- Gestión de energía en el sector público.
- Interoperabilidad para vehículos eléctricos.
- Depreciación acelerada para vehículos eléctricos
- Normativa hidrógeno

3

CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE ENERGÍA Y POTENCIA

3.1. Energía

Consumo de electricidad que permite el funcionamiento de máquinas y equipos. Se mide en unidades de kilowatt hora (kWh).

3.2. Demanda

También conocida como la potencia demandada, es la potencia instantánea de consumo eléctrico en cualquier máquina o equipo. Se mide en unidades de kilowatt (kW). Para efectos de las tarifas eléctricas, esta se obtiene de la medición promedio de 15 minutos.

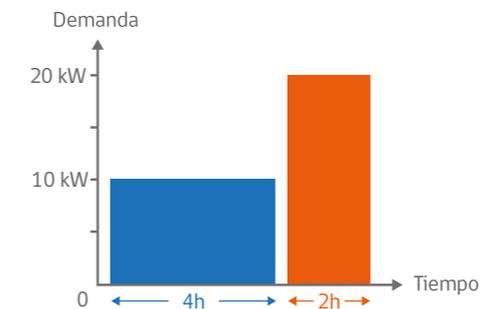


Figura 7: Demanda eléctrica.

Fuente: Elaboración propia.

Esta puede ser identificada como potencia Activa, potencia Reactiva y la potencia Aparente:

Potencia Activa (P):

Es la potencia eléctrica que permite realizar el trabajo necesario accionando las máquinas o equipos necesarios para la labor, por lo tanto, es la energía útil que se consume o se disipa.

Potencia Reactiva (Q):

Es la potencia eléctrica que no realiza trabajo real, pero que es necesario para activar los campos electromagnéticos de las máquinas eléctricas.

Un ejemplo de estos conceptos es la carretilla con ladrillos que queremos mover desde un punto A hasta un punto B, para poder mover la carretilla es necesario alzarla en el punto A para luego desplazarla empujándola hacia el punto B. Lo útil es el desplazamiento (potencia activa) y el alzamiento en A (potencia reactiva), ambas son necesarias para poder realizar la acción, pero lo realmente requerido es el desplazamiento.

Potencia Aparente (S):

Es la combinación de la potencia reactiva con la activa y la que se transmite por el conductor.

3.3. Factor de Potencia

Relación entre el consumo de potencia activa y la reactiva. Su valor varía entre 0 y 1. En Chile, este factor se encuentra regulado y debe estar por sobre el 0,93 (93%). Caso contrario la compañía distribuidora procede a cobrar multa a los consumidores con un 1% por cada centésima inferior a 0,93 aplicada sobre el cargo fijo, la energía y la demanda facturadas.

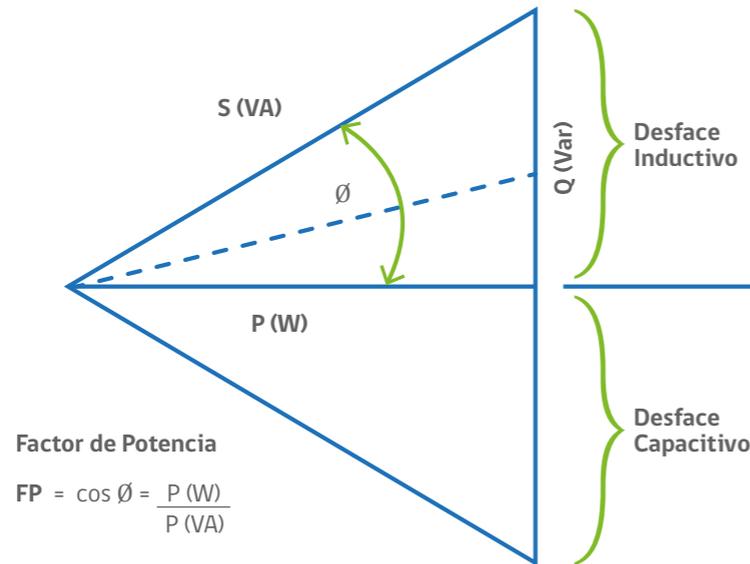


Figura 8: Triángulo de potencias.

Fuente: Elaboración propia en base a <https://www.nrcan.gc.ca/energy/products/reference/15297>

Tabla 4: Ejemplo de factor de potencia.

Mes	Factor de Potencia	Situación
Mes 1	0,94	No afecto a recargo
Mes 2	0,95	No afecto a recargo
Mes 3	0,90	Recargo 3%

Fuente: Elaboración propia.

3.4. Potencia Instalada

Suma de las potencias nominales de los equipos de una instalación, medido en kW.

3.5. Corriente

Es el flujo de cargas eléctricas, se mide en Amperes (A). Existen dos tipos la corriente continua y la corriente alterna.

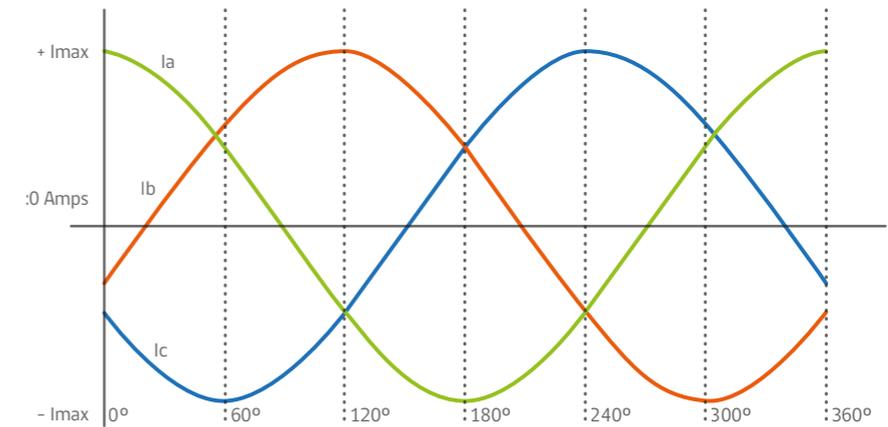


Figura 9: Corriente eléctrica trifásica.

Fuente: Elaboración propia.

Demanda trifásica instantánea relacionada con el voltaje, corriente y factor de potencia.

donde,

$$P_{EL} = \sqrt{3} * V * I * \cos \phi$$

- P_{EL} : Potencia eléctrica [W]
- V : Tensión de voltaje [V]
- I : Corriente eléctrica [A]
- $\cos \phi$: Factor de potencia

3.6. Voltaje

Diferencia de tensión eléctrico también conocido como potencial eléctrico, similar a la diferencia de potencial hidráulico.

3.7. Factor de Carga

Potencia utilizada promedio versus la potencia máxima de una instalación.
Un ejemplo, usando una factura eléctrica:

- Demanda máxima = 436 kW
- Utilizar = 57.200 kWh
- Número de días en el ciclo de facturación = 30 días

Por lo tanto:

$$\text{Factor de carga} = \left\{ \frac{57.200 \text{ kWh}}{(30 \text{ d} * 24 \text{ horas por día} * 436 \text{ kW})} \right\} * 100\% = 18,22\%$$

3.8. Tarifas Eléctricas

Contrato de suministro entre empresas distribuidoras/generadores y el cliente. En ella se factura el producto energía y potencia eléctrica, sumado a los servicios necesarios para poder disponer de ellos en nuestro hogar o punto de consumo. Estos son costos de transporte conocido como peaje, costos de distribución conocido como valor agregado de distribución, horas punta entre otros.

3.9. Cliente

Persona o empresa que consumen la energía eléctrica. Existen dos tipos de clientes, los libres y los regulados.

- Clientes regulados con potencias conectadas bajo 500 kW.
- Clientes libres sobre 5000 kW.
- Entre 500 kW y 5000 kW, se puede elegir qué tipo de cliente ser (libre o regulado).

3.10. Clientes Regulados

Son aquellos clientes regulados con potencias conectadas bajo 500 kW. Estos consumidores de energía tienen poco poder de negociación, ya que requieren una cantidad baja en relación a las empresas o grandes consumidores. Por esta razón y para protegerlos de la gran variabilidad de los costos en la energía, los precios son establecidos mediante contratos ofertados por las empresas generadoras y distribuidoras en las licitaciones de energía públicas, gestionado por la Comisión Nacional de Energía (información disponible en la página web <https://www.licitacioneselectricas.cl/>).

Estos precios de energía eléctrica son conocidos como los precios de energía de largo plazo (PNLP) y permiten disminuir el riesgo protegiendo al consumidor. Por esta razón estos consumidores son denominados como clientes regulados.

Estos precios de energía son calculados cada 6 meses.

3.11. Clientes Libres

Son clientes con grandes consumidos de energía con conexión sobre 5.000 kW lo cual les permite poder de negociación, accediendo a precios más convenientes. Estos consumidores buscan cerrar un contrato a un precio más interesante adecuado al perfil de consumo de su negocio. Mas información en la sección de eficiencia económica.

3.12. Unidades Eléctricas en Función de la Unidades Básicas

Tabla 5: Unidades eléctricas fundamentales.

Concepto	Unidad	Unidades Básicas
Longitud	m (metro)	m
Masa	kg (kilogramo)	kg
Tiempo	s (segundo)	s
Frecuencia	Hz (Herz)	1 / s
Energía	J (Joule) = W - s	kg - m ² / s ²
Potencia	W = J / s	kg - m ² / s ³
Corriente	A (Ampere)	A
Carga eléctrica	C (Coulomb)	A - s
Densidad de corriente	A / m ²	A / m ²
Voltaje	V (Volt)	kg - m ² / s ³ A

Fuente: Elaboración propia.

4

LA EFICIENCIA
ENERGÉTICA

La eficiencia energética (EE) es la optimización del uso de la energía disponible, o el cómo utilizo la energía. Universalmente tiene dos grandes definiciones conceptuales:

1. EE es la reducción del consumo de energía para obtener productos o servicios.
2. EE es hacer más consumiendo la misma cantidad de energía, para obtener productos o servicios.

Lo anterior, sin reducir el nivel de producción, ni su calidad y/o confort de las personas y empresas. A modo de ejemplo, un equipo con eficiencia de 90% significa que para realizar su función pierde 10% de la energía que requiere, o sea si el equipo consume 100 kWh, solo 90 kWh son los realmente utilizados en el trabajo, sin embargo, lo que se paga es lo correspondiente al consumo de los 100 kWh. Entonces, mientras mayor sea la eficiencia del equipo menores serán sus pérdidas y el costo asociado a ellos disminuirá.

Otro ejemplo clásico para explicar este concepto es en la eficiencia de las ampolletas.

Tabla 6: Tabla comparativa de eficiencia en iluminación.

Información disponible		Tubo de luz de LED	Tubo incandescente
A	Precio de la bombilla	40 dólares estadounidenses	2 dólares estadounidenses
B	Vida útil de una bombilla	50.000 horas	10.000 horas
C	Potencia	0,02 kW	0,05 kW
D	Precio de la electricidad por kWh	0,1 dólares estadounidenses	0,1 dólares estadounidenses
X	Costo económico de 50.000 horas de uso (aproximadamente 12 horas al día en promedio durante 10 años de uso)	140	260

Fuente: Agencia Internacional de Energía, 2021.

A pesar de que el concepto es simple, tiene gran relevancia. En el ejemplo de las ampolletas puedes ver una diferencia de 0,03 kW de potencia lo que es equivalente a 60% de ahorro. A nivel individual, en una facturación eléctrica mensual el ahorro energético de una ampolleta puede ser insignificante, pero si se considera la cantidad total de ampolletas que se utilizan en una casa, en un predio, en un edificio, una ciudad, el país, el ahorro energético es considerable y generará impactos significativos.

Este ahorro energético implicará ahorros en otras materias en forma indirecta, como son:

Ahorro en Costos:

Es evidente que al ahorrar en energía se ahorra en costos, ya que los costos son directamente proporcionales a los volúmenes de energía y potencia consumidos.

Ahorros en Infraestructura eléctrica:

El sistema eléctrico nacional requiere de empresas e infraestructura eléctrica en generación, transmisión y distribución, las cuales son enormes instalaciones eléctricas, que requieren de terrenos, caminos, logística de abastecimiento, operación y mantenimiento, líneas eléctricas, vehículos, combustibles, personal, etc. Disminuir la demanda eléctrica, disminuirá todo lo anterior.

Ahorro en agua:

Para obtener electricidad se requiere agua. Cada tecnología de generación de electricidad posee diferentes tasas de consumo de agua por cada unidad de energía que generan, la participación combinada de estas permite que la población chilena tenga electricidad.

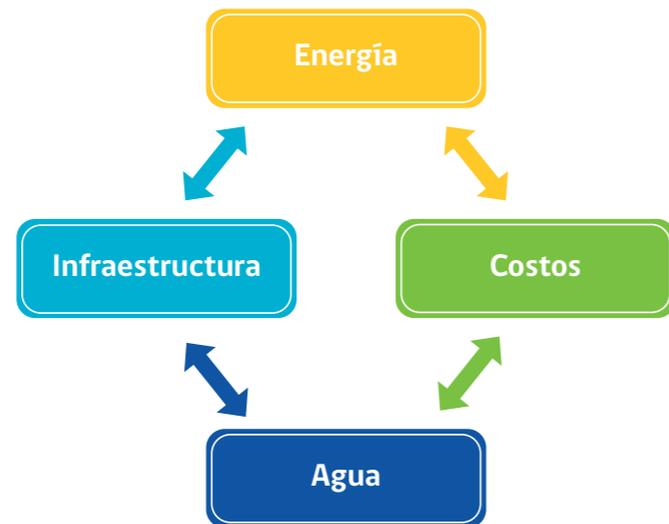


Figura 10: Esquema de recursos necesarios para disponer de energía eléctrica.

Fuente: Elaboración propia.

La Agencia Internacional de la Energía (AIE), lista 12 grandes beneficios de implementar eficiencia energética a todos los niveles, presentado a continuación.



Figura 11: Beneficios de la eficiencia energética.

Fuente: Agencia Internacional de Energía, 2021.

Entonces, la eficiencia energética resulta una herramienta decisiva para superar los retos a los que se enfrenta el sistema energético mundial en el intento de garantizar la seguridad, sostenibilidad y asequibilidad del suministro de energía a los ciudadanos de todo el mundo. La gracia de esta herramienta es que está al alcance de todas las personas, sobre todo en aquellos de mayor consumo de energía, donde los ahorros podrán ser mayores.

5

MEDIDAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN RIEGO

A

B

C

D

E

F

G

Los sistemas de riego y sus suministros de agua mediante bombeo a pequeña escala frecuentemente se catalogan como poco económicos e ineficientes, en relación a actividades de grandes empresas. Esto ocurre generalmente por desconocimiento, por la escala del proyecto, pero también porque refleja parte de la realidad de las comunidades locales y sus individuos. Hay una tendencia a comprar sistemas baratos sin tener en cuenta los costos de operación que acarreará su proyecto, por lo que la elección de los sistemas de bombeo es un tema económico.

Este es determinante en la realidad de los proyectos de riego que son postulados a la Ley N°18.450 ya que este favorece la eficiencia energética que se podría alcanzar. Estos proyectos tienen la oportunidad de ser eficientes desde su origen, ya que significa que empezarán a operar una vez que se construyan, lo cual disminuye los costos de operación y maximiza la eficiencia energética ya que abarcará toda la vida útil del proyecto.

En simple, desarrollar un proyecto eficiente desde el origen será más conveniente que mejorar un proyecto que ya se encuentra en operación. Normalmente, se busca emplear medidas de eficiencia energética en proyectos en operación, lo que implica conocer las características técnicas y económicas de los equipos que están en operación, el tiempo de uso y de la vida útil restante, dimensiones y espacio disponible, entre otros y ya que reemplazarlo directamente implicará nuevos costos de adquisición e instalación del equipo más eficiente, sino que se debe comparar con los costos que tiene el equipo ineficiente actualmente instalado y ver si el cambio disminuye realmente los costos en el horizonte contemplado.

Tabla 7: Costo relativo de energía en sistemas de riego.

Gravitacional	Aspersión	Goteo
<ul style="list-style-type: none"> Menores costos de energía e inversión. Pequeño equipo mecánico. 	<ul style="list-style-type: none"> Requisitos de energía para presurizar el sistema. Costos de energía significativos. Grandes costos de inversión. 	<ul style="list-style-type: none"> Requisitos de energía para presurizar el sistema. Costos de energía considerables. Grandes costos de inversión.

Fuente: Agencia Internacional de Energía, 2021.

En el sector agrícola existe potencial de implementar medidas de EE, las de mayor impacto y más conocidas son la instalación de variadores de frecuencia, equipos de bombeo más eficientes IE-3, IE-4 y la correcta operación-mantenimiento de equipos. Estas oportunidades de mejora permiten reducir costos energéticos, costos de inversión y mitigar gases efecto invernadero, pero al mismo tiempo darán mayor resiliencia a los sistemas productivos, ya que serán producidos con costos más controlados. A continuación, se plantean algunas medidas de EE con aplicación en proyectos de riego.



5.1. Motores Eléctricos Acoplados a Bombas de Riego

Un equipo de bombeo en riego consta de dos componentes principales, los cuales son bomba hidráulica y el motor eléctrico, el cual tiene la función de convertir la energía eléctrica en movimiento rotativo, también conocido como energía mecánica la cual se transmite a la bomba para que a través del movimiento de sus álabes impulse las aguas necesarias para los cultivos (tal como se puede apreciar en la siguiente figura).

Los motores eléctricos son máquinas encargadas de convertir la energía eléctrica en mecánica, lo que permite implementar el trabajo que se requiera, como por ejemplo el bombeo de las aguas para riego. Estos son utilizados en diversas funciones como son molinos, bombas, climatización, mover las ruedas de un vehículo, refrigeración, entre otros. En Chile, los motores consumen cerca del 46% de la energía eléctrica nacional por lo cual trabajar sobre ellos resulta ser relevante.

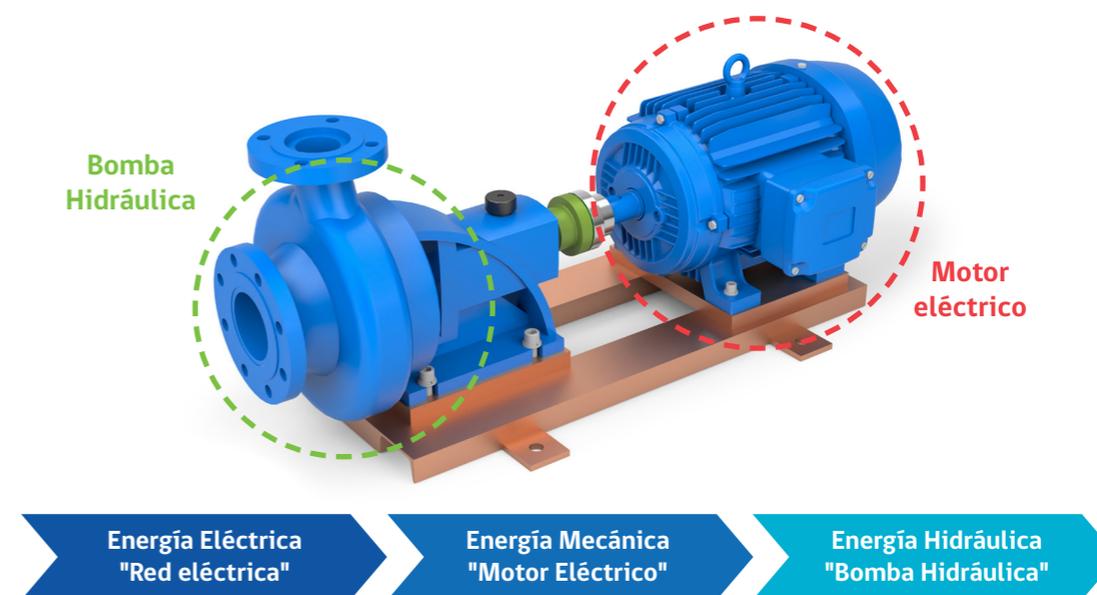


Figura 12: Etapas de conversión energética de una electrobomba.

Fuente: Elaboración propia.

Estas componentes necesariamente deben conversar entre sí, lo cual ha sido simplificado dado que las bombas de riego suelen comprarse sin necesidad de revisar las características técnicas del motor eléctrico que incorporan. Sin embargo, con el tiempo es probable que el equipo entre en etapas de reparación y mantenimientos, lo cual podría derivar al reemplazo del motor.

En la figura siguiente, muestra tres curvas, en la primera se presenta la eficiencia versus la velocidad para dos motores A y B, obsérvese que el motor A posee una eficiencia de 58% para 1000 rpm y el motor B, una eficiencia más alta de 66% para 1500 rpm. En el segundo gráfico se presenta la eficiencia de una bomba, que trabaja en su punto más eficiente a 55% cerca de 1000 rpm. Finalmente, la tercera gráfica representa la eficiencia global del sistema (motor + bomba conectados), donde se puede observar que el sistema conectado al motor A logra una eficiencia mayor, respecto del motor B.

Lo relevante de esta figura es que el motor más eficiente A, no es en este caso el mejor combinado con una bomba. Esto presenta lo importante que es asegurar el diseño de la velocidad de las componentes de un sistema, esté en relación adecuada para asegurar que cada componente alcance la mayor eficiencia. La explicación es la siguiente:

1000 rpm del motor A y la bomba: $58\% \times 55\% = 32\%$ de eficiencia del sistema A

1500 rpm del motor B y la bomba: $58\% \times 35\% = 23\%$ de eficiencia del sistema A

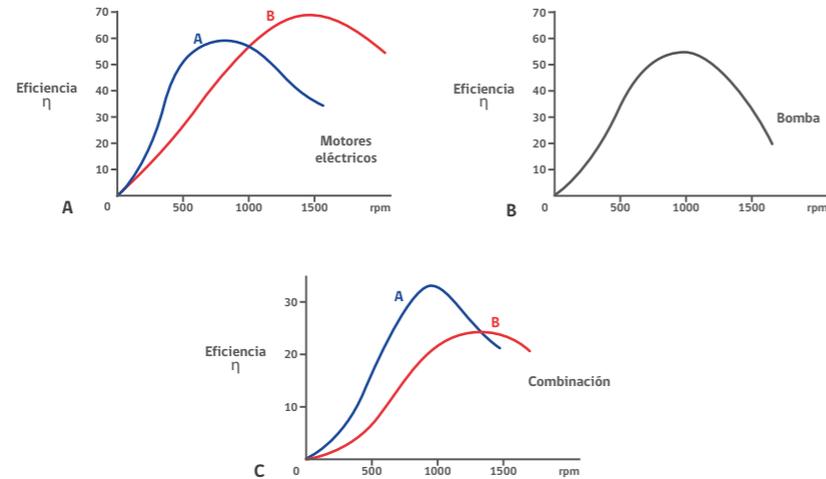


Figura 13: Curvas de eficiencia de una electrobomba a diferentes revoluciones.

Fuente: Dispositivos de elevación del agua, FAO 2010.

Un motor se compone por un estator y un rotor, pero posee diversas características adicionales que le permiten realizar su trabajo en condiciones, y que son necesarias de conocer ya que algunas de ellas determinan su compatibilidad. Estas características no inciden directamente en los ahorros energéticos de un proyecto, pero si son relevantes para efectos de evaluar los motores.

Tabla 8: Características generales de un motor.

Nomenclatura	Descripción	Típico
Clase EFF		
Duty	Continuo o intermitente	S1
Insulation Class	Temperatura de bobinas	F
Frame	Tamaño del motor (63-255)	Depende
IP	Tamaño del motor, polvo (0-6) y agua (0-8)	55
Montaje	Pie, flange, horizontal, vertical	Pie
Partida	Directa, estrella-delta, partidador suave	Depende
SF	Safety Factor	1.0
TEFC	Totally Enclosed Fan Cooled	Típico

Fuente: Catálogo de motores Weg.

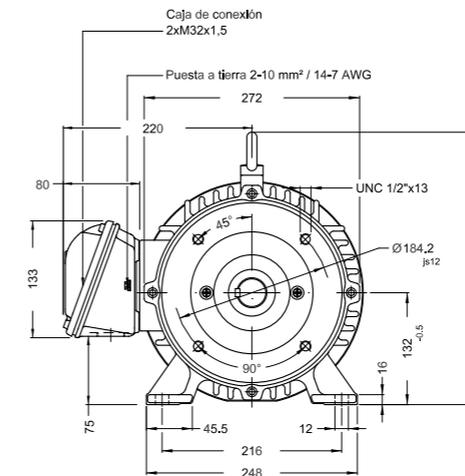


Figura 14: Plano dimensional motor.

Fuente: Catálogo de motores Weg.

Otras Características

- Deslizamiento - carga
- Explosión proof
- Ambientes mar
- Deraiting (levación y temperatura)
- FP menores
- Límite de ruido

Parte importante son sus características, entre las cuales se puede destacar:

Velocidad

Síncrona teórica sin carga, no se logra en la práctica.

Nº Polos

Asociados a la velocidad síncrona para red de 50 Hz.

- 2 polos = 3000 rpm
- 4 polos = 1500 rpm
- 6 polos = 750 rpm

Deslizamiento

Relación entre consumo de energía activa y reactiva.

Potencia

Deslizamiento - carga

Eficiencia

Razón entre potencia eléctrica de entrada y mecánica de salida, Hoy se clasifican en IE.

Otros

- Clase Aislación (más común F)
- IP (más común 55)
- SF
- Explosión proof

La selección del motor debe compatibilizar la frecuencia y voltaje indicado en la placa con el entregado por la red, y ser acorde al requerimiento, o bien, de una potencia levemente superior. Lo importante es entender la relevancia de este equipo, y como determina el consumo de energía (y en consecuencia los costos) en un proyecto de riego.

Al seleccionar motores se deben tener en cuenta al menos los siguientes aspectos:

1. Los requerimientos mecánicos de la Presión a ser movilizada.
2. La clasificación del motor en términos de su eficiencia (Normas NEMA o IEC)
3. El sistema de conexión a la red distribución eléctrica, ya sea red trifásica o monofásica.
4. Consideraciones físicas y ambientales.

A continuación, se presentan alternativas para la optimización o mejora en los consumos de energía de cualquier proyecto de riego.

5.1.1. Reemplazo de Motores Estándar por Motores de Alta Eficiencia

La opción base a pensar cuando se implementa un motor en un sistema de riego, es pensar en que tan eficiente es este motor. Para explicar este concepto, cuando una persona requiere moverse en la ciudad desde el centro a su casa, puede realizarlo en camioneta o en automóvil, el resultado es que logrará moverse en ambos vehículos con la diferencia en la cantidad de combustible que se consumió en cada uno, siendo mucho mayor en la camioneta y en consecuencia con un mayor costo. Lo anterior, es similar al bombear agua para su transporte hacia los cultivos.

La naturaleza permite a los motores (al igual que todas las máquinas) de mayor tamaño y capacidad alcanzan más eficiencias respecto de los motores más pequeños. A modo general, se puede tener en cuenta que para:

- Motores bajo 30 kW, se puede lograr una mejora del 5% al 3,5% en la eficiencia.
- Motores de 30 a 130 kW, se puede estimar una mejora del 3,5% al 3% en la eficiencia.
- Motores sobre 130 kW, se puede lograr un aumento del 2% en la eficiencia.

La clasificación de la eficiencia de los motores es estandarizada mediante las Normas NEMA y la Norma IEC, las cuales se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 9: Estándares de eficiencia para motores de inducción trifásicos.*

Nivel de Eficiencia	NORMA IEC (Europea)	NORMA NEMA (USA)	Otra Normativa
Baja eficiencia (+gasto energético)	IE1	-	EFF2
Eficiencia estándar	IE2	Energy Efficient (EPAct)	EFF1
Eficiencia moderada	IE3	Premium	-
Alta eficiencia	IE4	Super - Premium	-
Gran eficiencia (- gasto energético)	IE5	Ultra - Premium	-

*Aplicable solo para motores tipo jaula de ardilla. Num. 3 exenta-Santiago, 3 de febrero de 2017.

Fuente: Agencia Internacional de Energía, 2021.

NEMA

La Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos (National Electrical Manufacturers Association) es una organización de normalización norteamericana, que prepara y publica estándares técnicos.

IEC

La Comisión Electrotécnica Internacional (International Electrotechnical Commission) es una organización de carácter global no gubernamental en la prepara y publica normas internacionales para todas las tecnologías eléctricas, electrónicas y relacionada.

Las siguientes tablas se pueden usar para estimar los costos y eficiencias del motor. Para ello se utiliza la clasificación dada por la norma IEC 60034-30, donde:

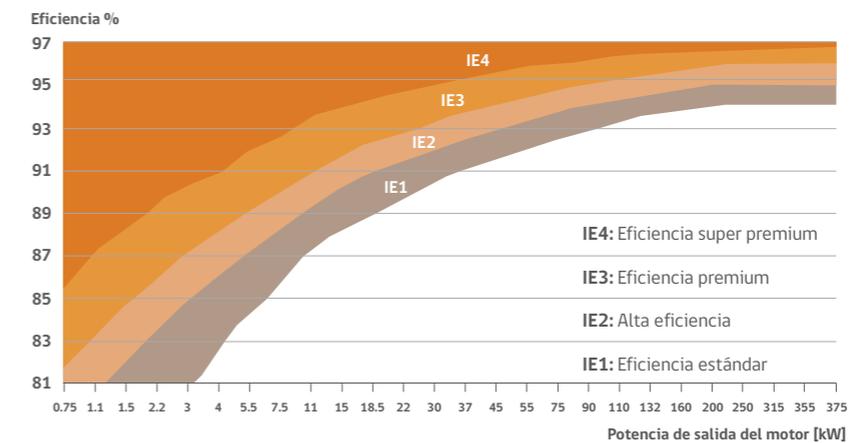


Figura 15: Curvas de eficiencia para motores de inducción trifásicos según norma IEC.

Fuente: Elaboración propia.

Diferencia de eficiencia entre un motor IE1 y un Motor IE3:



Motor IE1 de 10 hp (7,5 kW eje motor salida)

Consumo 8,7 kW eléctricos a la entrada del motor.

$$P_{\text{eléctrica}} = \frac{\text{Potencia salida motor kW}}{\text{Eficiencia \%}} = \frac{7,5}{86\%} = 8,7\%$$



Motor IE3 de 10 hp (7,5 kW eje motor salida)

Consumo 8,1 kW eléctricos a la entrada del motor.

$$P_{\text{eléctrica}} = \frac{\text{Potencia salida motor kW}}{\text{Eficiencia \%}} = \frac{7,5}{92\%} = 8,1\%$$

Los motores eléctricos, que, en el caso de sistemas de riego, son parte fundamental de una electrobomba (conjunto motor eléctrico – bomba) ya que permiten la operación rotatoria de la bomba hidráulica. Tienen distintos niveles de eficiencia lo que se manifiesta en su operación por un mayor o menor gasto energético dependiendo de dicho nivel de eficiencia, que a su vez se traduce en cuánto se pagará en la facturación eléctrica.

La gráfica representa el porcentaje de eficiencia o rendimiento del motor en el eje vertical y la potencia de salida del motor (kW) en el eje horizontal; las franjas curvas en el interior con la sigla IE1 al IE4 corresponden al nivel de eficiencia de un motor de acuerdo al principal estándar de eficiencia utilizado en nuestro país, es el cual es la norma europea IEC 60.034-5, la que define cuatro estándares diferentes de eficiencia en motores trifásicos.

El ahorro anual en costos de energía se puede estimar mediante la siguiente ecuación:

$$A_{\text{año}} = 0,746 * \text{Cap (HP)}_{\text{motor}} * \% C * \text{Hr}_{\text{op}} * \text{CE} * \left(\frac{1}{\text{Ef}_{\text{Stand}}} - \frac{1}{\text{Ef}_{\text{Alta}}} \right)$$

donde,

- A** : Ahorro anual (\$/año)
- Cap (HP)** : Potencia del motor
- % C** : Porcentaje de carga del motor
- Hr** : Horas de operación anuales a esta carga
- CE** : Costo de electricidad (\$/kWh)
- EfStand** : Eficiencia estándar (adimensional)
- EfAlta** : Eficiencia alta o premium (adimensional)

5.1.2. Partida en Motores Eléctricos

La naturaleza permite que los motores más grandes sean más eficientes respecto a los motores más pequeños. Sin embargo, para poder movilizar el estator de estos motores más grandes, se requiere una mayor potencia para poder sacarlo de la inercia estática en al que se encuentra. Por esta razón, la potencia de arranque será mayor para los motores de mayor potencia, lo cual también debe estar en consideración ya que incidirá en mayores costos de facturación eléctrica.

En este sentido existen soluciones que permiten disminuir los costos como es el partidor suave y el sistema de conexión arranque estrella/triángulo. Para observar este fenómeno, la siguiente gráfica presenta la diferencia de la potencia requerida para lograr movilizar el motor.

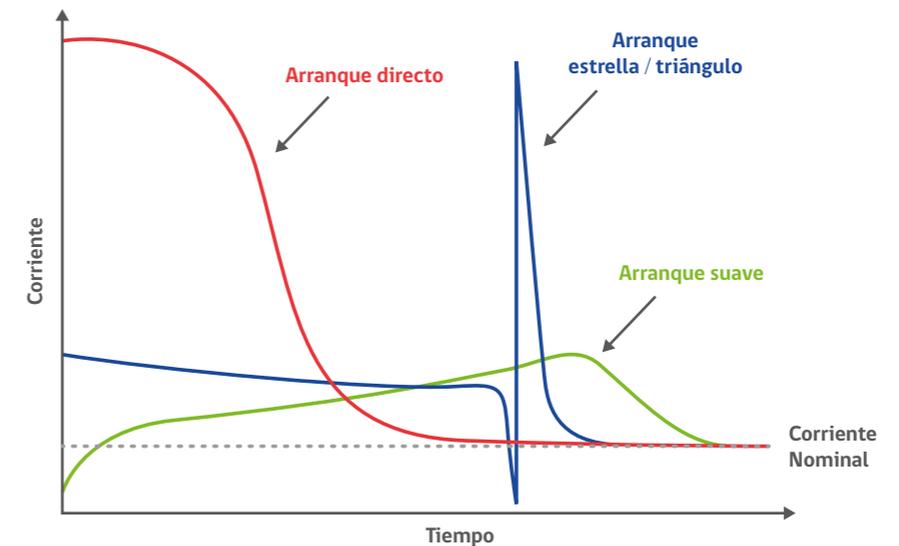


Figura 16: Métodos de arranque de motores en corriente alterna.

Fuente: Elaboración propia.



5.2. Reducción del Tiempo de Operación de Equipos de Bombeo al Mínimo Requerido

En el capítulo de ejemplos, podrá observar una situación de sequía en la cual se ordena bajar el caudal de 80 m³/h a un caudal de 40 m³/h el costo por metro cúbico sube de 7,9 \$/m³ a 12,3 \$/m³, producto de cambiar el punto de operación de la bomba y en consecuencia su nivel de eficiencia. Esto resulta relevante y es solo una de muchas situaciones que incrementará los costos de un sistema de riego.

Una opción relevante y simple, es implementar sistemas de horarios de riego (manteniendo el punto de operación Q-H) y minimizando los tiempos de bombeo solo a lo que requiera el cultivo. Otras alternativas a implementar son:

- Apague el equipo cuando no se requiera. Esta medida simple depende exclusivamente del operador, el cual debe estar adecuadamente instruido en los equipos y requerimientos de riego de cada sector.
- Instale temporizadores, programadores de riego y sensores de nivel para el funcionamiento automático o apague el equipo según sea necesario.

El cómo se opera y en qué horas se opera es determinante en el consumo eléctrico en términos de potencia y energía, pero sobre todo en costos.



5.3. Uso de Variadores de Frecuencia (VDF) para el control de los Motores eléctricos Aplicados en Riego

Actualmente existe un equipo electrónico que permite el controlar mediante programación de los motores eléctricos conocido como variador de frecuencia (VDF). Esto permite realizar una programación inteligente de los sectores de riego que permita ahorros importantes en energía, lo cual es aplicable bajo las siguientes condiciones:

1. Proyectos de riego con gran variedad de sectores, que requiere de grandes extensiones de líneas de riego.
2. Diferencias topográficas importantes entre sectores de riego.
3. Variedad de cultivos en zonas.

Cada uno de los escenarios anteriores requerirá condiciones específicas de riego para la programación del VDF. Otra ventaja de los variadores es otorgar un arranque suave del motor, otorgando mayor vida útil al equipo. Se puede estimar que puede lograr ahorros importantes de energía, en algunos casos cercanos al 25%.

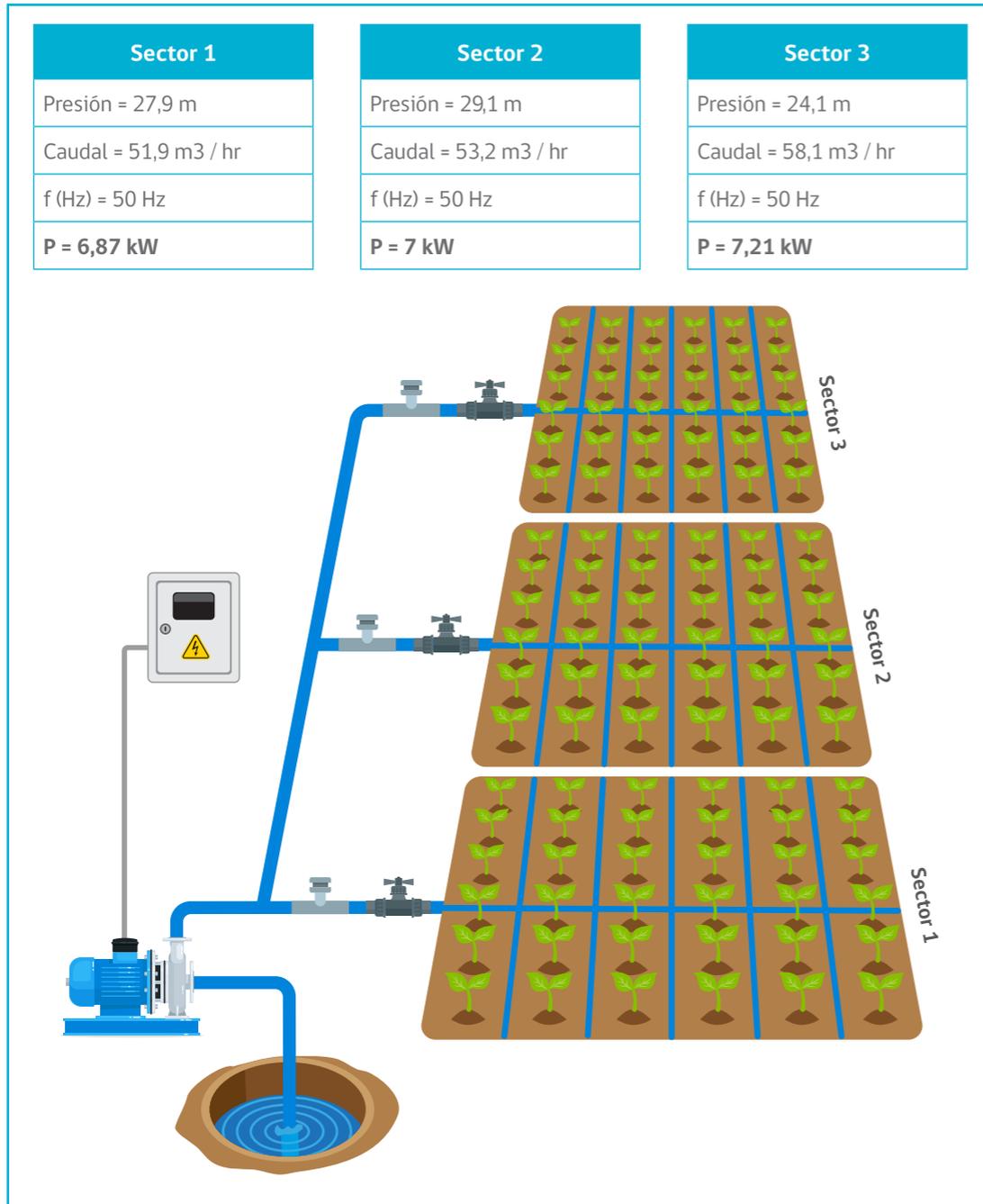


Figura 17: Sistema de riego sin variador de frecuencia.

Fuente: Elaboración propia.

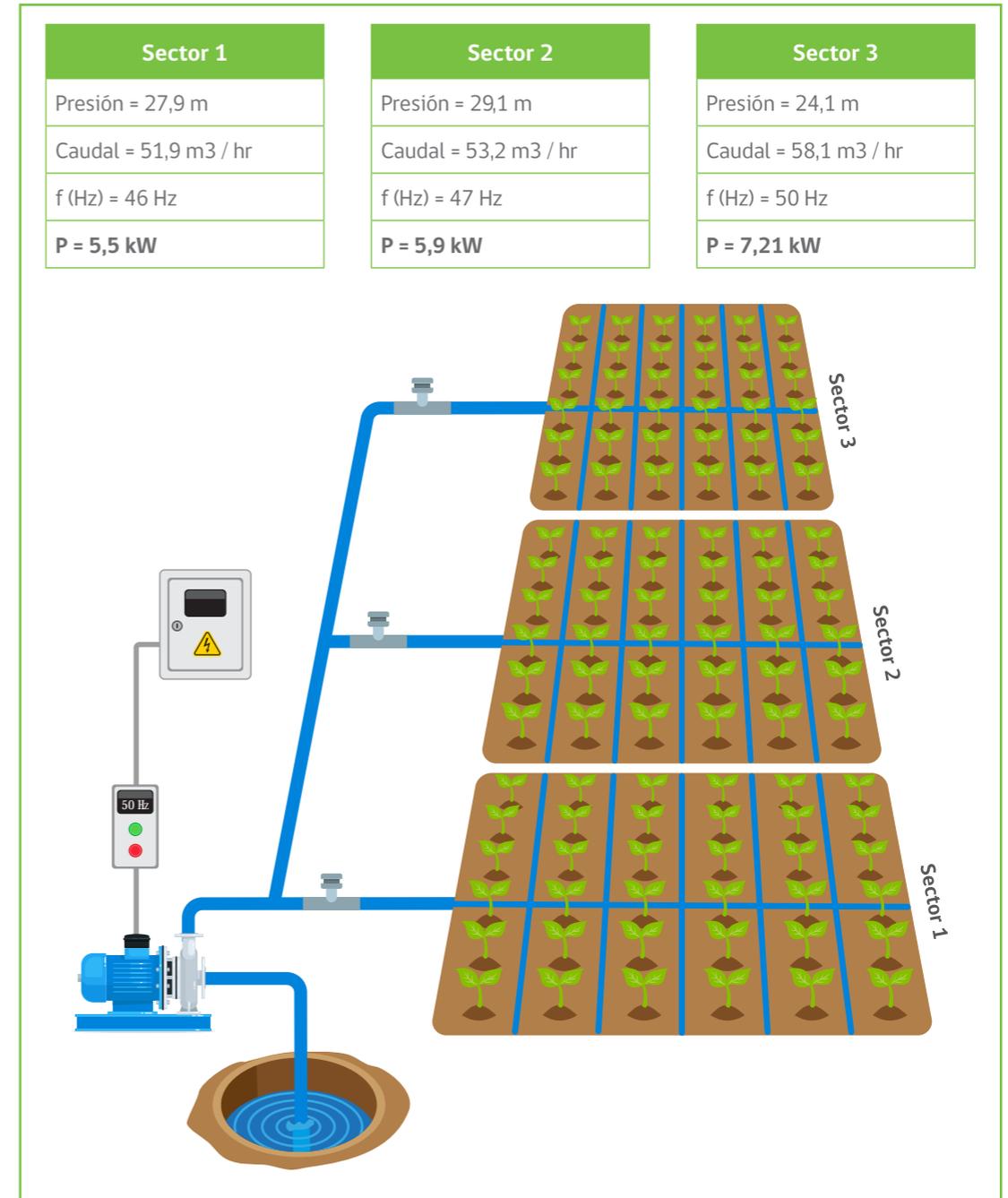


Figura 18: Sistema de riego con variador de frecuencia.

Fuente: Elaboración propia.

Una de las aplicaciones de gran utilidad de los VDF es eliminar estrangulaciones en líneas de riego para restringir el caudal entregado por cada sector de riego. Esto es un método de uso común en riego, pero resulta muy ineficiente ya que la energía utilizada para cada sector es la misma independiente de que trate del punto menos exigente respecto de su relación caudal-presión. Esto lo soluciona un VDF el cual reemplaza las válvulas de estrangulación, mediante una instalación programada por sector que permita controlar la frecuencia de giro del motor. Al controlar la frecuencia (o las RPM) se logra modificar la presión otorgando la relación caudal-presión que corresponde a cada sector. En simple, un VDF modifica el punto de riego de la bomba adecuándolo a cada sector de riego. A esto se le denomina riego programado o riego inteligente, pero no es más que un computador que controla la bomba utilizando la energía estrictamente necesaria.

A modo de ejemplo: Si se tiene una electrobomba de potencia P2 eléctrica de 40 kW el cual implementa un VDF que puede reducir la velocidad desde 2500 RPM a 1650 RPM y aun así proporcionar el caudal y la presión necesarios para un segundo sector de riego, la potencia requerida es reducida a 25 kW. La diferencia será la potencia ahorrada para el riego de ese sector. Ver otros ejemplos en el capítulo de ejercicios.



5.4. Reemplazo de Motores Sobredimensionados debido a la Sequía

Los motores de inducción no deben trabajar bajo el 50% de carga, sin embargo, la situación actual de escasez hídrica podría obligar a quedar en esa situación. En consecuencia, los costos de energía serán mayores debido a que la eficiencia es más baja y el factor de potencia puede decrecer incrementando los costos por multas implementadas por la empresa distribuidora. Entonces, es necesario cambiar el sistema de bombeo por uno de menor capacidad.

Los motores consumen la menor cantidad de energía cuando funcionan con la máxima eficiencia. Para la mayoría de los motores la máxima eficiencia se encuentra entre 65% y 110% de su carga nominal. A medida que la carga del motor cae por debajo del 65%, la eficiencia y el factor de potencia disminuyen rápidamente (ver figura 19). La eficiencia también depende del tamaño de los motores (de su capacidad), ya que los motores más grandes (superiores a 30 kW) la caída de la eficiencia es menor.

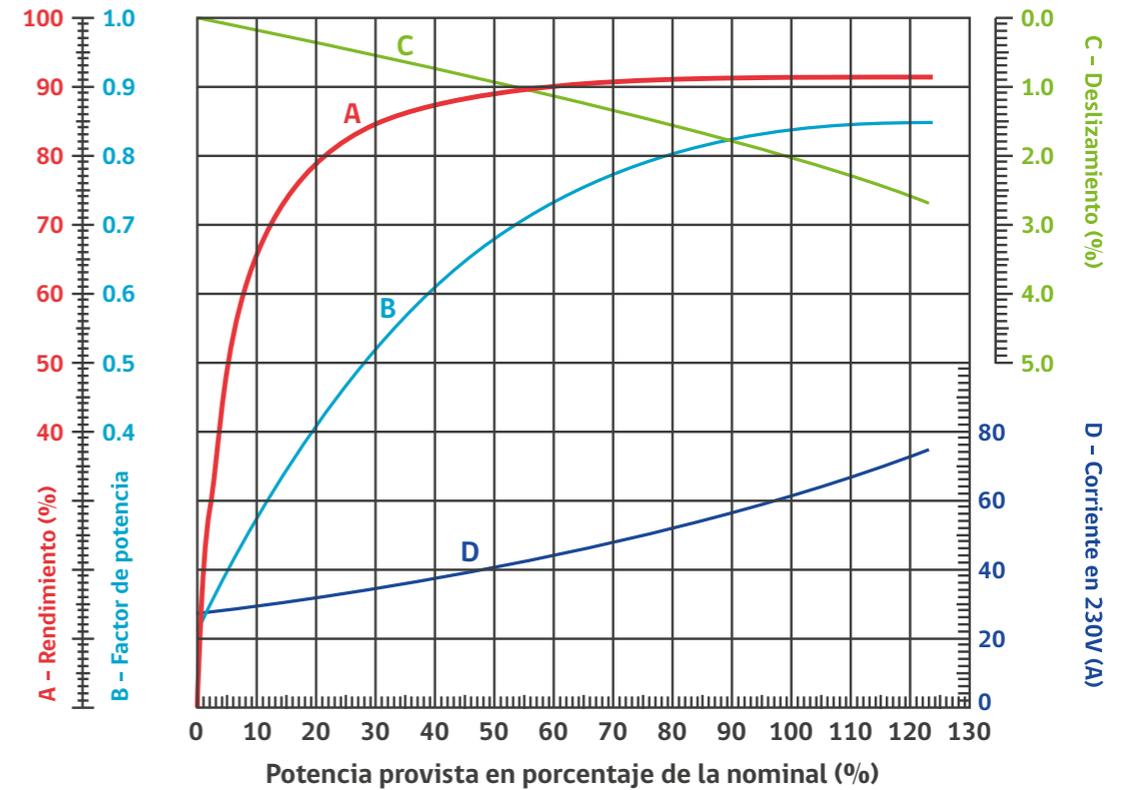


Figura 19: Curvas de desempeño de motores de inducción trifásicos.

Fuente: Weg.

Dimensionar un motor para operar al 75% de la carga total proporciona un margen razonable.

Para determinar la carga del motor es preferible medir la potencia (kW) por sobre las lecturas de amperaje, debido a que las lecturas de potencia tienen en cuenta los cambios que ocurren en el factor de potencia y en el amperaje a medida que cambia la carga del motor.

Un leve sobredimensionamiento del motor se considera una buena práctica de la ingeniería por las siguientes razones:

- Para permitir un aumento en la producción
- Para acomodar las fluctuaciones y sobrecargas de la carga
- Para aumentar la vida útil del motor debido a las bajas temperaturas de bobinado.

El porcentaje de carga del motor se puede estimar mediante la siguiente ecuación:

$$\% \text{ Carga}_{\text{motor}} = \left(\frac{\text{Potencia utilizada (kW)}}{\text{Capacidad nominal (kW)}} \right) * 100$$

$$\text{Potencia estimada}_{\text{carga completa}} \text{ (kW)} = \left(\frac{\text{Potencia}_{\text{nominal}} \text{ (HP)}}{\text{Eficiencia del motor}_{\text{carga completa}} \text{ (kW)}} * \frac{0.746 \text{ kW}}{\text{HP}} \right)$$

Ejemplo:

Se midió un motor de 50 HP con una calificación de eficiencia de carga total del 90% y se encontró que funcionaba a 25 kW. El porcentaje de carga del motor se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Potencia estimada}_{\text{carga completa}} \text{ (kW)} = \left(\frac{50 \text{ HP}}{0.90_{\text{ef. motor}}} * \frac{0.746 \text{ kW}}{\text{HP}} \right) = 41 \text{ kW}$$

$$\% \text{ Carga de motor} = \left(\frac{25 \text{ kW}_{\text{medido}}}{41 \text{ kW}_{\text{estimado}}} \right) * 100 = 60\%$$

Ejemplo práctico:

Se tiene un motor de 40 HP trifásico trabajando al 30% de su nivel máximo de carga. Un usuario desea evaluar el reemplazo de este motor por un motor de 20 HP trifásico trabajando bajo las mismas condiciones que el anterior. ¿Cuál sería su ahorro energético?



Un tema relevante en los sistemas de bombeo es la calidad y las capacidades de los componentes eléctricos que suministran la energía y potencia eléctricas. Cuando estas trabajan más allá de las condiciones normales de diseño, se requiere revisar estas instalaciones. La capacidad de transporte de un conductor se estima con la siguiente expresión:

donde:

- I** : Corriente admisible corregida (A)
- fN** : Factor de corrección por número de conductores
- fT** : Factor de corrección por temperatura
- It** : Corriente admisible por sección de conductor según tabla disponible en www.cableselectricos.cl

$$I = fN * fT * It \text{ (A)}$$

La corriente admisible por un circuito depende de la temperatura ambiente y la temperatura de servicio.

En la medida que los conductores están sometidos a mayor temperatura mayores son las pérdidas por conducción. Es probable perder cerca del 1% la reducción de la potencia asociada a un circuito en particular. Antes de reemplazar cables, es preciso hacer un levantamiento de cargas y se puede hacer tomando mediciones de tensión y corriente (o bien haciendo uso de cámara termográfica). Como criterio de priorización, se reemplazará los cables asociados a las mayores cargas, que están a mayor temperatura y que sean más largos, aquí están las mayores pérdidas. La decisión de reemplazar estos metros de cable recalentado dependerá de las pérdidas llevado al costo versus la inversión necesaria para el reemplazo.

6

MEDIDAS DE EFICIENCIA
ECONÓMICA EN RIEGO

Además de las medidas de eficiencia energética, los agricultores tienen la posibilidad de realizar ahorros en costos sin variar la intensidad de energía demandada. Esto no corresponde a eficiencia energética, pero permitirá acceder a precios más convenientes manteniendo los niveles de demanda de energía a un precio más conveniente. A continuación, se presentan algunas medidas que permiten reducir los costos en energía.

6.1.
Negociación de Contrato

Los clientes con consumos mayores a 500 kW tienen la posibilidad de elegir ser clientes libres y sobre 5000 kW deben ser clientes libres. Los agricultores que puedan acceder a ser cliente libre deben elegir con quien negociar sus servicios eléctricos con empresas generadoras que puedan estar cercanas, comercializadoras o distribuidoras, esto significa que se debe negociar el precio de la energía, la potencia, peajes, entre otros.

Lo interesante resulta en que este mecanismo permitirá economías de escala, logrando acceder a precios más interesantes y que sean concordantes a los perfiles de consumo requeridos (esto significa que se debe conocer la cantidad de energía y el comportamiento horario, diario, mensual y anual en el cual se consumirá). Se estima que, al cambiar de una posición de regulado a libre, se puede reducir en promedio un 20% el costo de la energía.

Otros beneficios, es que se puede elegir el abastecimiento desde fuentes renovables, favoreciendo el desarrollo de esta línea de proyectos en el país.



Entonces, mientras que los clientes libres buscan fijar sus costos de suministro de electricidad a largo plazo, por su parte las empresas generadoras, distribuidores y comercializadoras de energía buscan cerrar contratos de suministro porque aseguran un precio de venta estable durante un periodo largo de tiempo, y con ello garantizan ingresos con los que poder financiar sus proyectos.

La herramienta utilizada son los contratos de suministro que en la jerga se conoce como contratos Price Purchase Agreement (PPA).

Los contenidos mínimos de un PPA son los siguientes:

1. Comparecencia: Identificación empresas que firman
2. Definiciones
3. Objeto del Contrato
4. Inicio y Término del Suministro
5. Puntos de Suministro y Medida
6. Precios de Energía y Potencia y fórmulas de ajuste
7. Tipo de cambio
8. Revisión de Precios
9. Modalidad de facturación de Potencia y Energía Activa y Reactiva.
10. Facturación y Pago
11. Cláusula de no discriminación frente a racionamientos
12. Compensaciones por falta de continuidad de suministro
13. Nuevos cargos por cambios regulatorios
14. Gravámenes e impuestos
15. Cesión del contrato
16. Responsabilidades y Fuerza Mayor
17. Arbitraje
18. Término anticipado del Contrato
19. Confidencialidad
20. Cláusulas legales, divisibilidad de domicilio y personerías

Ejemplos de Contrato de Suministro.

Generador (Eólico) y cliente libre (Asociación de Regantes con demanda sobre 500 kW).



6.2. Cambio de Tarifa de Suministro Eléctrico

En el caso de los clientes regulados, cuyos consumos son menores a 500 kW y opcional para menor a 5000 kW, estarán sometidos a un precio regulado por el estado conocido como precio nulo largo plazo (PNLP) para su protección ante la variación del precio de la energía.

Este precio es parte de los pliegos tarifarios que poseen otras componentes necesarias para otorgar un servicio eléctrico adecuado: energía, potencia el cual depende del sector a abastecer, transmisión, VAD, servicio público, entre otros).

Los agricultores que sean clientes regulados pueden evaluar un cambio tarifario de acuerdo dentro de los segmentos de baja tensión (BT) y alta tensión (AT).

El resultado de ello es que se tiene alternativas tarifarias para clientes regulados, el cual tiene la libertad de elegir a cuál acogerse. La recomendación es escoger aquella que se ajuste mejor a su perfil de consumo y que minimice los costos de facturación eléctrica. Algunos ejemplos son:

Por ejemplo, pasar de tarifa BT2 a BT3 o de igual modo pasar de AT2 a AT4.3, puede generar ahorros en los costos de facturación eléctrica. Para tomar una decisión adecuada respecto a tarifa más conveniente, resulta determinante conocer al detalle el perfil de consumo propio.

Tabla 10: Alcance de tarifas reguladas de distribución para usuarios residenciales.

Tarifa	Tensión de Conexión	Potencia máxima conectada	Medición	Alcance o restricción
BT1a	220/380 V	≤ 10 kW	Solo energía	Aplica a clientes de distribuidora cuya demanda máxima anual de consumos en BT1 se producen en meses con HP, o bien, de distribuidoras cuya demanda máxima anual de consumos en BT1 se producen en meses sin HP y cuyo factor de clasificación ≤ 2,5.
BT1b	220/380 V	≤ 10 kW	Solo energía	Aplica a clientes de distribuidoras cuya demanda máxima anual de consumos en BT1 se produce en meses sin HP y cuyo factor de clasificación > 2,5.
TRBT2	220/380 V	≤ 10 kW	Energía, pot. máx. HP y pot. máx. suministrada	Considera facturación de potencia en base a promedio de 52 máximas demandas del cliente (nuevo criterio derivado de DS62).
TRBT3	220/380 V	> 10 kW	Energía, pot. máx. HP y pot. máx. suministrada	Solo elegible por clientes con conexión AT cuyo suministro sea destinado al abastecimiento eléctrico de su domicilio y cuya facturación sea emitida por la distribuidora a nombre de una persona natural; mismos cargos que TRBT2.
TRAT1	12/23 kV	≤ 10 kW	Solo energía	Equivalente a BT1a, pero con conexión a AT.
TRAT2	12/23 kV	≤ 10 kW	Energía, pot. máx. HP y pot. máx. suministrada	Considera facturación de potencia en base a promedio de 52 máximas demandas del cliente (nuevo criterio derivado de DS62).
TRAT3	12/23 kV	> 10 kW	Energía, pot. máx. HP y pot. máx. suministrada	Solo elegible por clientes con conexión AT cuyo suministro sea destinado al abastecimiento eléctrico de su domicilio y cuya facturación sea emitida por la distribuidora a nombre de una persona natural; mismos cargos que TRBT2.

Factor de clasificación = (Consumo promedio ene - feb año actual) / (consumo promedio mar - dic año anterior)

Fuente: MEE , 2018 Universidad UTFSM.

Tabla 11: Alcance de tarifas reguladas de distribución para otros usuarios (no residenciales).

Tarifa	Tensión de Conexión	Potencia máxima conectada	Medición	Alcance o restricción
BT2/ AT2	BT: 220/380 V AT: 12/23 kV	Sin restricción	Solo energía	Implica contratación de potencia que podrá ser usada libremente en cualquier horario.
BT3/ AT3	BT: 220/380 V AT: 12/23 kV	Sin restricción	Energía y pot. máx. leída	Considera facturación de demanda máxima leída (calificable como Presente en Punta o Parcialmente Presente en Punta)
BT4.1/ AT4.1	BT: 220/380 V AT: 12/23 kV	Sin restricción	Solo energía	Implica contratación de potencia en HP y potencia en HFP.
BT4.2/ AT4.2	BT: 220/380 V AT: 12/23 kV	Sin restricción	Energía y pot. máx. en HP	Implica contratación de potencia en HFP.
BT4.3/ AT4.3	BT: 220/380 V AT: 12/23 kV	Sin restricción	Energía, pot. máx. HP y pot. máx. suministrada	Implica contratación de potencia en base a demandas leídas en HP y HFP.
BT5/ AT5	BT: 220/380 V AT: 12/23 kV	Sin restricción	Energía, pot. máx. HP y pot. máx. suministrada	Semejante a BT4.3 / AT4.3, pero considera facturación de potencia en base a promedio de 52 máximas demandas del cliente (nuevo criterio derivado de DS62).

Fuente: MEE , 2018 Universidad UTFSM.



6.3. Corte de Horarios Punta

No es lo mismo regar hasta las 17:59 horas que regar hasta las 18:10, ya que encender equipos por solo un momento en hora punta (meses de abril a septiembre entre las 18:00 y 22:00 horas). de ese periodo, afectará la facturación del periodo fuera de punta siguiente (octubre a marzo).

Por lo tanto, cualquier disminución de la carga en horario punta, conocido como corte de punta, tiene impacto directo en la facturación eléctrica.

Algunas de las medidas que se pueden tomar son:

- Reemplazar la red eléctrica por una generación propia, idealmente renovable.
- Desconexión de cargas: apagar equipos antes de la hora punta (17:59).
- Modificar turnos de tal manera de reducir o eliminar algunas tareas en horario punta.

Por ejemplo, para una reducción de carga en horario punta ($d_{cep} = 8 \text{ kW}$)

$$\text{Ahorro} = d_{cep} \text{ (kW)} * 7000 \left(\frac{\$}{\text{kW mes}} \right) * 12 \left(\frac{\text{meses}}{\text{año}} \right)$$

$$\text{Ahorro} = 672.000 \frac{\$}{\text{año}}$$



6.4. Corrección de Factor de Potencia con Capacitores - Banco de condensadores

El factor de potencia (FP) o coseno de ϕ corresponde a la relación entre las potencias activa y aparente. En Chile, la legislación eléctrica obliga a los consumidores (clientes regulados y libres), frente a los distribuidores, a mantener un FP igual o superior a 0,93 inductivo. Es decir, solo una parte de la energía es efectivamente convertida en trabajo (el 93%) y la otra ocupa capacidad en las líneas (7%). Si no cumplen con dicha condición, se recarga en forma de multa el 1% de la facturación eléctrica total por cada centésima que este factor este por debajo de 0,93.

Todos los motores acoplados a bombas de riego son cargas inductivas lo que trae como consecuencia una potencia reactiva positiva, afectando el FP (alejándolo de 1). Esta información está disponible en la ficha técnica del motor de la bomba.

Se puede compensar la potencia reactivas mediante una corrección centralizada del factor de potencia, mediante un banco de condensadores.

$$\text{FP} = \frac{\text{kWh}_{(\text{mes})}}{\sqrt{\text{kWh}_{(\text{mes})}^2 + \text{kVARh}_{(\text{mes})}^2}}$$

Para saber si es conveniente, se debe conocer los costos de invertir en el banco de condensadores necesario para corregir el FP a niveles sobre 0,93 versus las multas mensuales que se ahorrarían.



6.5. Autogeneración Mediante Fuentes Renovables

Una alternativa de tendencia mundial, es la implementación de energía propia vía generadores de autoconsumo, la cual pueden ser a diesel o renovables (fotovoltaico o microhidroeléctrico) y puede ser complementada con generación distribuida, lo cual implicará ahorros adicionales.

En este aspecto es relevante conocer el concepto de autoconsumo y el de inyección y sus beneficios.

Autoconsumo:

Es el ahorro de energía desde la red, producto que se reemplaza por energía de un generador propio dentro del predio. El resultado es que se deja de pagar costos a la empresa de distribución eléctrica que se está conectado, por cada unidad de energía autoconsumida (cada kWh). El autoconsumo en Chile, esta del orden de 140 \$/kWh para tarifas BT1 y 70 \$/kWh para tarifas AT4.3.

Inyección:

Corresponde a la energía proveniente de un generador propio dentro del predio, que no es utilizada en los consumos propios y por lo tanto se inyecta a la red de la empresa de distribución eléctrica. El resultado es la valorización en dinero de esa energía al precio de la energía según tarifa, y este monto conocido como excedente se utiliza para compensar los otros costos de facturación eléctrica que tenga el cliente. En Chile solo es posible mediante generación distribuida, solo para fuentes ERNC o de cogeneración eficiente bajo 300 kW de capacidad. La inyección en Chile, esta del orden de 60 \$/kWh para tarifas BT1 y 55 \$/kWh para tarifas AT4.3.

A modo de ejemplo,

Tabla 12: Ejemplo de tarifa y peaje de distribución.

Precios Enel Distribución (Stgo. - SIC3) / Área 1A(a) / Jul-18 / sin IVA		
	Tarifa distribución AT - 4.3	Peaje distribución AT - 4.3
Cargo fijo (\$-mes)	674,00	674,00
Energía (\$/KWh)	58,2882	1,7798
Pot. HP (\$/KW-mes)	4765,0252	319,4874
Pot. HFP (\$/KW-mes)	1034,5126	1034,5126
Transporte y S. Público (\$/KWh)	8,911	-
Tarifa Net-Billing		
Pago por energía inyectada en AT (\$/KWh)	58,2882	

Fuente: MEE, 2018 Universidad UTFSM.

En resumen, para efectos de analizar factibilidad de un generador de autoconsumo, se debe conocer el espacio y los recursos energéticos disponibles, la demanda energética del riego para dimensionar la capacidad necesaria, estimar la generación anual, la inversión, y estimar el autoconsumo y si aplica las inyecciones necesarias.

Tabla 13: Características generales por tecnología.

	Sistema Fotovoltaico	Microcentral hidroeléctrica
Espacio requerido	1 kW = 10 m ²	Depende de la caída, pero cercano a una casa en dimensiones
Recursos energéticos	Irradiación solar Explorador Solar http://www.minenergia.cl/exploradorsolar .	Energía potencial de las aguas Hidrologías
Factor de planta	De 12% a 18%	De 35% a 60% en obras de riego
Inversión (depende de la escala)	De 800 mil a 2 millones el kW	De 2,5 a 4 millones el kW
Autoconsumo / inyección	30% y 70% aprox.	40% ay 60% aprox.

Fuente: Elaboración propia.

Ejemplos de proyectos:



Características y Resultados proyecto Canal La Laguna

Recambio de dos electrobombas de impulsión operativas desde el año 1986 por equipos de ultra alta eficiencia de estándar IE3 de 55 kW cada una, además cuenta con una instalación Fotovoltaica a la red y acogida a la Ley de Generación Ciudadana de 100kW.

Resultados:

Aporte a la competitividad del agricultor vía ahorros por autoconsumo de la energía en 4 millones de pesos al año, y descuentos de facturación de energía del orden de 5,5 millones de pesos al año por medio de las inyecciones a la red eléctrica local.



Revestimiento canal km 0+520 y el km 0+985 y construcción microcentral hidroeléctrica de 53 kW con turbina Kaplan

Ubicación: San Vicente, Región de O'Higgins

Beneficiario: Comunidad de Aguas Canal Punta del Vinto

Inico operación: 2021

Vida útil proyecto: 20 años

Características Generales:

"Revestimiento del canal Toquihuano el cual se encuentra a una distancia de 30 km de la ciudad de San Fernando e instalación de microcentral hidroeléctrica con el propósito de abastecer de energía eléctrica a una estación de riego perteneciente a un usuario del canal. La necesidad de realizar estas obras de revestimiento se fundamenta en las importantes pérdidas de aguas debido a la naturaleza del material de fundación del canal y aprovechar un disipador de energía existente."

Resultados:

Aporte a la competitividad del agricultor vía ahorros por autoconsumo de la energía en 5 millones al año y beneficio a la comunidad de aguas por 6 millones de pesos en ingresos anuales debido a las inyecciones.

7

EJEMPLOS DE APLICACIÓN
DE EE EN RIEGO

A continuación, se expone un capítulo con ejercicios para que el lector tenga un mayor conocimiento y sepa aplicar los conceptos y tecnologías vistas en este manual.

En la **primera parte** se desarrollarán ejercicios que apliquen **medidas de eficiencia energética** para un proyecto de riego. El ejemplo consta de un Escenario inicial de un proyecto de riego que ha operado con normalidad y debido a los escenarios de sequía ha tenido que cambiar las condiciones de operación de su sistema de riego, específicamente el caudal que puede extraer. Considerando este cambio en su condición de operación, se explorarán distintas medidas de eficiencia energética y se compararán con un caso base (caso con restricción de caudal) evaluando cuál de las medidas es más efectiva con respecto a su ahorro energético y a su costo productivo.

En la **segunda parte** de este capítulo se desarrollarán ejercicios con medidas de eficiencia económica, específicamente se analizará ¿cómo se factura el recargo por mal factor de potencia en un cliente regulado?, posteriormente se verá en un caso en el cual se determina el banco de condensadores asociado para eliminar dicho recargo. Finalmente, se desarrollará un ejercicio para visualizar el impacto de la lectura de demanda máxima en hora punta en el periodo de un año de un proyecto de riego para un usuario con una de las tarifas más utilizadas para medianos y grandes agricultores, la AT-4.3. Posteriormente, se realizará un ligero cambio en el horario de riego y se demostrará el impacto que tendrá en toda la facturación anual.

7.1. Medidas de Eficiencia Energética en un Proyecto de Riego

7.1.1. Escenario Inicial

Se tiene un proyecto de riego que utiliza una electrobomba KSB 50-160 de 2900 RPM que opera en el siguiente punto de caudal y presión:

Tabla 14: Punto de operación de la bomba, Escenario inicial.

Parámetro	Valor
Caudal	80 m ³ /h
Presión	28 m.c.a

Fuente: Elaboración propia.

Determine la demanda eléctrica consumida por el equipo en el punto de operación.

Solución:

Como se ha mencionado antes, la electrobomba consta de dos componentes, los cuales son bomba hidráulica y el motor eléctrico. En el catálogo de la bomba se especifican las curvas de Caudal (Q)-Presión (H) en las que, al realizar la intersección del punto de operación, es posible extrapolar en un segundo gráfico el consumo energético en la salida del motor (potencia del eje motor) entregada desde el motor a la bomba a través del eje mecánico de conexión entre ambos dispositivos.

A continuación, se visualiza el punto de operación Q-H de la curva de la bomba con el cual al extrapolar el valor de Q considerando el diámetro del rodete de la bomba es posible obtener a través de la curva Caudal (Q) - Potencia del eje mecánico del motor la potencia mecánica a la salida motor.

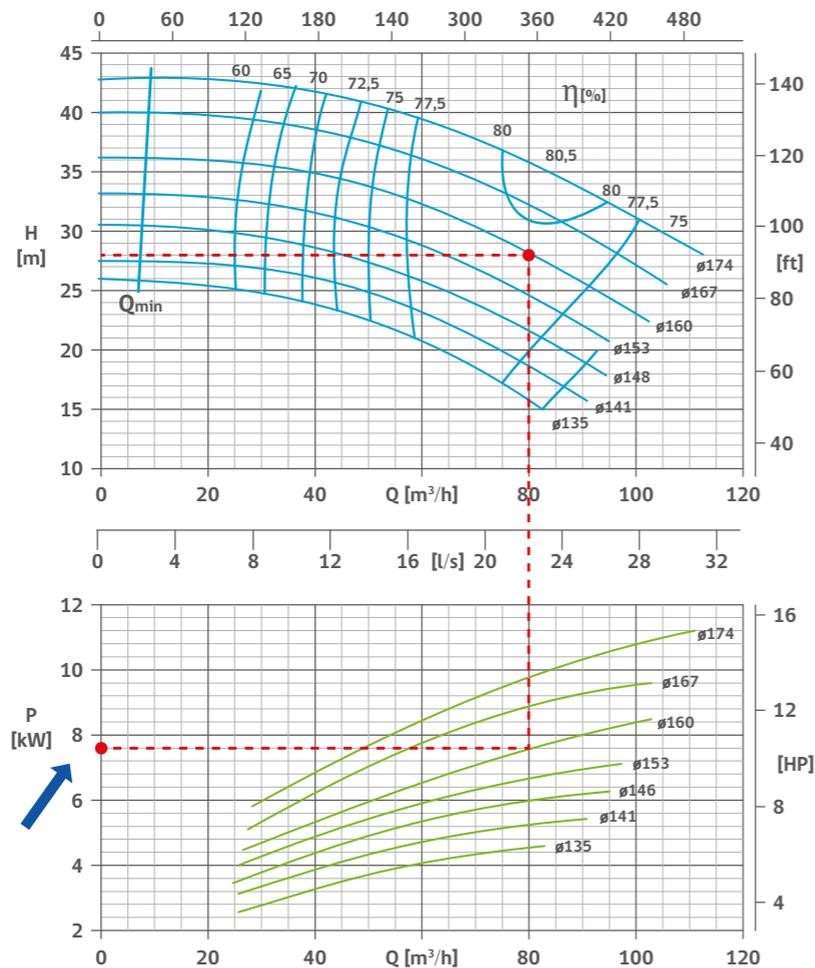


Figura 20: Demanda en el eje mecánico del motor - Caso Base.

Fuente: Catálogo Bombas KSB.

De la curva anterior se estima una Potencia en el eje motor de 7,5 kW.

Para determinar la demanda eléctrica del motor, en su entrada, es necesario conocer el tamaño del motor utilizado (capacidad máxima) junto con su nivel de eficiencia.

Para conocer el tamaño del motor, se debe considerar lo siguiente:

- Que el motor utilizado sea capaz de operar en todo el espectro de la curva de la bomba.
- Considerar las recomendaciones del fabricante.
- Que el frame o carcasa de la bomba y el motor sean iguales de manera que sus ejes sean coincidentes.

A continuación, a través de la curva Caudal - Potencia en el eje mecánico de la bomba, se estimará el tamaño que debería tener el motor de manera de poder operar en todo el rango de operación de la bomba.

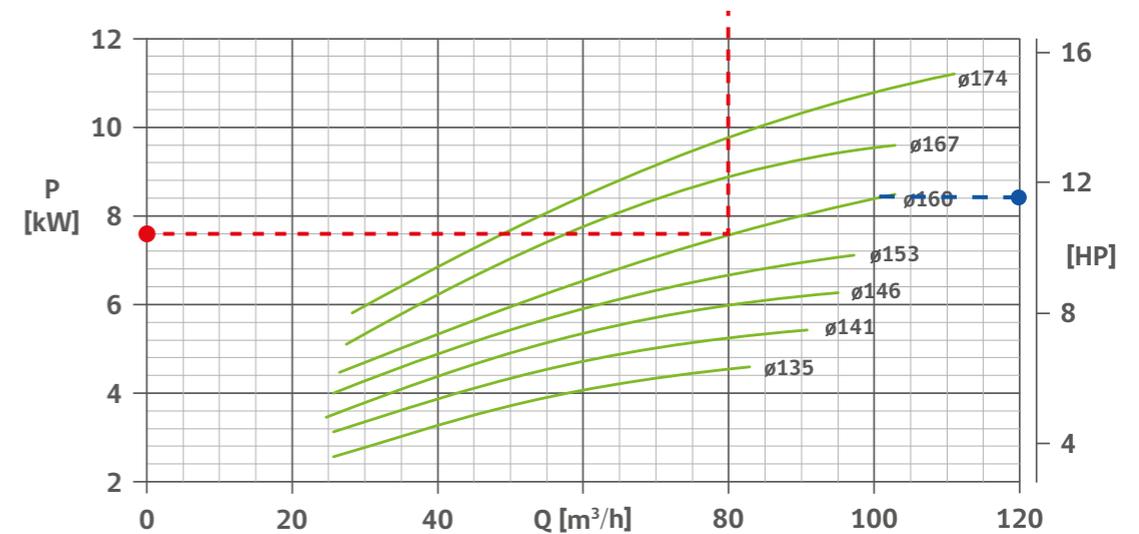


Figura 21: Demanda en el eje mecánico del motor - Caso Base.

Fuente: Catálogo Bombas KSB.

De acuerdo a la gráfica anterior, el motor tendría que tener un motor de al menos 12 HP. Sin embargo, además de considerar un margen de holgura, se deben considerar las especificaciones del fabricante incluidas en el catálogo de la electrobomba.

Tabla 15: Tabla de dimensiones del motor según la bomba utilizada.

Tabla Dimensiones KSB MEGABLOC II polos 50Hz																			
Tamaño	Motor	Conexiones (1)		Dimensiones aproximadas de los conjuntos (mm)															
		Succión	Descarga	a1	a	b	c	h	l	m1	m2	n1	n2	q	r1	s1	t1	t2	w
	(Hp)	DN1	DN2																
50 - 160	7,5	3"	2"	180	200	160	100	132	473	187	55	246	51	140	216	12	205	131	89
	10																		
	12,5																		
	15																		
	20																		

Fuente: Catálogo KSB.

De acuerdo a la figura anterior, se tiene un listado de 5 capacidades de motores, de los cuales se elegirá el que sea capaz de al menos operar en todo el rango de operación de la bomba, en este caso de 12,5 HP. Por otro lado, el fabricante indica que las medidas de estos motores están basadas en un motor marca WEG tipo JM de 50 Hz.

Los motores eléctricos son dispositivos capaces de transformar la energía eléctrica en su entrada obtenida desde la red a potencia mecánica en su eje de salida. Sin embargo, en su proceso de conversión energética originan pérdidas del tipo mecánicas, eléctricas y electromagnéticas, que generan principalmente calor dentro del motor.

**Figura 22: Distribución de la energía en un motor eléctrico.**

Fuente: Elaboración propia.

La razón entre la potencia a la salida del motor con la potencia a la entrada del motor corresponde al nivel de eficiencia del motor el cual se expresa mediante lo siguiente:

$$\text{Eficiencia} = \frac{\text{Potencia Mecánica de Salida}}{\text{Potencia Eléctrica que Entra}} * 100\%$$

Como ya se revisó en capítulos anteriores, existen estándares de eficiencia para motores eléctricos, los cuales tienen como consecuencia que a un mayor nivel de eficiencia existen menores pérdidas energéticas, sin embargo, hay mayores costos de inversión. Para este caso, se considerará emplear un motor con un estándar IE2 de acuerdo a la norma IEC 60034-30.

A partir, de la ficha técnica del motor, se indican algunas de las principales especificaciones:

Tabla 16: Especificaciones motor WEG W22 de 12,5 HP.

Especificaciones	
Estándar Eficiencia	IE2
Frecuencia	50 Hz
Tensión	380/660 V
Número de polos	2
Rotación síncrona	3000 rpm
Potencia	12,5 HP (9,2 kW)
Corriente nominal	18,2 / 10,5 A
Razón Corriente arranque/nominal (Ip/In)	7,6

Eficiencia			
Nivel de carga	50%	75%	100%
Rendimiento	88,5	89,0	89,0

Factor de Potencia			
Nivel de carga	50%	75%	100%
Cos Ø	0,70	0,81	0,86

Fuente: Catálogo Motores WEG.

Para determinar la demanda eléctrica del motor es necesario conocer en primer lugar el nivel de carga del motor en el punto de operación de la bomba. Lo anterior, se calcula a partir de la razón de la demanda mecánica en el punto de operación de la bomba obtenido en la Figura 20 respecto al tamaño del motor especificado a partir de la Tabla 15.

$$\% \text{ Carga}_{\text{motor}} = \frac{\text{Potencia utilizada (kW)}}{\text{Capacidad nominal (kW)}} * 100\% = \frac{7,5 \text{ (kW)}}{9,2 \text{ (kW)}} * 100\% = 82\%$$

Según lo visualizado en las especificaciones técnicas del motor, entre el 75% al 100% de carga el rendimiento o eficiencia del motor oscila en 89% dando como resultado una demanda eléctrica de:

$$P_{\text{eléctrica}} = \frac{\text{Potencia Mecánica de Salida}}{\text{Eficiencia del Motor}} * 100\% = \frac{7,5 \text{ (kW)}}{0,89} = 8,4 \text{ (kW)}$$

Para este análisis en particular, se obtendrá el indicador de producción $\$/\text{m}^3$. Para otro lado, se utilizará un valor monómico de la energía de 75 $\$/\text{kWh}$. Dado lo anterior, el costo de operación por cada metro cúbico corresponde a:

$$\text{Costo de operación} = \frac{\text{Energía consumida en 1 hr} * \text{Costo monómico de energía}}{\text{Metros cúbicos utilizados en 1 hr}} = \frac{8,4 \text{ kWh} * 75 \text{ (\$/kWh)}}{80 \text{ m}^3} = 7,9 \text{ (\$/m}^3\text{)}$$

7.1.1.1. Caso base

¿Qué sucede si se disminuye el caudal a la mitad, es decir 40 m^3/h , debido a restricciones en la disponibilidad del agua considerando escenarios de sequía?

Al suceder esta situación, surgen las preguntas ¿Cuánto disminuirá el consumo de energía?, ¿Cuánto variará el costo operativo de producción $\$/\text{m}^3$?

En primer lugar, tal como se procedió en el Escenario inicial, se determinará la potencia mecánica en el eje motor en el punto de operación de la bomba (Q igual a 40 m^3/h y H equivalente a 28 m.c.a).

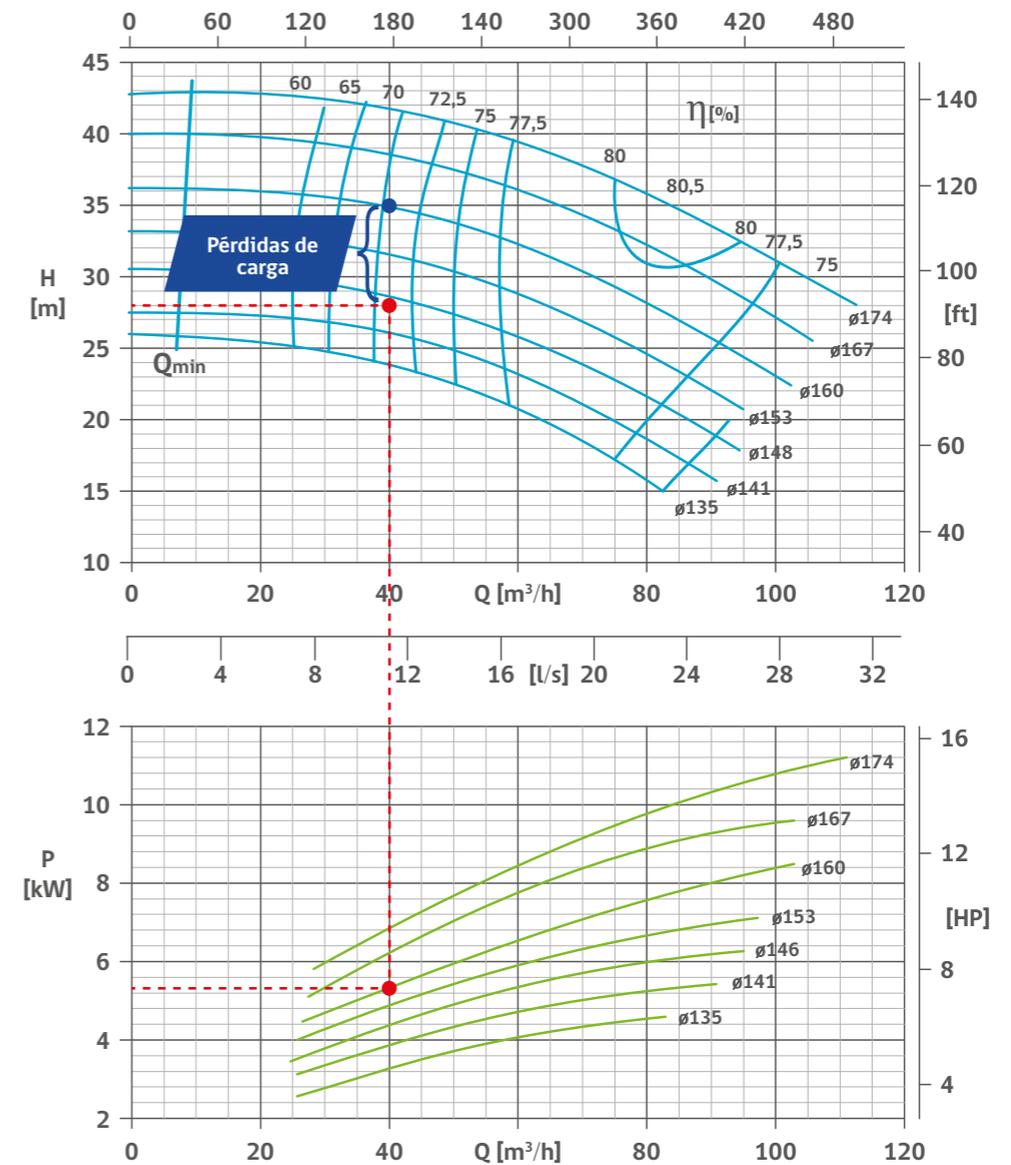


Figura 23: Distribución de la energía en un motor eléctrico.

Fuente: Catálogo Bombas KSB.

Para que la bomba logre funcionar en el punto de operación establecido es necesario forzar pérdidas en el sistema, las cuales son provocadas mediante válvulas de estrangulamiento que alivian a la presión para el sistema de riego. De acuerdo a la figura anterior, la potencia en el eje mecánico es aproximadamente 5,8 kW.

Lo siguiente será determinar el nivel de carga del motor en este punto de operación:

$$\% \text{ Carga de motor} = \frac{5,8 \text{ (kW)}}{9,2 \text{ (kW)}} * 100\% = 63\%$$

Con ello, de acuerdo a los datos técnicos indicados en la Tabla 14, se estima que la eficiencia del motor es del orden de 88,5%. Con ello, se determina la demanda eléctrica del motor:

$$P_{\text{eléctrica}} = \frac{5,8 \text{ (kW)}}{0,885} = 6,55 \text{ (kW)}$$

Por último, el costo operativo de $\$/\text{m}^3$, considerando como costo monómico de la energía 75 $\$/\text{kWh}$ es el siguiente:

$$\text{Costo de Operación} = \frac{6,55 \text{ kWh} * 75 \text{ (\$/kWh)}}{40 \text{ m}^3} = 12,29 \text{ (\$/m}^3\text{)}$$

7.1.1.2. Escenario 1: Aplicación de medida de eficiencia energética de un Variador de Frecuencia (VDF)

Para este caso, se busca reducir las pérdidas energéticas originadas en el escenario 1 con un caudal de $40 \text{ m}^3/\text{h}$ y una presión de 28 m.c.a. El objetivo de este escenario será estimar las revoluciones por minuto (RPM) y la frecuencia eléctrica de entrada en Hertz (Hz) en las cuales operará el motor con las condiciones de riego establecidas de manera de visualizar los ahorros energéticos y económicos producidos al implementar esta medida de eficiencia energética.

Para ello, se debe emplear la siguiente metodología:

1. Ingresar al menos 10 puntos de Caudal, presión y potencia en el eje de la bomba en un documento Excel a partir de las curvas entregadas por el fabricante.
2. Aplicar leyes de afinidad de bombas centrífugas en los 10 puntos anteriores para el caudal, presión y potencia, en base a las RPM de operación del motor.
3. En un solo gráfico ingresar las curvas Q-H para las RPM base de la bomba (en este caso 2900 RPM) y las RPM iteradas a través de las leyes de afinidad junto con el punto objetivo el cual representará al punto de operación de riego que se desea llegar.

4. Convertir RPM del motor en frecuencia eléctrica considerando el número de polos y su frecuencia nominal para cada iteración.

5. Interpolar la potencia del eje mecánico según las RPM determinadas.

Tal como se mencionó anteriormente, el primer paso es ingresar al menos 10 puntos de la curva de operación de la bomba, dando los siguientes valores:

Tabla 17: Valores de curva de operación de bomba en 2900 RPM.

Nº Dato	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q_1 [m^3/h]	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
H_1 [m.c.a]	36,2	36,1	36	35,5	35	34	32,5	30,5	28,1	25,8	23
$P_{1 \text{ eje}}$ [kW]	0	0,0	0,0	4,8	5,4	6,0	6,5	7,1	7,5	8,0	8,4

Fuente: Elaboración propia.

El paso 1 es aplicar las leyes de afinidades de bombas centrífugas las cuales son las siguientes:

$1) \frac{Q_1}{Q_2} = \left(\frac{n_1}{n_2} \right)$	$2) \frac{H_1}{H_2} = \left(\frac{n_1}{n_2} \right)^2$	$3) \frac{P_1}{P_2} = \left(\frac{n_1}{n_2} \right)^3$
El flujo volumétrico es proporcional a la velocidad del eje.	La presión estática de la bomba es proporcional al cuadrado de la velocidad del eje.	La potencia absorbida por la bomba es proporcional al cubo de la velocidad del eje.

Donde:

- Q** : Corresponde al flujo volumétrico o caudal.
n : Corresponde a la velocidad del eje del motor en RPM (Revoluciones por Minuto).
H : Corresponde a la presión estática de la bomba.
P : Corresponde a la potencia absorbida por la bomba en Watts.

A modo de ejemplo, considerando que la bomba opera a 2800 RPM, se tendrían los siguientes valores al aplicar las leyes de afinidad:

Tabla 18: Valores de curva de operación de bomba en 2800 RPM.

Nº Dato	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q_2 [m ³ /h] $Q_2 = Q_1 * n_2 / n_1$	0,0	9,7	19,3	29,0	38,6	48,3	57,9	67,6	77,2	86,9	96,6
H_2 [m.c.a] $H_2 = H_1 * (n_2 / n_1)^2$	33,7	33,7	33,6	33,1	32,6	31,7	30,3	28,4	26,2	24,1	21,4
$P_{2 \text{ eje}}$ [kW] $P_2 = P_1 * (n_2 / n_1)^3$	0,0	0,0	0,0	4,3	4,9	5,4	5,9	6,4	6,8	7,2	7,6

Fuente: Elaboración propia.

El siguiente paso es graficar las curvas Q-H para ambas RPM junto con un punto objetivo (en este caso Q igual a 40 m³/h y una presión de 28 m.c.a).

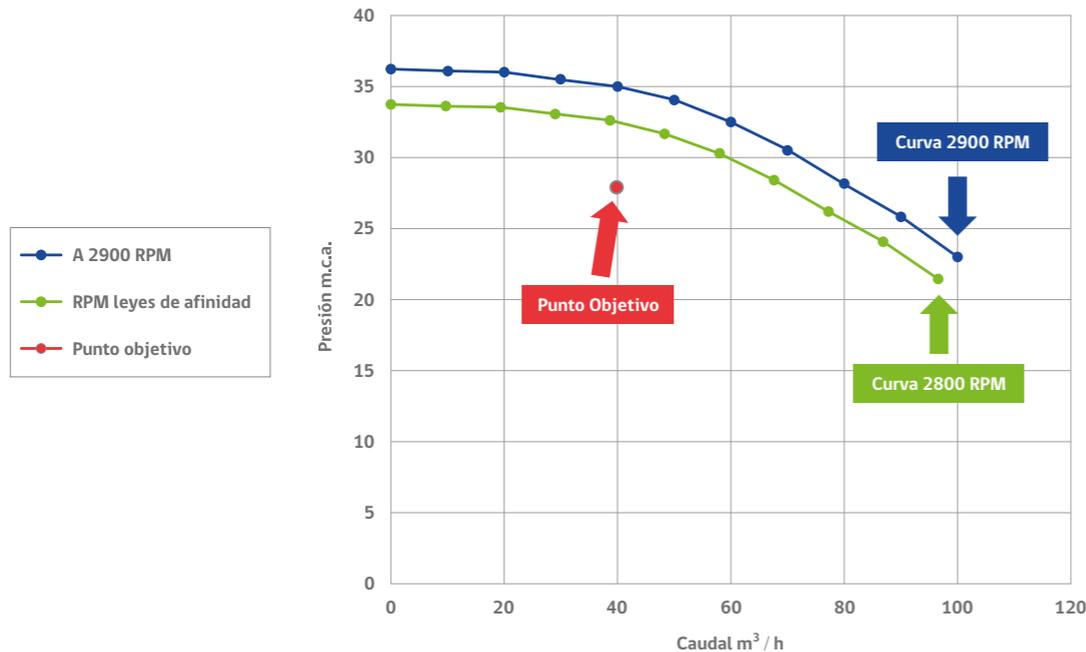


Figura 24: Curva Q-H para 2900 RPM respecto de 2800 RPM.

Fuente: Elaboración propia.

Como se puede visualizar de la figura anterior, para que el punto objetivo logre estar dentro de la curva de velocidad variable (curva verde) es necesario disminuir la RPM de operación de la bomba. Al iterar con un valor de 2610 RPM se obtiene una curva que logra contener el punto objetivo.

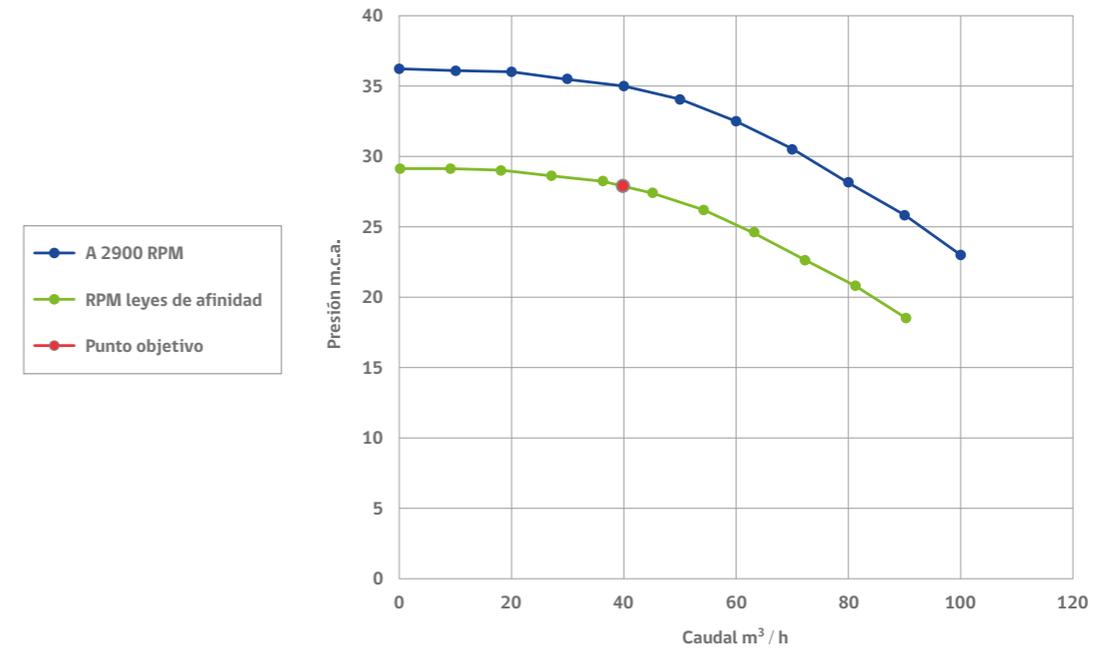


Figura 25: Curva Q-H para 2900 RPM respecto de 2610 RPM.

Fuente: Elaboración propia.

La frecuencia eléctrica a la cual operaría el motor se determina a partir de la siguiente ecuación:

$$n = \frac{120 * f * (1 - S)}{p} \quad \longrightarrow \quad f = \frac{n * p}{120 * (1 - S)}$$

Donde:

- n : Corresponde a la velocidad nominal del motor en RPM.
- f : Corresponde a la frecuencia a la cual opera el motor en Hertz (Hz).
- p : Corresponde a la cantidad de polos magnéticos que tiene el motor.
- s : Corresponde al deslizamiento lo cual hace referencia a la diferencia de velocidad entre la velocidad de giro del campo magnético del estator del motor con respecto a la velocidad de giro del rotor. En máquinas síncronas este valor es cero, sin embargo, en motores asíncronos tales como los que se encuentran en una electrobomba, este valor es mayor a cero.

De la expresión anterior, nace el concepto de velocidad síncrona y velocidad en el rotor o nominal del motor. Para motores asíncronos como es en el caso de la mayoría de los motores asociados a bombas de riego, se debe determinar el deslizamiento que existe entre la velocidad síncrona del motor (velocidad del campo magnético del estator) y la velocidad del rotor o nominal del motor, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$s = \left(1 - \frac{n_{\text{nominal}} \text{ (RPM)}}{n_s \text{ (RPM)}} \right) * 100\% = \left(1 - \frac{2900 \text{ (RPM)}}{3000 \text{ (RPM)}} \right) * 100\% = 3,3\%$$

Lo anterior indica que el motor a plena carga tiene una velocidad nominal un 3,3% menor que en el estator.

Con ello se determina la frecuencia de operación para la RPM determinadas en el punto de operación de la bomba:

$$f = \frac{2610 * 2}{120 * (1 - 0,033)} = 45 \text{ (Hz)}$$

La frecuencia calculada anteriormente sería el valor programado en el equipo variador de frecuencia de manera que la bomba opere en el punto de operación de riego requerido.

Para determinar la potencia en el eje se debe interpolar dicha potencia entre los puntos cercanos al punto objetivo establecido, el cual se encuentra dentro del rango del punto 5 y 6.

Tabla 19: Valores de curva de operación de bomba en 2610 RPM.

Nº dato	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q [m ³ / h]	0,0	9,0	18,0	27,0	36,0	45,0	54,0	63,0	72,0	81,0	90,0
P _{eje} [kW]	0,0	0,0	0,0	3,5	3,9	4,4	4,7	5,2	5,5	5,8	6,1
Potencia interpolada [kW]	4,13										

Fuente: Elaboración propia.

Dada esta demanda en el eje mecánico del motor, se calcula la demanda eléctrica del motor considerando su nivel de eficiencia ya visto en el caso inicial.

$$P_{\text{eléctrica}} = \frac{4,13 \text{ (kW)}}{0,89} = 4,64 \text{ (kW)}$$

Además, el costo operativo de \$/m³, considerando como costo monómico de la energía 75 \$/kWh es el siguiente:

$$\text{Costo de Operación} = \frac{4,64 \text{ kWh} * 75 \text{ (\$/kWh)}}{40 \text{ m}^3} = 8,70 \text{ (\$/m}^3\text{)}$$

Lo anterior implica un ahorro energético respecto al caso base de:

$$\text{Ahorro energético} = \left(1 - \frac{\text{Demanda}_{\text{escenario2}}}{\text{Demanda}_{\text{caso base}}} \right) * 100\% = \left(1 - \frac{4,64}{6,55} \right) * 100\% = 29\%$$

7.1.1.3. Escenario 2: Reducción del tamaño del rodete y del motor.

Para este caso, se reducirá el tamaño del diámetro del rodete junto con el motor eléctrico de manera de disminuir los costos energéticos, además de evitar el generar pérdidas asociadas a una válvula de estrangulamiento. Con ello, se grafica el punto de operación caudal de 40 m³/h y una presión de 28 m.c.a en la curva de la bomba y se buscará el rodete asociado.

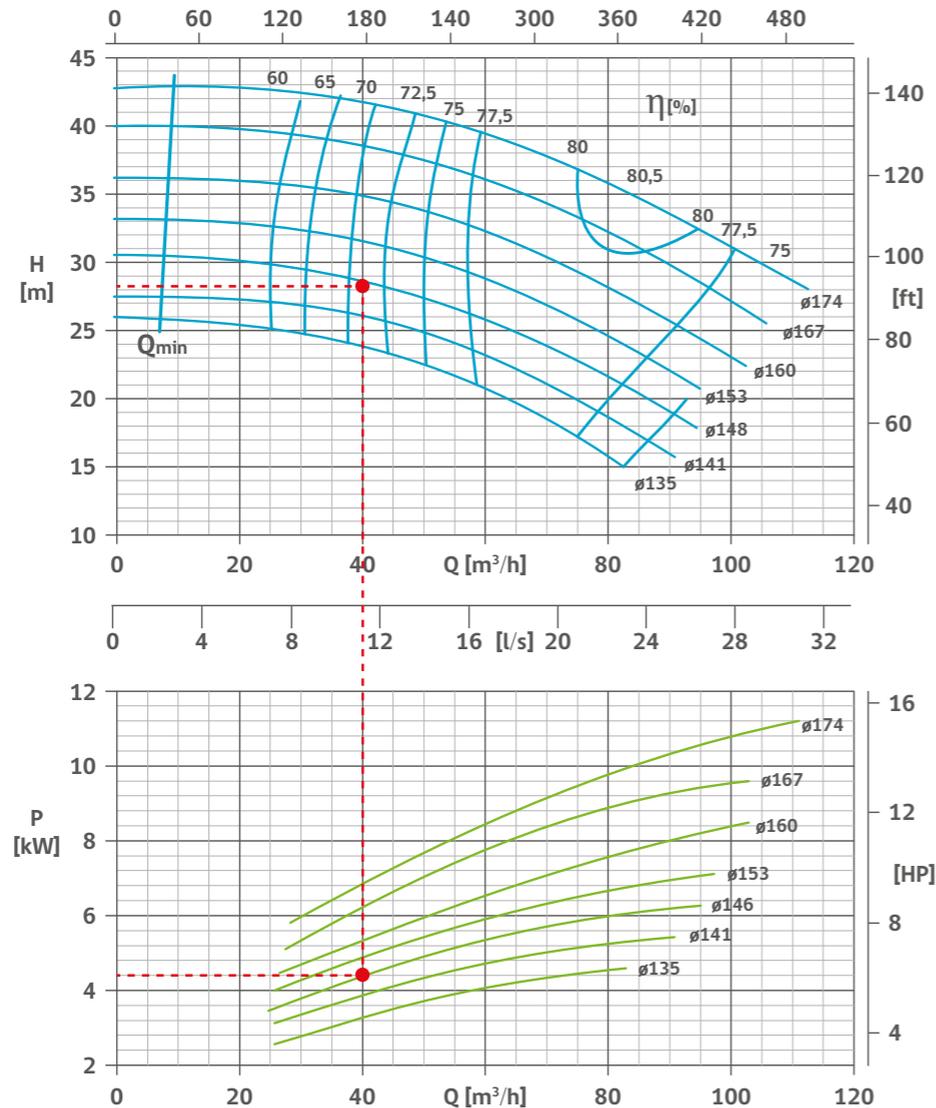


Figura 26: Demanda en el eje mecánico del motor - Escenario 2.

Fuente: Catálogo Bombas KSB.

A partir de la figura anterior, se determina que el rodete que más se ajusta a las nuevas condiciones del proyecto es el de 148 Ø, del cual además se obtiene una demanda en el eje mecánico de 4,5 kW. Procediendo de manera similar al Escenario inicial, además, considerando las recomendaciones del fabricante acerca del tamaño del motor, vistas en la Tabla 15, se tiene que se utilizará un motor de 10 HP. Este motor tiene las siguientes principales especificaciones.

Tabla 20: Especificaciones motor WEG W22 de 10 HP.

Especificaciones	
Estándar Eficiencia	IE2
Frecuencia	50 Hz
Tensión	380/660 v
Número de polos	2
Rotación síncrona	3000 rpm
Potencia	10 HP (7,5 kW)
Corriente nominal	14,8 / 8,55 A
Razón Corriente arranque/nominal (I _p /I _n)	6,8

Eficiencia			
Nivel de carga	50%	75%	100%
Rendimiento	88,0	88,5	88,5

Factor de Potencia			
Nivel de carga	50%	75%	100%
Cos Ø	0,72	0,82	0,87

Fuente: Catálogo Motores WEG.

Con los antecedentes especificados anteriormente, se obtendrá el nivel de carga del motor y posteriormente su eficiencia estimada.

$$\% \text{ Carga de motor} = \frac{4,5 \text{ (kW)}}{7,5 \text{ (kW)}} * 100\% = 60\%$$

Lo anterior da como resultado una eficiencia del motor estimada en un 88,1%.

$$P_{\text{eléctrica}} = \frac{\text{Potencia Mecánica de Salida}}{\text{Eficiencia del motor}} * 100\% = \frac{4,5 \text{ (kW)}}{0,881} = 5,1 \text{ (kW)}$$

Finalmente, el costo productivo de cada metro cúbico es de **9,58 \$/m³**. Lo anterior representa un ahorro respecto al Caso Base de un **22%**.

7.1.1.4 Escenario 3: Aplicación de un Motor de Alta Eficiencia en el origen del proyecto.

Para este caso, se busca reducir las pérdidas energéticas originadas en el escenario 1 empleando un motor de Eficiencia Super Premium IE4 de acuerdo la norma IEC 60034-30, de manera de visualizar los ahorros energéticos y económicos producidos al implementar esta medida de eficiencia energética.

Tabla 21: Valores de eficiencia de motor IE4.

Output		400 V						Full load current In (A)
		% of full loads						
		Efficiency			Power Factor			
kW	HP	50	75	100	50	75	100	
II pole - 3000 rpm - 50 Hz								
5,5	7,5	87,3	90,6	90,9	0,71	0,81	0,86	10,2
7,5	10	90,3	91,5	91,7	0,69	0,80	0,86	13,7
9,2	12,5	91,0	91,9	92,2	0,72	0,82	0,87	16,6
11	15	91,1	92,3	92,8	0,69	0,80	0,86	19,9
15	20	92,1	93,0	93,3	0,70	0,81	0,86	27,0
18,5	25	92,8	93,4	93,7	0,71	0,82	0,87	32,8

Fuente: Catálogo Motores WEG.

Al comparar el nivel de eficiencia indicado por el fabricante en la tabla anterior con el nivel de eficiencia del motor IE2 indicado en la Tabla 14, se obtiene las siguientes de diferencias de eficiencia en los distintos niveles de carga del motor.

Tabla 22: Diferencia de nivel de eficiencia de un motor de 12,5 HP para estándares IE2 e IE4.

Eficiencia			
Nivel de carga	50%	75%	100%
Eficiencia IE2	88,5	89,0	89,0
Eficiencia IE4	91,0	91,9	92,2
Diferencia (IE4 - IE2)	2,5	2,9	3,2

Fuente: Catálogo Motores WEG.

Lo anterior implica un ahorro energético del orden de un 3%. Esto implica una demanda eléctrica del orden de 6,4 kW y un costo de producción de 11,9 \$/m³.

A continuación, se ilustra una tabla resumen con los principales resultados vistos en cada escenario de análisis. De la Tabla 19 es posible visualizar que la medida de eficiencia energética con mayor impacto sería la implementación de un VDF.

Tabla 23: Tabla resumen con los resultados obtenidos.

Escenarios de análisis	P _{elec} kW	\$/m ³	Ahorro energético
Caso base (Estrangulamiento)	6,55	12,29	--
Escenario 1 (VDF)	4,64	8,70	29%
Escenario 2 (Disminuye rodete y motor)	5,1	9,58	22%
Escenario 3 (Motor IE4)	6,4	11,92	3%

Fuente: Elaboración propia.

7.2. Medidas de Eficiencia Económica

7.2.1. ¿Cómo se factura el recargo por mal factor de potencia?

A continuación, se mostrará a partir de datos basados en una boleta de facturación eléctrica de un caso real, cómo las empresas distribuidoras facturan esta partida contenida en la factura de electricidad.

Se tiene un cliente con una tarifa del tipo AT-4.3 con los siguientes detalles de su consumo energético mensual:

Tabla 24: Detalle consumo energético ejemplo recargo por mal factor de potencia.

DETALLE DE LECTURA / CONSUMO E INYECCIÓN						
Periodo de lec. 30/OCT/2018 - 28/NOV/2018				Posible próx.lec. 28/DIC/2018		
Nº MEDIDOR	PROPIEDAD	LEC. ANT.	LEC. ACT.	CTE.	CONSUMO	UN
51512830	Cliente	894	1.039	22	3.262,5	kWh
51512830	Cliente	993	1.117	22	2.790	kVArh
Demanda leída Horas Punta: 0 kW		Factor de Potencia: 0,76				
Demanda máxima leída: 18,203 kW		Consumo referencia: 1.807 kWh (30 días)				

Fuente: Extracto boleta de facturación. Elaboración propia.

La legislación chilena vigente permite que las empresas distribuidoras de energía eléctrica cobren a cada cliente un recargo de un 1% sobre la facturación de energía por cada centésima (0,01) en que el Factor de Potencia (F.P.) de una instalación sea inferior a 0,93.

El valor del factor de potencia facturado se calcula a través de la siguiente expresión:

$$FP = \cos \varnothing = \frac{kW}{\sqrt{kW^2 + kVaR^2}} = \frac{3262,5}{\sqrt{3262,5^2 + 2790^2}} = 0,76$$

Por lo tanto, el recargo por mal F.P sería porcentualmente el siguiente:

$$\text{Recargo mal FP} = (0,93 - 0,76) * 100\% = 17\%$$

Este recargo se factura en el apartado "detalle de la cuenta/facturación" de la siguiente manera:

$$\text{Recargo FP}_{\text{Fact}} = (\text{Energía } \$_{\text{Fact}} + \text{Potencia sum}_{\text{Fact}} + \text{Dem. HP}_{\text{Fact}}) * \%_{\text{recargo}}$$

A continuación, se comprobará el monto asociado a ese recargo a través de lo ilustrado en un caso real en riego basado en una boleta de facturación de un usuario.

Tabla 25: Detalle de facturación, ejemplo recargo por mal factor de potencia.

DETALLE DE LA CUENTA / FACTURACIÓN	
Servicio Eléctrico	\$ 334.727
Administrador del Servicio	\$ 1.366
Transporte de Electricidad	\$ 45.773
Cargo por Servicio Público	\$ 1.699
Electricidad Consumida (3.262,5 kWh)	\$ 184.410
Cargo por Demanda Máxima de Potencia Suministrada (18,158 kW)	\$ 44.117
Cargo Demanda Máxima Leída de Potencia en Horas Punta (2,734 kW)	\$ 15.164
Multa por Consumo Reactivo (17%)	\$ 41.427
Interés	\$ 771
Otros Cargos	\$ -2
Ajuste para facilitar el Pago en Efectivo, Mes Anterior	\$ 45
Ajuste para facilitar el Pago en Efectivo, Mes Actual	\$ -47
Total a pagar	\$ 398.000

Fuente: Extracto boleta de facturación. Elaboración propia.

$$\text{Rec FP}_{\text{Fact}} = (\text{Ener } \$_{\text{fact}} + \text{Pot sum}_{\text{fact}} + \text{Dem. HP}_{\text{Fact}}) * \%_{\text{recargo}}$$

Por lo tanto:

$$\text{Rec FP}_{\text{Fact}} = (\$184.410 + \$44.117 + \$15.164) * 17\%$$

Lo que implica:

$$\text{Recargo FP}_{\text{Fact}} = \$41.427$$

7.2.2. Mejoramiento del factor de potencia.

Se tiene una bomba de riego asociada a un motor eléctrico con las siguientes características:

Tabla 26: Especificaciones técnicas de motor aplicado en ejemplo de mejoramiento de factor de potencia.

Especificaciones	
Tensión o voltaje	380 V
Frecuencia	50 Hz
Corriente nominal	18,2 A
Potencia eje	12,5 HP (9,2 kW)
Factor de potencia	0,86

Fuente: Elaboración propia.

Determinar la capacidad del banco de condensadores asociado para obtener un factor de potencia equivalente a 0,95 inductivo considerando que el empalme eléctrico tiene un factor de potencia equivalente al del motor conectado.

Solución:

Para mejorar el factor de potencia, se debe referenciar a la representación gráfica de este concepto, es decir, a través del triángulo de potencias:

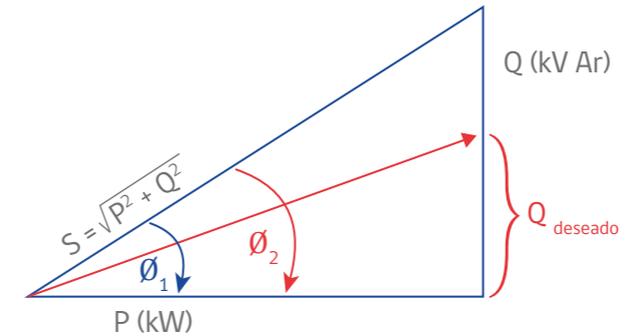


Figura 27: Triángulo de potencias aplicado en ejemplo de mejoramiento de factor de potencia.

Fuente: Elaboración propia.

En este caso $\cos \varnothing_1 = 0,86$, y \varnothing_2 corresponde al ángulo deseado para llegar a un factor de potencia de 0,95 inductivo.

En primer lugar, se determina la potencia activa en kW que consume el motor:

$$P = \sqrt{3} * V * I * \cos \varnothing = \sqrt{3} * 380 * 18,2 * 0,86 = 10.302 \text{ (W)} = 10,3 \text{ (kW)}$$

El valor del ángulo phi para este caso corresponde a:

$$\varnothing_1 = \cos^{-1}(0,86) = 30,68^\circ$$

La energía reactiva consumida por el motor, aplicando trigonometría en el triángulo de potencias, se determina de la siguiente manera:

$$Q = P * \tan(\varnothing^1) = 10.302 * \tan(30,68) = 6.112,74 \text{ (VAr)} = 6 \text{ (kVAr)}$$

Específicamente, se requiere que el ángulo de \varnothing_1 disminuya al correspondiente al obtenido con el factor de potencia deseado. Para un F.P igual a 0,95, se tendrá un ángulo equivalente a:

$$\varnothing_2 = \cos^{-1}(0,95) = 18,19^\circ$$

Con este ángulo, se obtiene la energía reactiva asociada a este factor de potencia deseado.

$$Q_{\text{deseado}} = P * \tan(\theta_2) = 10.302 * \tan(18,19) = 3.386,05 \text{ (VAr)} = 3,4 \text{ (kVAr)}$$

Finalmente, para disminuir el factor de potencia al valor deseado se requiere una energía reactiva equivalente a:

$$Q_c = Q_{\text{inicial}} - Q_{\text{deseado}} = 6.112,74 - 3.386,05 = 2.726,7 \text{ (Var)} = 2,7 \text{ (kVAr)}$$

Lo anterior, implica que se deberá instalar un banco de condensadores con una capacidad de 2,7 kVAr. Considerando la oferta del mercado, se tiene un banco de condensadores trifásicos de una capacidad de 3 kVAr. A continuación, se determinará el factor de potencia específico generado con este banco de condensadores.

En primer lugar, se determina la energía reactiva existente al implementar el banco de condensadores (BC) a partir del siguiente cálculo:

$$Q_{\text{Existente con BC}} = Q_{\text{inicial}} - Q_{\text{BC}} = 6.112,74 - 3.000 = 3.112,71 \text{ (Var)}$$

Implica que el factor de potencia bajo estas condiciones es el siguiente:

$$\cos \theta = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \frac{10.302}{\sqrt{(10.302)^2 + (3.112,71)^2}} = 0,96$$

Dado lo anterior, el banco de condensadores seleccionado de 3 kVAr cumpliría las condiciones para disminuir los recargos producidos por un mal factor de potencia. Cabe señalar que para este ejemplo se consideró como supuesto que el factor de potencia medido en el empalme es equivalente al del motor. Esto es poco probable ya que el factor de potencia varía continuamente con el uso de distintos equipos inductivos existentes en un suministro, tales como motores, transformadores, entre otros. Además, cuando se cuenta con varios equipos que consumen energía reactiva (caseta de riego con varias bombas), se debe ser cuidadoso en que además de la capacidad del banco de condensadores, se debe buscar su ubicación óptima y equipos que regulen la operación del banco de condensadores.

Por último, un banco de condensadores sobredimensionado puede provocar que el factor de potencia se encuentre fuera de los rangos normativos, ya que, si se instalan más capacitores de lo que requiere el sistema, se producirá un factor de potencia capacitivo, pudiendo llegar valores inferiores a un 0,93 pero en caso del tipo capacitivo.

7.2.3. Impacto de lectura de Hora Punta en tarifa AT 4.3

Se tiene un cliente con una tarifa AT 4.3 que opera un proyecto de riego con las siguientes lecturas de energía, demanda máxima suministrada y demanda máxima en hora punta (HP) en los años 2019 y 2020 de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla 27: Datos para ejemplo de Impacto de lectura de Hora Punta en tarifa AT4.3.

Año	Meses	Horas de riego	Energía mes (kWh)	Bloque horario de riego	Dem. Sum leída (kW)	Dem. máx. Hora Punta leída (kW)
2019	Abril	6	50,4	14:00 - 19:00	8,4	8,4
	Mayo	0	0,0	--	7,8	0
	Junio	0	0,0	--	8,2	0
	Julio	0	0,0	--	8	0
	Agosto	0	0,0	--	8,2	0
	Septiembre	0	0,0	--	7,5	0
	Octubre	5	42,0	13:00 - 17:00	7,4	0
	Noviembre	9	75,6	11:00 - 19:00	7,6	7,6
	Diciembre	13	109,2	7:00 - 19:00	8,1	8,1
2020	Enero	16	134,4	6:00 - 21:00	8,4	8,4
	Febrero	14	117,6	7:00 - 20:00	7,6	7,6
	Marzo	9	75,6	11:00 - 19:00	7,9	7,9
	Abril	6	50,4	14:00 - 19:00	7,8	7,8
	Mayo	0	0,0	--	8,2	0
	Junio	0	0,0	--	7,5	0
	Julio	0	0,0	--	7,4	0
	Agosto	0	0,0	--	7,6	0
	Septiembre	0	0,0	--	8,1	0
	Octubre	5	42,0	13:00 - 17:00	7	7
	Noviembre	9	75,6	11:00 - 19:00	7,5	7,5
	Diciembre	13	109,2	7:00 - 19:00	7,6	7,6

Fuente: Elaboración propia.

Determinar la facturación total correspondiente al año 2020 considerando los siguientes precios unitarios de la tarifa de la comuna de Calera de Tango, compañía CGE:

Tabla 28: Costos asociados a la tarifa AT-4.3 Calera de Tango.

TARIFA AT - 4.3		\$ C / IVA incluido*
Administración de servicio		
Cargo Fijo	\$ / mes	1617,48
Transporte de electricidad		
Cargo por uso del sistema de transmisión	\$ / kWh	12,784
Cargo por servicio público	\$ / kWh	0,487
Electricidad consumida		
Cargo por energía	\$ / kWh	80,571
Cargo por demanda máxima suministrada	\$ / kWh / mes	3077,2
Cargo por demanda máxima leída en hora de punta	\$ / kWh / mes	7197,9

* Todos los valores incluyen IVA con excepción del cargo por Servicio Público.

Fuente: Cargos tarifarios CGE.

Solución:

Los cargos correspondientes a "Cargo por uso del sistema de transmisión", "Cargo por servicio público" y "Cargo por energía" son bastante sencillos de determinar ya que dependen del consumo de energía propio del mes, es decir, los kWh consumidos mensuales, sin embargo, los cargos por demanda, tanto en el caso de máxima suministrada y máxima leída en hora de punta, son necesarios de entender de manera especial ya que, es distinto para caso de las potencias lo que lee el medidor durante un mes cualquiera respecto a lo que realmente se factura. Sus definiciones de cómo son facturadas se encuentran descritas en el Decreto Supremo 11T/2017 que fija las tarifas eléctricas

Demanda máxima suministrada:

La **Demanda máxima suministrada** se facturará aplicando el precio unitario, correspondiente al **promedio de las dos más altas demandas máximas** de potencia registradas en los últimos 12 meses, incluyendo el facturado.

Lo anterior, se entenderá con mayor facilidad considerando los datos de la Tabla 20.

Tabla 29: Determinación de demanda máxima suministrada tarifa AT-4.3.

Año	Meses	Dem. Sum leída (kW)	Dem. máx. Facturada (kW)	
2019	Abril	8,4	8,4	
	Mayo	7,8	8,1	
	Junio	8,2	8,3	
	Julio	8	8,3	
	Agosto	8,2	8,3	
	Septiembre	7,5	8,3	
	Octubre	7,4	8,3	
	Noviembre	7,6	8,3	
	Diciembre	8,1	8,3	
	2020	Enero	8,4	8,4
		Febrero	7,6	8,4
		Marzo	7,9	8,4
Abril		7,8	8,3	
Mayo		8,2	8,3	
Junio		7,5	8,3	
Julio		7,4	8,3	
Agosto		7,6	8,3	
Septiembre		8,1	8,3	
Octubre		7	8,3	
Noviembre		7,5	8,3	
Diciembre		7,6	8,3	

Se facturará como demanda máxima suministrada lo que resulte del promedio de los 2 consumos más altos de los últimos 12 meses:

1er máximo: 8,4 kW

2do máximo: 8,2 kW

Promedio: 8,3 kW

Fuente: Elaboración propia.

Para efectos de este ejemplo, para los meses en los cuales no se tiene una cantidad de 12 meses anteriores incluyendo el facturado para determinar la demanda máxima suministrada facturada, por ejemplo, mayo de 2019 en la cual sólo se tiene previamente los meses de abril y mayo de 2019, se considerará el promedio de las 2 lecturas mayores de los meses previamente existentes.

Demanda máxima leída en horas de punta:

Para el caso de la **Demanda máxima leída en horas de punta**, durante los meses comprendidos entre **abril a septiembre que contengan horas punta definidas como 18 a 22 horas**, se aplicará el precio unitario correspondiente a la demanda máxima de potencia en horas punta efectivamente leída en cada mes.

Sin embargo, durante los **meses que no contengan horas punta** se aplicará el precio unitario correspondiente al promedio de las dos mayores demandas máximas de potencia en horas punta, registradas durante los meses del período de punta inmediatamente anterior.

Lo anterior es relevante ya que si un usuario tiene una lectura en hora punta en el periodo punta (abril a septiembre entre 18 a 22 horas), esto repercutirá en que el usuario tendrá sobrecargos durante los meses futuros que no son de punta (octubre a marzo).

Para mayor entendiendo, se consideran los datos obtenidos en la Tabla 20.

Tabla 30: Datos para ejemplo de Impacto de lectura de Hora Punta en tarifa AT4.3.

Año	Meses	Horas de riego	Bloque horario de riego	Dem. máx Hora Punta leída (kW)	Dem.máx Hora Punta Facturada (kW)
2019	Abril	6	14:00 - 19:00	8,4	8,4
	Mayo	0	--	0	0
	Junio	0	--	0	0
	Julio	0	--	0	0
	Agosto	0	--	0	0
	Septiembre	0	--	0	0
	Octubre	5	13:00 - 17:00	0	$(8,4 + 0) / 2 = 4,2$
	Noviembre	9	11:00 - 19:00	7,6	$(8,4 + 0) / 2 = 4,2$
	Diciembre	13	7:00 - 19:00	8,1	$(8,4 + 0) / 2 = 4,2$
2020	Enero	16	6:00 - 21:00	8,4	$(8,4 + 0) / 2 = 4,2$
	Febrero	14	7:00 - 20:00	7,6	$(8,4 + 0) / 2 = 4,2$
	Marzo	9	11:00 - 19:00	7,9	$(8,4 + 0) / 2 = 4,2$
	Abril	6	14:00 - 19:00	8,3	8,3
	Mayo	0	--	0	0

Año	Meses	Horas de riego	Bloque horario de riego	Dem. máx Hora Punta leída (kW)	Dem.máx Hora Punta Facturada (kW)
2020	Junio	0	--	0	0
	Julio	0	--	0	0
	Agosto	0	--	0	0
	Septiembre	0	--	0	0
	Octubre	5	13:00 - 17:00	7	$(7,8 + 0) / 2 = 3,9$
	Noviembre	9	11:00 - 19:00	7,5	$(7,8 + 0) / 2 = 3,9$
	Diciembre	13	7:00 - 19:00	7,6	$(7,8 + 0) / 2 = 3,9$

Fuente: Elaboración propia.

Para mayor comprensión, a partir de los resultados mostrados en la tabla anterior, para el caso del mes de abril de 2020 se ha tomado una lectura de demanda máxima posterior a las 18:00 horas de 8,3 kW. Debido a que el mes de abril es uno de los meses correspondientes al periodo punta, la demanda máxima leída en hora punta facturada corresponderá a la efectivamente leída en cada mes, es decir, 8,3 kW. Sin embargo, en los meses que no corresponden al periodo punta, es decir, desde octubre a marzo, se facturará el promedio de las dos mayores demandas máximas de potencia en horas punta, registradas durante los meses del período de punta inmediatamente anterior.

Comprendiendo cómo se factura cada partida de la tarifa bajo análisis, se procede a determinar con la tabla de precios unitarios Tabla 21 los montos a pagar.

A partir de los resultados de la Tabla 28 se visualiza que para este ejemplo los montos asociados a la demanda máxima en hora punta representan un 38% de todos los cargos asociados.

7.2.4 ¿Qué sucedería si durante los meses de abril se regara entre 12:00 a 17:45 horas?

En este escenario, se cambia el horario de riego, inicialmente de 14:00 a 19:00 horas a un nuevo horario definido entre las horas 12:00 a 17:45 horas. Lo anterior, tiene como finalidad que el riego no se realice en las horas punta (18:00 a 22:00 horas) de manera de visualizar el impacto que tendrá este sutil cambio en la facturación total del año 2021. La siguiente tabla, desarrollada similar a la Tabla 27, muestra todos los cargos facturados para este escenario.

Puede visualizarse en la Tabla 28 que solo por el hecho de cambiar el horario de riego y no regar durante las horas punta, tanto en el año 2019 como en el 2020, no se generaron cargos por demanda máxima en hora punta, lo que implicó en una disminución de la facturación anual en un 38%.

Tabla 31: Facturación total tarifa AT 4.3, Escenario 1.

Meses	Energía mes kWh	Dem. Máx Facturada (kW)	Dem. Máx Hora Punta Facturada (kW)	Cargo Fijo	Servicio público	Transporte de electricidad	Energía	Dem. Máx suministro-trada	Dem. Máx Hora Punta (kW)	Facturación total
Enero	134,4	8,4	4,2	1617	134,4*0,487 =\$65	134,4*12,784 =\$1.718	134,4*80,571 =10.829	8,4*3077,2 =\$25.848	4,2*7197,9 =\$30.231	\$70.310
Febrero	117,6	8,4	4,2	1617	117,6*0,487 =\$57	117,6*12,784 =\$1.503	117,6*80,571 =\$9.475	8,4*3077,2 =\$25.848	4,2*7197,9 =\$30.231	\$68.733
Marzo	75,6	8,4	4,2	1617	75,6*0,487 =\$37	75,6*12,784 =\$966	75,6*80,571 =\$6.091	8,4*3077,2 =\$25.848	4,2*7197,9 =\$30.231	\$64.792
Abril	50,4	8,3	8,3	1617	50,4*0,487 =\$25	50,4*12,784 =\$644	50,4*80,571 =\$4.061	8,3*3077,2 =\$25.541	8,3*7197,9 =\$59.743	\$91.630
Mayo	0	8,3	0	1617	-	-	-	8,3*3077,2 =\$25.541	-	\$27.158
Junio	0	8,3	0	1617	-	-	-	8,3*3077,2 =\$25.541	-	\$27.158
Julio	0	8,3	0	1617	-	-	-	8,3*3077,2 =\$25.541	-	\$27.158
Agosto	0	8,3	0	1617	-	-	-	8,3*3077,2 =\$25.541	-	\$27.158
Septiembre	0	8,3	0	1617	-	-	-	8,3*3077,2 =\$25.541	-	\$27.158
Octubre	42	8,3	3,9	1617	42*0,487 =\$20	42*12,784 =\$537	42*80,571 =\$3.384	8,3*3077,2 =\$25.541	3,9*7197,9 =\$28.072	\$59.171
Noviembre	75,6	8,3	3,9	1617	75,6*0,487 =\$37	75,6*12,784 =\$966	75,6*80,571 =\$6.091	8,3*3077,2 =\$25.541	3,9*7197,9 =\$28.072	\$62.325
Diciembre	109,2	8,3	3,9	1617	109,2*0,487 =\$53	109,2*12,784 =\$1.396	109,2*80,571 =\$8.798	8,3*3077,2 =\$25.541	3,9*7197,9 =\$28.072	\$65.478
Facturación Total										\$618.229

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 32: Facturación total tarifa AT 4.3, Escenario 2.

Meses	Energía mes kWh	Dem. Máx Facturada (kW)	Dem. Máx Hora Punta Facturada (kW)	Cargo fijo	Servicio público	Transporte de electricidad	Energía	Dem. Máx suministro-trada	Dem. Máx Hora Punta (kW)	Facturación total
Enero	134,4	8,4	0	1617	65	1718	10829	25848	0	\$40.078
Febrero	117,6	8,4	0	1617	57	1503	9475	25848	0	\$38.502
Marzo	75,6	8,4	0	1617	37	966	6091	25848	0	\$34.560
Abril	50,4	8,3	0	1617	25	644	4061	25541	0	\$31.888
Mayo	0	8,3	0	1617	0	0	0	25541	0	\$27.158
Junio	0	8,3	0	1617	0	0	0	25541	0	\$27.158
Julio	0	8,3	0	1617	0	0	0	25541	0	\$27.158
Agosto	0	8,3	0	1617	0	0	0	25541	0	\$27.158
Septiembre	0	8,3	0	1617	0	0	0	25541	0	\$27.158
Octubre	42	8,3	0	1617	20	537	3384	25541	0	\$31.100
Noviembre	75,6	8,3	0	1617	37	966	6091	25541	0	\$34.253
Diciembre	109,2	8,3	0	1617	53	1396	8798	25541	0	\$37.406
Facturación Total										\$383.578

Fuente: Elaboración propia.

8

ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS

8.1. Índice de Figuras

ÍNDICE DE FIGURAS		Pág.
Figura 1	Consumo energético en el sector agrícola.	15
Figura 2	Consumo de energía y su proyección del sector agrícola.	16
Figura 3	Usos directos de la energía.	17
Figura 4	Diagrama de cadena energética de un sistema de riego y sus dispositivos.	18
Figura 5	Cadena energética de un sistema de riego y sus dispositivos.	19
Figura 6	Ejes de la Ley de Eficiencia Energética de Chile.	21
Figura 7	Demanda eléctrica.	23
Figura 8	Triángulo de potencias.	24
Figura 9	Corriente eléctrica trifásica.	25
Figura 10	Esquema de recursos necesarios para disponer de energía eléctrica.	30
Figura 11	Beneficios de la eficiencia energética.	31
Figura 12	Etapas de conversión energética de una electro bomba.	35
Figura 13	Curvas de eficiencia de una electrobomba a diferentes revoluciones.	36
Figura 14	Plano dimensional motor.	37
Figura 15	Curvas de eficiencia para motores de inducción trifásicos según norma IEC.	39
Figura 16	Métodos de arranque de motores en corriente alterna.	41
Figura 17	Sistema de riego sin variador de frecuencia.	44
Figura 18	Sistema de riego con variador de frecuencia.	45
Figura 19	Curvas de desempeño de motores de inducción trifásicos.	47
Figura 20	Demanda en el eje mecánico del motor - Caso Base.	64
Figura 21	Demanda en el eje mecánico del motor - Caso Base.	65

ÍNDICE DE FIGURAS		Pág.
Figura 22	Distribución de la energía en un motor eléctrico.	66
Figura 23	Distribución de la energía en un motor eléctrico.	69
Figura 24	Curva Q-H para 2900 RPM respecto de 2800 RPM.	72
Figura 25	Curva Q-H para 2900 RPM respecto de 2610 RPM.	73
Figura 26	Demanda en el eje mecánico del motor - Escenario 2.	76
Figura 27	Triángulo de potencias aplicado en ejemplo de mejoramiento de factor de potencia.	83

8.2. Índice de Tablas

ÍNDICE DE TABLAS		Pág.
Tabla 1	Representación de los costos de energía eléctrica en el sector productivo.	12
Tabla 2	Indicadores por sector productivo.	20
Tabla 3	Representación de los costos de energía eléctrica en el sector productivo.	20
Tabla 4	Ejemplo de factor de potencia.	24
Tabla 5	Unidades eléctricas fundamentales.	27
Tabla 6	Tabla comparativa de eficiencia en iluminación.	29
Tabla 7	Costo relativo de energía en sistemas de riego.	33
Tabla 8	Características generales de un motor.	36
Tabla 9	Estándares de eficiencia para motores de inducción trifásicos.	39
Tabla 10	Alcance de tarifas reguladas de distribución para usuarios residenciales.	54
Tabla 11	Alcance de tarifas reguladas de distribución para otros usuarios (no residenciales).	55

ÍNDICE DE TABLAS		Pág.
Tabla 12	Ejemplo de tarifa y peaje de distribución.	59
Tabla 13	Características generales por tecnología.	59
Tabla 14	Punto de operación de la bomba, Escenario inicial.	63
Tabla 15	Tabla de dimensiones del motor según la bomba utilizada.	66
Tabla 16	Especificaciones motor WEG W22 de 12,5 HP.	67
Tabla 17	Valores de curva de operación de bomba en 2900 RPM.	71
Tabla 18	Valores de curva de operación de bomba en 2800 RPM.	72
Tabla 19	Valores de curva de operación de bomba en 2610 RPM.	74
Tabla 20	Especificaciones motor WEG W22 de 10 HP.	77
Tabla 21	Valores de eficiencia de motor IE4.	78
Tabla 22	Diferencia de nivel de eficiencia de un motor de 12,5 HP para estándares IE2 e IE4.	79
Tabla 23	Tabla resumen con los resultados obtenidos.	79
Tabla 24	Detalle consumo energético ejemplo recargo por mal factor de potencia.	80
Tabla 25	Detalle de facturación, ejemplo recargo por mal factor de potencia.	81
Tabla 26	Especificaciones técnicas de motor aplicado en ejemplo de mejoramiento de factor de potencia.	82
Tabla 27	Datos para ejemplo de Impacto de lectura de Hora Punta en tarifa AT4.3.	85
Tabla 28	Costos asociados a la tarifa AT-4.3 Calera de Tango.	86
Tabla 29	Determinación de demanda máxima suministrada tarifa AT-4.3.	87
Tabla 30	Datos para ejemplo de Impacto de lectura de Hora Punta en tarifa AT4.3.	88
Tabla 31	Facturación total tarifa AT 4.3, Escenario 1.	90
Tabla 32	Facturación total tarifa AT 4.3, Escenario 2.	92



www.cnr.gob.cl