



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIEROS  
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

# ANÁLISIS DE RECUPERACIÓN ENERGÉTICA EN SISTEMAS DE REDES DE RIEGO A PRESIÓN CON BOMBAS FUNCIONANDO COMO TURBINAS. APLICACIÓN A LA RED DE CANYOLES VI (VALLADA, VALENCIA)

AUTOR: HÉCTOR MONTERO ORTIZ

TUTOR: PETRA AMPARO LÓPEZ JIMÉNEZ

COTUTOR: MODESTO PÉREZ SÁNCHEZ

Curso Académico: 2017-18

---

## RESUMEN

Las energías renovables son una buena alternativa a los combustibles fósiles a la hora de obtener energía. Además son energías limpias, que no tienen impacto negativo sobre el medio ambiente y no están siendo casi aprovechadas en la actualidad.

La energía hidráulica es una fuente de energía renovable con un futuro prometedor. Se prevé un crecimiento de la misma en los próximos años, en el que una parte considerable de esta energía se deba a la recuperación energética en sistemas de agua a presión, bien para riego o bien para distribución de agua potable. A diferencia de las centrales hidráulicas, el objetivo principal de estos sistemas no es la generación de energía, por lo que se trata de sistemas multipropósito, donde la recuperación de energía permite reducir gastos en la explotación o incluso la obtención de beneficios derivados de la venta de energía.

En los sistemas de distribución de agua potable o riego es necesario adecuar la presión al consumo. Para tal fin se suelen utilizar válvulas reductoras de presión. Si se sustituyen las válvulas por bombas trabajando como turbinas (PATs), no sólo se consigue regular la presión, sino que se obtiene una recuperación de energía que de otra forma se estaba desperdiciando.

En este TFM se aplica una metodología existente de optimización de recuperación energética mediante instalación de PATs a una red de riego situada en el municipio de Vallada (Valencia). Mediante la metodología se puede averiguar la energía recuperada y la potencia instalada en la red en función del número de PATs a instalar. Con esta información se realiza un análisis de viabilidad para seleccionar la mejor combinación. Tras ello, la metodología busca entre un catálogo de PATs las máquinas que optimicen esta recuperación energética. Finalmente se evalúa la rentabilidad del caso real y se decide instalar dos grupos de PATs que permiten recuperar un total de energía de 41,67 MWh/año.

**Palabras Clave:** recuperación energética, optimización energética, red de riego, bombas trabajando como turbinas (PATs), análisis de viabilidad económica.

---

## RESUM

Les energies renovables són una bona alternativa als combustibles fòssils a l'hora d'obtenir energia. A més són energies netes, que no tenen impacte negatiu sobre el medi ambient i a més no estan sent quasi aprofitades en l'actualitat.

L'energia hidràulica és una font d'energia renovable amb un futur prometedor. Es preveu un creixement de la mateixa en els pròxims anys, en el qual, una part considerable d'aquesta energia es dega a la recuperació energètica en sistemes d'aigua a pressió, bé per a reg o bé per a distribució d'aigua potable. A diferència de les centrals hidràuliques, l'objectiu principal d'aquests sistemes no és la generació d'energia, per la qual cosa es tracta de sistemes multipropòsit, on la recuperació d'energia permet reduir despeses en l'explotació o fins i tot l'obtenció de beneficis derivats de la venda d'energia.

En els sistemes de distribució d'aigua potable o reg, és necessari adequar la pressió al consum. Per a tal fi es solen utilitzar vàlvules reductores de pressió. Si es substitueixen les vàlvules per bombes treballant com a turbines (PATs), no solament s'aconsegueix regular la pressió, sinó que s'obté una recuperació d'energia que d'una altra forma s'estava malgastant.

En aquest TFM s'aplica una metodologia existent d'optimització de recuperació energètica mitjançant l'instal·lació de PATs a una xarxa de reg situada en el municipi de Vallada (València). Mitjançant la metodologia es pot esbrinar l'energia recuperada i la potència instal·lada en la xarxa en funció del nombre de PATs a instal·lar. Amb aquesta informació es realitza una anàlisi de viabilitat per a seleccionar la millor combinació. Després d'açò, la metodologia cerca entre un catàleg de PATs les màquines que optimitzen aquesta recuperació energètica. Finalment s'avalua la rendibilitat del cas real i es decideix instal·lar dos grups de PATs que permeten recuperar un total d'energia de 41,67 MWh/any.

**Paraules clau:** recuperació energètica, optimització energètica, xarxa de reg, bombes treballant com a turbines (PATs), anàlisi de viabilitat econòmica.

---

## **ABSTRACT**

Renewable energies are a good alternative to fossil fuels for the generation of energy. Furthermore, they are clean energies that have no negative impact for the environment and which are not being exploited enough currently.

Hydraulic energy is a renewable source of energy with a promising future. Its growth is expected in the next years, in which a considerable part of this energy is obtained due to the energetic recovery in pressure water systems for irrigation or potable water distribution. Contrary to hydraulic power stations, the main goal of these systems is not energy generation, which means that they are multipurpose systems, where energy recovery allows to reduce operating costs or even to obtain benefits from the energy sale.

It is necessary to adjust the pressure in irrigation or potable water distribution systems for consumption. For this purpose are often used pressure reducing valves. If these valves are replaced with pumps working as turbines (PATs) not only can pressure regulation be achieved, but also can be obtained a recovery of energy that otherwise was not be exploited.

In this TFM an existent energy recovery optimization methodology based on the installation of PATs is applied to an irrigation network located in the town of Vallada (Valencia). Through this methodology it is possible to find out the installed power and recovered energy in the irrigation network according to the number of PATs that are to be installed. With this information a viability analysis is performed in order to select the best combination. Then, the methodology searches in a PATs catalogue the machines that optimize the energetic recovery. Finally, the profitability of the real case is evaluated and it is decided to install two groups of PATs which allow a total energy recovery of 41,67 MWh/year.

**Keywords:** energy recovery, energy optimization, irrigation network, pumps working as turbines (PATs), economic viability analysis.



---

# ÍNDICE

## DOCUMENTOS CONTENIDOS EN EL TFM

- Memoria
- Presupuesto
- Planos
- Anexos

## ÍNDICE DE LA MEMORIA:

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN .....	1
1.1. EL CONSUMO AGUA-ENERGÍA EN LAS REDES DE ABASTECIMIENTO DE AGUA .....	1
1.1.1. El consumo de agua en Europa y España .....	1
1.1.2. Consumo de energía global .....	3
1.1.3. Evolución de las energías renovables .....	5
1.1.4. Medidas de ahorro agua-energía en los sistemas de riego .....	7
1.1.5. Uso de energías renovables de baja potencia en sistemas de riego .....	8
1.2. BOMBAS FUNCIONANDO COMO TURBINAS .....	10
1.2.1. Generalidades .....	10
1.2.2. Usos de bombas funcionando como turbinas .....	10
1.2.3. Válvulas Reductoras de Presión y PATs .....	11
1.2.4. Ventajas e inconvenientes .....	12
1.2.5. Diferencias entre bomba y turbina .....	14
1.2.6. Diferencias entre modo turbina y modo bomba .....	14
1.2.7. Aspectos a tener en cuenta en las PATs .....	16
1.2.8. Tipos de PATs .....	16
1.3. ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA .....	17

---

CAPÍTULO 2. DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO.....	21
2.1. SOCIEDAD DE REGANTES CANYOLES VI. VALLADA .....	21
2.2. MODELACIÓN DEL SISTEMA DE RIEGO EN EPANET .....	22
2.2.1. Topología de la red.....	22
2.2.2. Dimensiones y materiales de las conducciones .....	25
2.2.3. Asignación de demanda base .....	25
2.2.4. Variabilidad de caudales. Consumos mensuales y curvas de modulación .....	27
2.2.4.1. Consumos mensuales .....	27
2.2.4.2. Curvas de modulación .....	28
CAPÍTULO 3. METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN .....	35
3.1. INTRODUCCIÓN A LA METODOLOGÍA .....	35
3.2. METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN .....	36
3.2.1. Energía recuperada .....	36
3.2.2. Metodología de maximización de energía .....	40
3.2.3. Selección de PATs .....	43
3.2.4. Análisis de la energía recuperada.....	46
3.2.5. Máximo número de PATs a instalar.....	46
CAPÍTULO 4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA AL CASO DE ESTUDIO Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS .....	49
4.1. ENERGÍA TEÓRICA RECUPERABLE Y POTENCIA A INSTALAR.....	49
4.2. ANÁLISIS PREVIO DE VIABILIDAD.....	55
4.2.1. Inversión .....	55
4.2.1.1. Instalación de grupo de PATs .....	55
4.2.1.2. Arqueta.....	56
4.2.2. Ingresos y costes anuales .....	58
4.2.3. Cálculo indicadores financieros.....	58
4.2.3.1. Escenario neutro .....	58
4.2.3.2. Escenario optimista .....	61
4.2.3.3. Escenario pesimista .....	63
4.2.3.4. Precio mínimo venta energía para asegurar la rentabilidad de la opción elegida .....	64
4.3. RECUPERACIÓN DE ENERGÍA EN LAS LÍNEAS 2004 Y 2070.....	65

---

4.3.1. Línea 2004 .....	65
4.3.2. Grupo de PATs línea 2070 .....	74
4.3.3. Energía total teórica y recuperada. Potencia máxima teórica y real.....	83
4.3.4. Caudales no turbinados. Cálculo $K_v$ válvula.....	84
4.3.4.1. $K_v$ Grupo de PATs línea 2004: .....	85
4.3.4.2. $K_v$ Grupo de PATs línea 2070: .....	87
4.4. ANÁLISIS DE VIABILIDAD PARA LAS BOMBAS SELECCIONADAS .....	88
4.5. CONCLUSIONES .....	89
REFERENCIAS.....	91

#### **ÍNDICE DEL PRESUPUESTO:**

PRESUPUESTO ARQUETA .....	99
PRESUPUESTO INSTALACIÓN .....	103
PRESUPUESTO TRABAJO FINAL DE MÁSTER.....	106
CAPÍTULOS PRESUPUESTO .....	106
Capítulo 1: Equipo informático.....	106
Capítulo 2: Software.....	107
Capítulo 3: Elaboración TFM .....	107
Capítulo 4: Arquetas.....	108
Capítulo 5: Instalación .....	108
Capítulo 6: PATs .....	109
RESUMEN .....	109

#### **ÍNDICE DE PLANOS:**

PLANOS .....	111
--------------	-----

---

## ÍNDICE DE ANEXOS:

ANEXO I. ESFUERZOS Y ARMADOS DE PILARES, PANTALLAS Y MUROS .....	121
1. MATERIALES .....	121
1.1. Hormigones .....	121
1.2. Aceros por elemento y posición .....	121
1.2.1. Aceros en barras.....	121
1.2.2.- Aceros en perfiles.....	121
2. ESFUERZOS DE PILARES, PANTALLAS Y MUROS POR HIPÓTESIS .....	121
3. ARRANQUES DE PILARES, PANTALLAS Y MUROS POR HIPÓTESIS .....	122
4. PÉSIMOS DE PILARES, PANTALLAS Y MUROS .....	122
4.1. Muros .....	122
5. LISTADO DE ARMADO DE MUROS DE SÓTANO .....	124
6. SUMATORIO DE ESFUERZOS DE PILARES, PANTALLAS Y MUROS POR HIPÓTESIS Y PLANTA .....	125
6.1. Resumido.....	125

# **MEMORIA**

Análisis de recuperación energética en sistemas de redes de riego a presión con bombas funcionando como turbinas. Aplicación a la red de Canyoles VI (Vallada, Valencia).

---

# **CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN**

## **1.1. EL CONSUMO AGUA-ENERGÍA EN LAS REDES DE ABASTECIMIENTO DE AGUA**

El uso racional de los recursos naturales cobra cada vez más importancia, no solo por cuestiones económicas, sino también por motivos medioambientales (Meirelles et al., 2016). El agua y la energía son dos piezas fundamentales en el día a día de los seres humanos. El agua es un recurso necesario para la vida, es indispensable para la economía y además juega un papel fundamental en la regulación del ciclo climático (Eurostat 2017). El agua de los océanos absorbe parte del CO<sub>2</sub> de la atmósfera, lo que ayuda a disminuir la temperatura. Por la noche, los océanos también emiten calor que absorbieron de la luz solar durante el día, por lo que actúan como reguladores de la temperatura de la Tierra. Además, también son responsables de la formación de nubes, lo que afecta de forma directa al clima (Pino F., 2018). La gestión y protección de los recursos acuáticos, de los ecosistemas de agua dulce y salada y del agua que usamos a nivel doméstico es uno de los temas principales de la protección medioambiental. Es este el motivo por el que la política del agua de la Unión Europea de los últimos 30 años se centra en la protección de los recursos hídricos (Eurostat 2017). Por su parte, el ser humano utiliza la energía a diario con múltiples fines, pasando de la iluminación y el funcionamiento de electrodomésticos, móviles, ordenadores, a la fabricación de productos en la industria o la obtención de otros recursos utilizados en la vida cotidiana.

Entre agua y energía existe un fuerte nexo; se utiliza la energía para la captación de aguas subterráneas, así como para su tratamiento o transporte hasta el punto de consumo. Del mismo modo, también se emplea la energía para el tratamiento de aguas residuales domésticas e industriales. A su vez, el ser humano usa el agua como una fuente de energía, como es el caso de las centrales hidráulicas. Por tanto, el buen funcionamiento de una red de abastecimiento de agua es crucial para el desarrollo sostenible de una población, ya que en estas redes se consume tanto agua como energía (Meirelles et al., 2016). Es importante que los abastecimientos de agua funcionen de forma óptima, reduciendo los consumos de agua y de energía. A continuación se analizan estos consumos en la Comunidad Europea.

### **1.1.1. El consumo de agua en Europa y España**

En los últimos años se ha reducido el consumo de agua en España. Sin embargo, hidráulicamente España sigue siendo uno de los países menos eficientes de la Unión Europea (Bru et al., 2010). Esto explica la necesidad de desarrollar estrategias que permitan un consumo de agua-energía más eficiente, como la mejora en la gestión de los sistemas de riego, donde se ha llegado a alcanzar una reducción del volumen de riego de un 40% (Mendoza-Grimón et al., 2015).

Si se analiza el consumo anual de agua en Europa por sectores, según la Agencia Medioambiental Europea (EEA, del inglés European Environment Agency), se puede afirmar que más de la mitad del agua consumida pertenece al sector agrícola.

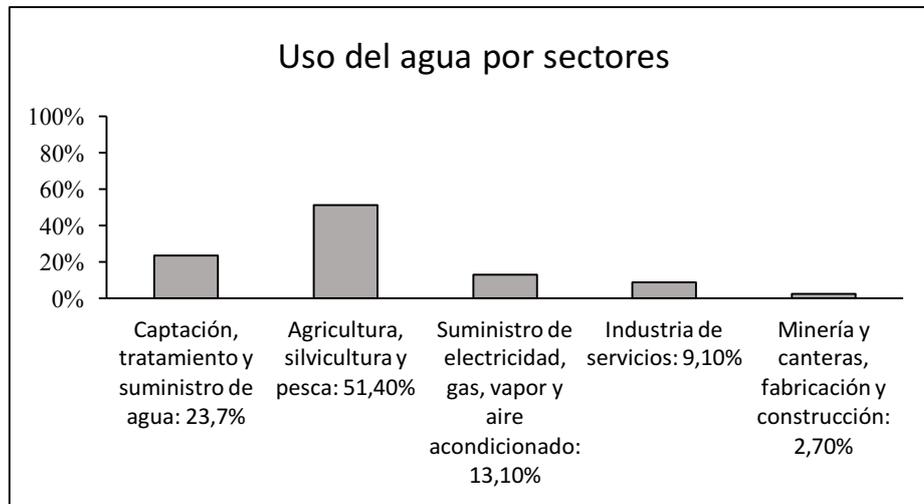


Figura 1. Uso del agua por sectores (%). Adaptado de European Environment Agency.

En el caso de España, el 80% del consumo total de agua pertenece a riego, un 15% al suministro y un 5% al sector industrial (Pérez-Sánchez et al., 2017). Como el sector de la agricultura tiene el peso más elevado en el consumo de agua, es interesante buscar estrategias para reducir el consumo de agua y energía en las redes de riego.

Con el paso de los años, los sistemas de riego se han modernizado (ejemplo: riego a goteo en lugar de riego por inundación) y se ha conseguido disminuir el consumo de agua. No obstante, esto ha dado paso a un incremento en el consumo de energía, y con ello, a un aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero (Cabrera E., 2012). Este aumento en las emisiones va en contra de los objetivos de ahorro energético acordados en el Protocolo de Kyoto (Makropoulos et al., 2008).

En España, el volumen anual de agua destinado a riego es de 16,344 km<sup>3</sup>/año (Seoane et al., 2013). La superficie de riego a goteo en España representa un 17,5% de la superficie de riego a goteo mundial (unas 9 millones de hectáreas)(FAO 2018). El gran consumo de energía y la subida de las tarifas energéticas han reducido los beneficios e incluso la viabilidad de los agricultores (Pardo et al., 2013), lo que ha dado paso al desarrollo de estrategias para disminuir el consumo de energía en estas instalaciones, ya que este consumo supone un 7% del consumo mundial de energía (Coelho et al., 2014).

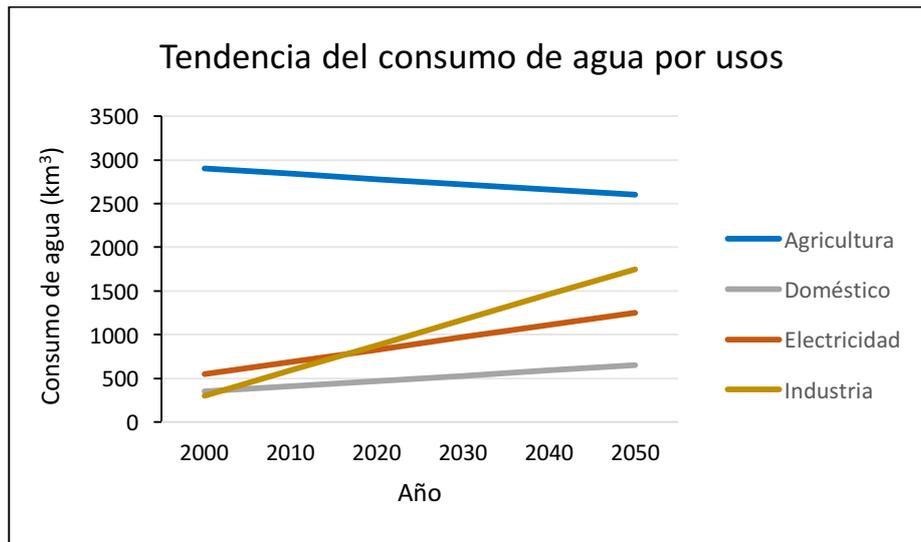


Figura 2. Tendencia del consumo de agua por usos. Adaptado de Cabrera, 2012.

En la Figura 2 se muestra la tendencia del consumo de agua en función del sector que la consume. Se puede apreciar que los consumos de agua tienden a descender en el sector de la agricultura, pasando de 2900 km<sup>3</sup> en el año 2000 a 2600 km<sup>3</sup> en el año 2050. Por el contrario, se observa un aumento del consumo de agua para la producción de energía eléctrica. De esta gráfica se deduce la creciente importancia de la recuperación energética hidráulica. Con todo esto, es necesario tomar medidas para que los sistemas de riego no sólo sean eficientes desde un punto de vista hidráulico, sino también teniendo en cuenta el aspecto energético.

### 1.1.2. Consumo de energía global

El consumo de energía a nivel mundial se ha incrementado más de un 600% en el último siglo. Esto se ha debido en gran parte al crecimiento de la población desde la revolución industrial, época en la que la energía procedía principalmente de los combustibles fósiles. Sin embargo, hoy en día y en un futuro próximo, se espera que el uso de las energías renovables siga creciendo para poder garantizar la calidad de vida y un desarrollo sostenible (Pasten, C. et al., 2012).

La sostenibilidad se logra mediante el uso de estrategias que no aumentan la huella de carbono. Este desarrollo de estrategias tiene que ir inevitablemente unido a las nuevas tecnologías (Huesemann, M.H., 2003). Por ello, la recuperación energética es cada vez más interesante ya que gracias a la tecnología se están desarrollando nuevas técnicas que proporcionan ventajas tanto a nivel medioambiental como económico (Gilron, J., 2014).

La recuperación energética en sistemas hidráulicos está cobrando cada vez más fuerza. Dicha recuperación puede provenir del aprovechamiento de la energía que es disipada en las válvulas reductoras de presión (si el sistema es presurizado) o de la energía disponible en saltos hidráulicos (en sistemas no presurizados o abiertos) (Pérez-Sánchez et al., 2016). Aunque en los sistemas hidráulicos presurizados la generación de energía no es el objetivo principal, esta recuperación permite reducir el coste de las diferentes etapas del ciclo del agua (captación, bombeo, tratamiento y distribución) (Fontanazza, C. et al., 2013; Herath, I. et al., 2011; Mushtaq, S. et al., 2015). Además de contribuir al

desarrollo de sistemas más sostenibles, esta recuperación puede contribuir a la reducción de costes en el sistema, aumentando la viabilidad económica de las redes hidráulicas.

Por otro lado, las centrales hidráulicas se han explotado desde hace años para aprovechar la energía potencial que presenta el agua a diferentes alturas, convirtiéndose así en una de las principales fuentes de energía renovable. Estas centrales se han ubicado en presas de todo el mundo y las más importantes se localizan en países como China, Brasil, Estados Unidos y Canadá (Pérez-Sánchez et al., 2017). De hecho, China posee la mayor capacidad instalada (más de 240 GW) y presenta un crecimiento medio de 20GW/año. En el año 2012, sus producciones superaron los 800 TWh (Hennig, T. et al., 2013).

En Brasil, las plantas hidráulicas suponen el 84% del consumo total de energía. En Canadá, la cifra es de un 56%. (Zhang, S. et al., 2014; Rehman, S. et al., 2015). La siguiente figura muestra el potencial técnico, económico y explotado en cada continente.

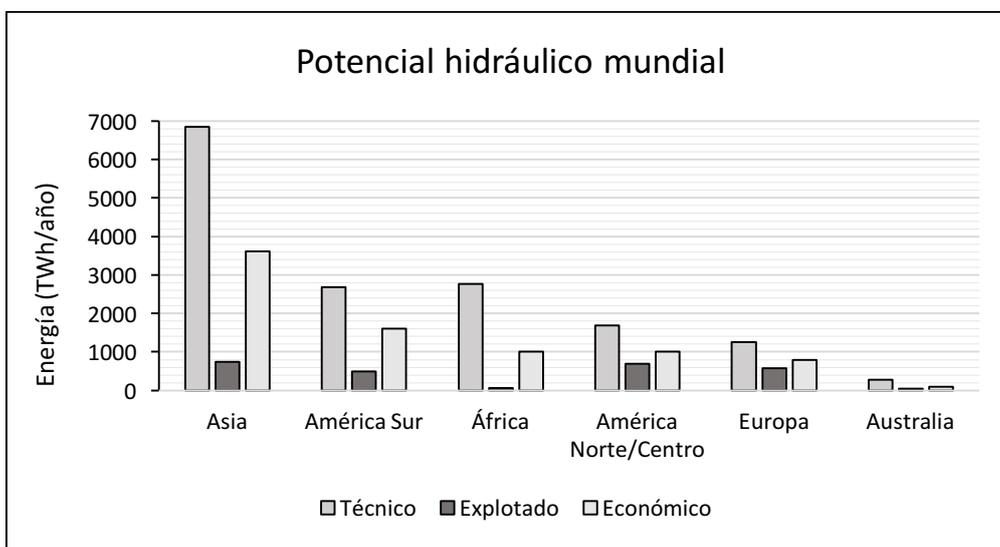


Figura 3. Potencial hidráulico mundial. Adaptado de Paish, O., 2005.

En los últimos 15 años la mayor fuente de energía renovable ha sido la energía hidráulica, y la tendencia sigue siendo creciente, por lo que probablemente en 2035 la capacidad instalada de energía hidráulica superará los 1400 GW. Se estima que la capacidad de energía eólica y fotovoltaica instalada para ese año será aproximadamente 500GW y 120GW respectivamente (Figura 4) (Hans-Wilhelm, S. 2015).

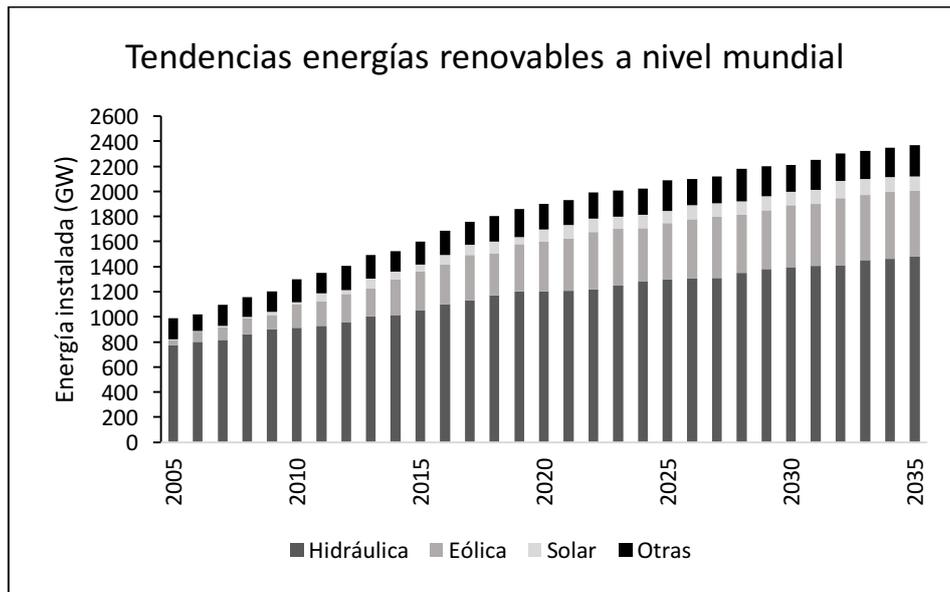


Figura 4. Tendencias de la energía renovable a nivel mundial. Adaptado de Hans-Wilhelm, S. 2015.

### 1.1.3. Evolución de las energías renovables

Resulta conveniente prestar atención a la evolución de la producción de energía primaria por tipo de combustible, para de esta manera poder conocer las tendencias futuras. En el gráfico siguiente se muestra la evolución de la producción de energía primaria total en Europa y también la producción distinguiendo entre energías renovables, energía nuclear, combustibles sólidos, gas natural y petróleo crudo.

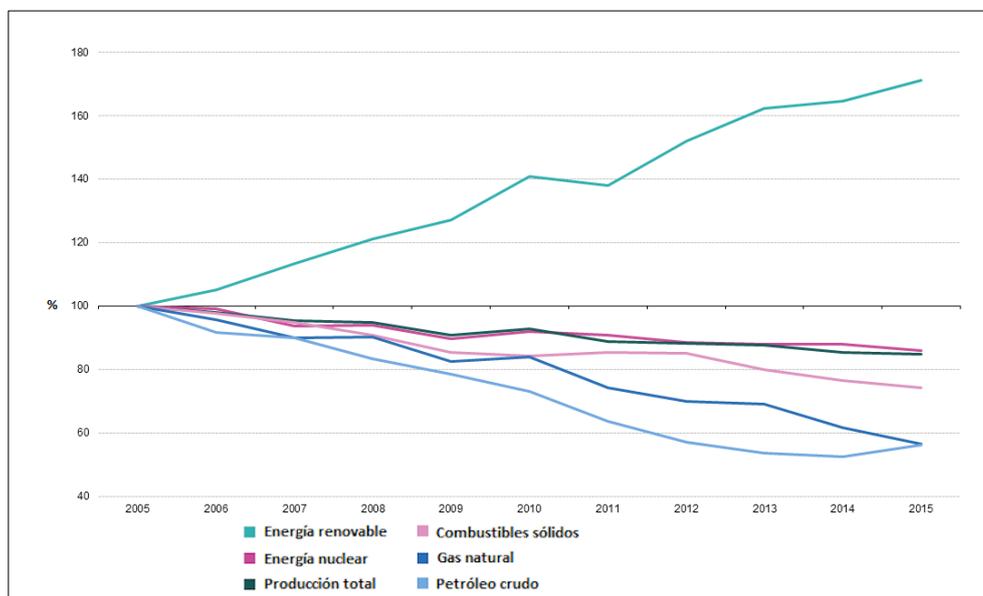


Figura 5. Evolución de la producción de energía primaria por tipo de combustible, EU-28, 2005-2015 (2005=100, referido a toneladas de petróleo equivalente) Adaptado de Eurostat, 2017.

Como se puede observar, la producción de energía primaria a partir de fuentes de energía renovables presenta un crecimiento mayor que el resto de fuentes de energía. En la Unión Europea la producción

primaria de energía renovable en 2015 superó los 205 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Eurostat, 2017).

Entre el 2005 y el 2015 las energías renovables se abren paso y tienen un ascenso de un 71%, desplazando a otros tipos de fuentes de energía cuyos niveles, por el contrario, presentan un importante descenso. Las mayores caídas se dan en las fuentes de energía que proceden de los combustibles fósiles. Tal es el caso del petróleo crudo, el gas natural y los combustibles sólidos, con un descenso del 44%, 43% y 26% respectivamente. Además, al mismo tiempo en el que aumentan las energías renovables, la producción total se reduce un 15%, lo que manifiesta aún más la creciente importancia de la energía renovable en la Unión Europea (Eurostat, 2017).

Existen políticas que insisten en el crecimiento de las energías renovables en los próximos años. Tal es el caso de El Objetivo 20-20-20, compromiso pactado y firmado por los países miembros de la Unión Europea para mejorar la eficiencia energética. Este compromiso viene recogido en la Directiva 2012/27/UE. Se desarrollan una serie de objetivos a alcanzar en 2020 (Cerem, 2015):

- Reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero en un 20% con respecto a 1990.
- Obtener el 20% del consumo energético de fuentes renovables en la Unión Europea.
- Reducir un 20% el consumo energético (aumentar un 20% la eficiencia energética) respecto a los valores proyectados para 2020.

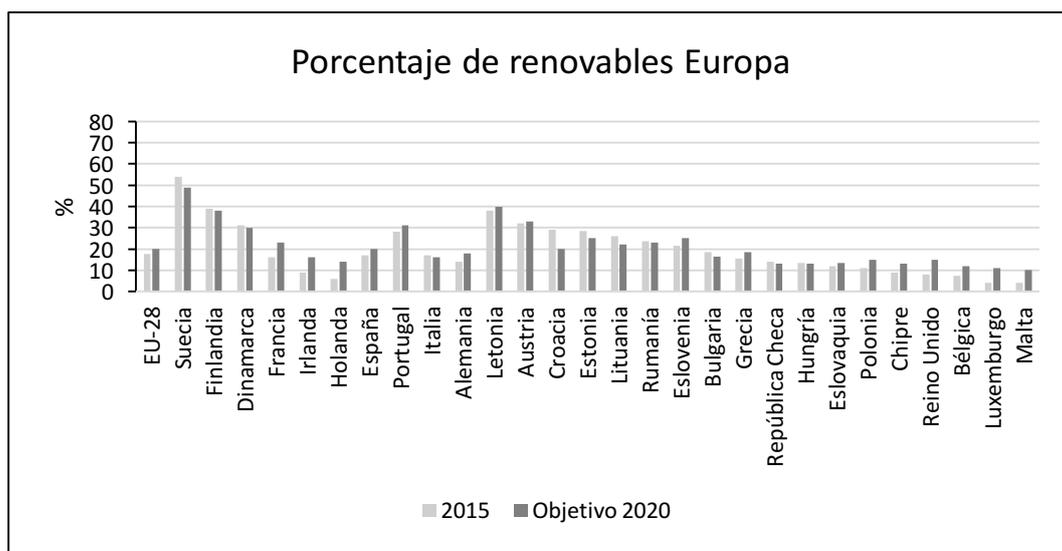


Figura 6. Porcentaje de renovables en el consumo final bruto de energía, 2015 y 2020 (%). Adaptado de Eurostat, 2017.

En el gráfico anterior se muestran los porcentajes de renovables en 2015 para los diferentes países que forman parte de la Unión Europea. Se muestra también los objetivos que han sido fijados para cada Estado miembro para 2020. Países como Suecia, Finlandia y Dinamarca presentan elevadas aportaciones de energía renovables (54%, 39% y 31% respectivamente) y en 2015 ya se encuentran dentro de los objetivos marcados. Sin embargo, otros países europeos como son Francia, Irlanda, Holanda o España (16%, 9%, 6% y 17% respectivamente) todavía se encuentran lejos de alcanzar los niveles fijados, por lo que se prevé un aumento de instalaciones de energías renovables en los próximos años.

No obstante, en los últimos años sí que se observa un crecimiento de las renovables. El aumento de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables se debe en gran medida a la expansión de tres fuentes de energía renovables en toda Europa: la energía eólica, la energía solar y los biocombustibles sólidos, en orden decreciente de expansión. La energía hidroeléctrica mantiene unas cifras similares a lo largo de la década y se mantiene como la principal fuente de energía renovable (Figura 7).

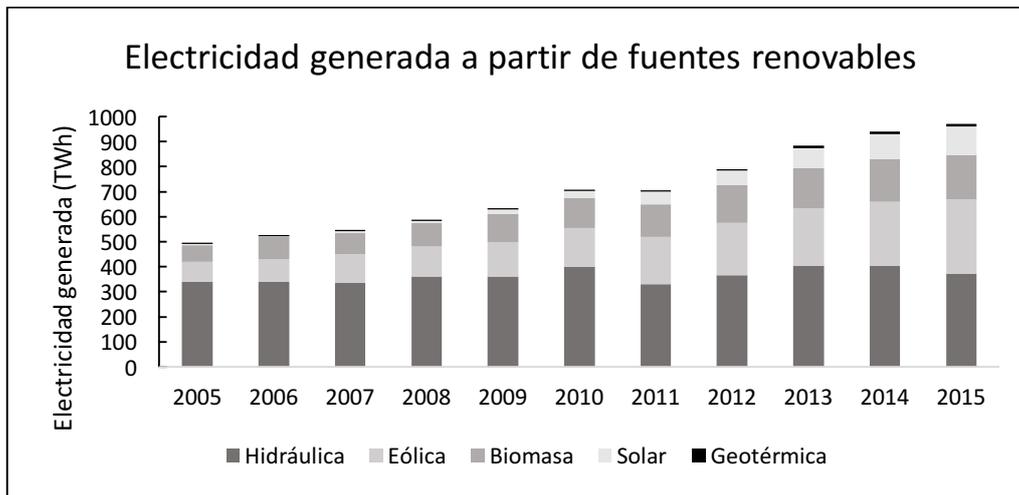


Figura 7. Electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable, EU-28, 2005-2015. Adaptado de Eurostat, 2017.

En España, entre 2002 y 2013 se produjo un aumento del 152% en las energías renovables y del 73% en la energía hidráulica (Eurostat, 2015). Concretamente la energía eólica ha aumentado un 477%, con una generación total de 53,90 TWh/año. La energía fotovoltaica ha aumentado un 4300%, produciendo 22.85 TWh en el 2013 (Eurostat, 2015). En cuanto a la energía hidráulica, aunque la tendencia es creciente, su crecimiento ha sido desigual debido a la irregularidad en las lluvias de la Península Ibérica (López-González, L.M. et al., 2007). De acuerdo con el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, en España se calcula que la generación hidráulica de baja potencia desaprovechada es de unos 1000 MW (Castro, A., 2006). Se trata de una elevada cifra que debe ser explotada en los próximos años.

Además, la energía hidráulica conlleva un bajo impacto medioambiental y una generación de electricidad estable. Para el caso de la energía solar o eólica, esta generación es intermitente (Gaudard, L. et al., 2014). Con todo esto, en el futuro próximo se espera un aumento de la energía hidráulica, siendo una parte de este aumento la recuperación de energía en redes de distribución de agua, ya sean sistemas de riego o de suministro de agua potable (Pérez-Sánchez, M. et al., 2017).

#### 1.1.4. Medidas de ahorro agua-energía en los sistemas de riego

Debido a la fuerte unión que existe entre el consumo de agua y el de energía, y a su vez, entre el consumo de energía y las emisiones de gases de efecto invernadero, a lo largo de los años se han puesto en marcha medidas que no solo proporcionan beneficios al medioambiente, sino que aportan un significativo ahorro en los costes energéticos.

Algunas de estas medidas (Soto G., 2018) son:

1. Ahorro de agua: evidentemente si se hace un uso eficiente del agua esto conllevará un uso eficiente de la energía y con ello un ahorro económico. De esta idea nacen los sistemas de riego por goteo.
2. Eficiencia energética en la red: cuanto mayores sean las pérdidas de carga de la red mayor será la energía a aportar a la red (para la misma energía demandada por el sistema de riego). Además de las pérdidas de carga que se producen a lo largo de las tuberías, también hay que tener en cuenta las pérdidas de carga que provienen de otros elementos que forman la red de riego (contadores, válvulas, codos, filtros...). Es interesante a su vez sustituir las válvulas reductoras de presión (VRPs) por otras alternativas, puesto que como veremos más adelante, estas válvulas son elementos que disipan energía con el fin de controlar la presión en la red.
3. Riego a turnos: para evitar picos de consumo de agua que provocarían una gran demanda de presión y un aumento en el consumo energético. Del mismo modo, las parcelas de gran tamaño son sectorizadas para distribuir los riegos en el tiempo exigiendo una menor presión.
4. Uso de energías renovables: permiten la obtención de energía eléctrica para su consumo en la red. Por ejemplo sistemas de energía solar, eólica, hidráulica...

Las energías renovables provienen de fuentes naturales y al contrario que los sistemas de energía convencionales (combustibles fósiles) no contaminan ni son limitadas. El cambio de los combustibles fósiles por fuentes renovables necesariamente se producirá durante este siglo. Debido a su importancia, a continuación se explica con mayor detalle el uso de energías renovables en los sistemas de riego.

#### **1.1.5. Uso de energías renovables de baja potencia en sistemas de riego**

Como ya se ha comentado antes, los sistemas de distribución de agua están fuertemente vinculados con la energía, entre ellos los sistemas de riego presurizados. En estos sistemas, en función de la topografía y topología existen zonas de alta y baja presión (Meirelles Lima, G. et al., 2016). En las zonas de baja presión, las bombas transforman energía eléctrica en energía mecánica que finalmente es transferida al agua para de esta forma elevar su presión y permitir su transporte por las diferentes conducciones. Tradicionalmente se han utilizado bombas de gasolina, diésel o queroseno e incluso molinos de viento (Yahia Bakelli et al., 2010). Con elevada frecuencia, esta energía se obtiene directamente de la red eléctrica. De un modo u otro, esto conlleva un importante coste económico.

Una forma de reducir estos costes de energía es instalando sistemas que permitan la obtención de energía de fuentes naturales, como puede ser el sol o el viento. Estos sistemas están cogiendo cada vez más fuerza en el mercado y resultan especialmente útiles en ubicaciones donde el acceso a la red eléctrica es complicado (Yahia Bakelli et al., 2010).

En el caso de la energía solar, existen sistemas de bombeo formados por bombas alimentadas directamente por placas fotovoltaicas. De este modo se obtienen importantes ahorros económicos al no tener que pagar la electricidad y además estos sistemas presentan un menor impacto en el medioambiente (Wikipedia, Bombeo solar 2017).

Generalmente la instalación consiste en los paneles solares, un inversor de corriente continua a alterna, la/s bomba/s y un depósito de agua. El depósito de agua juega el papel de las baterías, ya que

el bombeo se realiza cuando existe energía solar disponible, momento en que se produce el llenado del tanque. El inversor de corriente permite transformar la corriente continua procedente del panel fotovoltaico en corriente alterna, que es con la que trabaja la bomba (Yahia Bakelli et al., 2010). Cuando la instalación es de pequeño tamaño, con frecuencia se emplean bombas de corriente continua.

Cuando se diseñan estos sistemas de bombeo, es necesario tener en cuenta las condiciones de irradiación solar en la ubicación a instalar y las condiciones de funcionamiento del riego (Wikipedia, Bombeo solar 2017). Si las condiciones son adecuadas, los bombeos solares pueden ser una alternativa a los bombeos tradicionales.

Análogamente al bombeo solar se encuentra el bombeo eólico, que funciona accionado por el viento. El bombeo eólico suele emplearse para aplicaciones de pequeño tamaño. Dentro del bombeo eólico podemos distinguir dos categorías (Jim Barr, 2018):

- Bombeos de conducción directa, donde una manivela en el eje de la turbina permite accionar una barra que oscila verticalmente y permite el bombeo del agua. Este tipo de bombeos ha sido empleado por el hombre desde hace cientos de años y apenas se usa en la actualidad. Existe también la posibilidad de utilizar un sistema de engranajes que proporcione un movimiento de la manivela más lento que el de la turbina, de este modo obtenemos un bombeo más lento pero que permite bombear más volumen de agua.
- Bombeos con generador eléctrico en la turbina: en este caso, la turbina genera electricidad que es consumida por una bomba eléctrica. La ventaja que presenta este tipo de bombeo con respecto al anterior es que la turbina no tiene que estar necesariamente en la misma ubicación que la bomba, sino que podemos ubicarla en aquellos puntos en los que la obtención de energía sea mayor, para aprovechar al máximo la energía del viento.

Tanto en los bombeos solares como los eólicos existe la posibilidad de estar conectado a la red, de forma que cuando la energía obtenida por las fuentes naturales no es suficiente se recurre a la electricidad de la red. Además también existen sistemas de bombeo híbridos que combinan la energía solar y la eólica.

Se ha visto que las estaciones de bombeo consumen energía eléctrica para transformarla en energía mecánica. En el lado contrario se encuentran las zonas de elevada presión. En estas zonas es muy habitual el uso de válvulas reductoras de presión. Su objetivo es disminuir las presiones de la red y se han desarrollado métodos para optimizar la ubicación de las mismas para ver en que punto de la red se consigue un mayor control de la presión y al mismo tiempo una reducción de las fugas, que tienen un comportamiento proporcional a la presión.

Desde un punto de vista energético, estas válvulas disipan energía añadiendo pérdidas de carga a la red para adecuar la presión. Esta pérdida de energía va en contra de los principios del uso racional de los recursos (Meirelles Lima, G. et al., 2016). Desde hace años, diferentes autores han estudiado la recuperación energética en sistemas de distribución de agua mediante la sustitución de las válvulas reductoras de presión por bombas trabajando como turbinas (Carravetta et al., 2012; 2013 a; 2013 b; Ramos et al., 2010), maximizando así el uso de la energía teórica disponible (Samora et al., 2016 a; 2016 b). Estos estudios se han centrado principalmente en sistemas de distribución de agua potable y no en redes de riego, puesto que en estas últimas los consumos son más variables en el tiempo y depende de parámetros agrónomos, resultando más complicado la obtención de unos patrones de

consumo (Pérez Sánchez et al., 2017). Pese a ello, pueden emplearse otras máquinas hidráulicas, como turbinas de eje vertical (Chen et al., 2013) u otros prototipos patentados por el Politécnico de Milano que fueron estudiados por otras referencias (Malavasi et al., 2014; 2016). Sin embargo, el uso de turbinas en este tipo de instalaciones no es factible debido a su elevado coste y a la poca cantidad de energía recuperable (Meirelles Lima, G. et al., 2016).

## **1.2. BOMBAS FUNCIONANDO COMO TURBINAS**

### **1.2.1. Generalidades**

Desde 1930 se han desarrollado una serie de estudios que demuestran que las bombas trabajando en sentido inverso (trabajando como turbinas hidráulicas o PATs, del inglés, *Pump as Turbine*), pueden convertirse en una buena alternativa para la generación de energía, tanto desde el punto de vista técnico como económico (Nesbitt B., 2006).

Una bomba que funciona en sentido positivo consume energía eléctrica para mover un motor que transmite su energía mecánica a un fluido. De esta forma, el fluido puede ser transportado por las conducciones y adquirir un cierto nivel de presión.

Por el contrario, una bomba que funciona en sentido inverso lo que hace es utilizar la energía de un fluido y disminuir su presión, obteniendo energía mecánica que mediante un eje se transmite a un motor. De esta forma el motor gira en sentido inverso, convirtiéndose en generador y produciendo energía eléctrica. El funcionamiento es como el de una turbina.

### **1.2.2. Usos de bombas funcionando como turbinas**

La energía hidráulica de baja potencia se ha ido desarrollando en las últimas décadas y está siendo cada vez más usada para ahorrar energía en numerosas plantas y procesos industriales. Agarwal remarcó las ventajas que presenta utilizar PATs en lugar de micro turbinas hidráulicas: amplio rango de alturas y caudales, disponibilidad de piezas de recambio y fácil instalación entre otras (Agarwal T., 2012). De forma similar, Williams señaló las ventajas prácticas y económicas de usar PATs en lugar de micro turbinas hidráulicas cuando se trata de sistemas con alturas medias. Las bombas pueden ser empleadas para diferentes aplicaciones y suponen un menor coste que las turbinas. Además, en plantas industriales las bombas pueden ser usadas en sus dos sentidos (modo bomba o modo turbina) en función de las necesidades del proceso (Williams A., 1996). De Marchis et al. se centraron en el uso de PATs como sustitutas de las válvulas reductoras de presión. Esta aplicación permite controlar la presión en sistemas de distribución de agua y generar energía eléctrica. (De Marchis M. et al, 2014). En los últimos años la industria química también ha empleado PATs para recuperar energía. En refinerías de petróleo se pueden usar bombas en sentido inverso en lugar de válvulas reductoras para controlar la presión de ciertas corrientes de hidrocarburos. Gopalakrishnan, Wildner y Welz llevaron a cabo un caso de estudio real de una refinería en Kentucky y en China y explicaron procesos químicos donde cabe la posibilidad de esta aplicación para las PATs (Gopalakrishnan S., 1986; Wildner P. et al).

Con el paso de los años se han desarrollado diversas aplicaciones para estas máquinas funcionando en sentido inverso. Podemos clasificar estas aplicaciones en dos grupos: instalaciones donde el objetivo

principal es la generación de energía e instalaciones no diseñadas para la obtención de energía donde se pretende recuperar energía hidráulica (Chapallaz J. M. et al, 1992).

Para el primer grupo de aplicaciones, un uso común de estas bombas es en pequeñas centrales hidráulicas. En estas centrales el uso de turbinas para la obtención de energía conlleva costes de inversión iniciales muy elevados. No obstante la utilización de bombas como turbinas supone una alternativa técnica y bastante más económica. De hecho, el coste de inversión de una PAT resulta hasta un 50% más bajo que el de una turbina tradicional (Elbatran, A.H. et al, 2015).

Durante décadas se han utilizado bombas en grandes almacenamientos de agua (como lagos) para bombear agua durante la noche, con tarifas eléctricas valle, para posteriormente durante el día utilizar esas bombas en modo turbina, en hora punta de demanda energética.

En los últimos años, en instalaciones donde el objetivo principal no es la generación energética, el uso de este tipo de bombas también ha ido aumentando. La industria química y en especial las refinerías han usado esta tecnología para la recuperación de energía, pero también se ha usado en redes de abastecimiento de agua para controlar las presiones. En 2016 en la ciudad de Merano, Mosé Rossi llevó a cabo el estudio de sustitución de una válvula reguladora de presión por una PAT en un acueducto (Mosé Rossi et al., 2016). Esto constituye una importante aplicación de las mismas, puesto que pueden sustituir a las habitualmente usadas válvulas reguladoras de presión. Con este sistema, además de cumplir con el objetivo de regular la presión aguas abajo, lo que se consigue es una recuperación de energía que de otra manera estábamos disipando y desperdiciando. Esta aplicación será el objeto de estudio de este trabajo.

### 1.2.3. Válvulas Reductoras de Presión y PATs

El funcionamiento de las válvulas reductoras de presión es crear una pérdida de carga, con la correspondiente pérdida de energía hidráulica, con el objetivo de disminuir y controlar la presión. Se distinguen tres tipos de situaciones en instalaciones con válvulas (Ramos, H. et al., 2004; Calado, T. et al., 2014):

1. Si la presión de salida es mayor que el valor establecido, la válvula se cierra creando una pérdida de carga (válvula activa) ( $H_{entrada} \geq H_{válvula} \geq H_{salida}$ ) (Figura 8 A)).
2. Si la presión de entrada es menor que el valor establecido, la válvula se abre, disminuyendo la pérdida de carga (válvula pasiva abierta) ( $H_{salida} \leq H_{entrada} \leq H_{válvula}$ ) (Figura 8 B)).
3. Si la presión de salida es mayor que la presión de entrada, la válvula se cierra y actúa como una válvula de retención (válvula pasiva cerrada) ( $H_{salida} \geq H_{entrada}$ ) (Figura 8 C)).

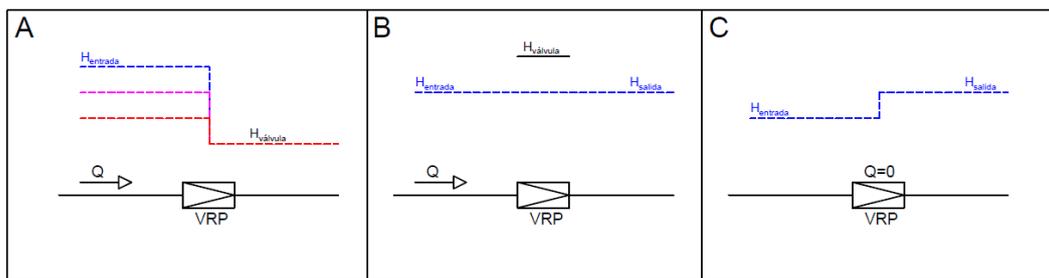


Figura 8. Funcionamientos válvula reductora de presión: A)activa B)pasiva abierta C)pasiva cerrada  
Adaptado de Ramos, H. et al., 2004.

Las válvulas se pueden controlar para trabajar en diferentes niveles de presión, en función de la variación de los consumos. Este control permite un nivel de servicio más eficiente y un mejor comportamiento hidráulico. Existen 4 maniobras de control para las válvulas reductoras de presión funcionando en activa (Ramos, H. et al., 2004):

1. Válvula a carga constante: mediante esta maniobra, sea cual sea el caudal y la presión de entrada, la válvula reduce la presión de salida, manteniéndola constante e igual a un valor establecido.
2. Válvula con pérdida de carga constante: la válvula genera una pérdida de carga constante de forma que la presión de salida varía con la presión de entrada, manteniendo la diferencia entre ellas constante.
3. Válvula con carga constante variable en el tiempo: durante cada intervalo la válvula regula la presión para mantener constante la presión de salida, independientemente de la presión de entrada. A medida que cambia el intervalo se modifica la presión de salida.
4. Válvula con carga ajustable: en función de la carga, la válvula ajusta automáticamente la pérdida de presión.

En redes con excesos de energía es posible instalar PATs para aprovechar esos excesos y producir energía eléctrica. De otra forma, el exceso es disipado por las válvulas reductoras. Por tanto, las bombas funcionando como turbinas constituyen una fuente de energía limpia, con bajo impacto en el medioambiente.

#### 1.2.4. Ventajas e inconvenientes

Utilizar una bomba trabajando en sentido inverso en lugar de usar una turbina tiene numerosas ventajas. Existe una amplia gama de bombas en el mercado que pueden ser usadas para diferentes alturas y caudales (Calado et al., 2014). En cuanto al aspecto económico, una turbina resulta más cara que una bomba de dimensiones similares. De hecho, la inversión en una bomba en lugar de en una turbina puede suponer un ahorro del 50%, lo que se traduce en un periodo de retorno mucho menor (Chapallaz et al., 1992). Además, el número de fabricantes de turbinas resulta mucho más reducido que el de bombas, lo que implica precios más elevados y menos opciones para elegir. Esto se debe a que las bombas se diseñan para funcionar en un amplio abanico de alturas y caudales (mediante producción en serie) mientras que las turbinas requieren un diseño a medida para el lugar de funcionamiento.

Por otro lado, como consecuencia de un mayor número de fabricantes de bombas (Chapallaz et al., 1992), la disponibilidad de una bomba o de piezas de recambio es mucho mayor que cuando se trata de turbinas, lo que facilita tanto la obtención de un nuevo producto como la reparación por avería de un componente en un plazo aceptable.

Si hablamos de mantenimiento, cuando se trata de una turbina se necesita un técnico altamente cualificado mientras que cuando se trata de una bomba el mantenimiento es mucho más sencillo y la disponibilidad de técnicos especialistas es mayor. La operación de una bomba funcionando como turbina resulta simple y presenta un amplio rango de funcionamiento dependiendo del caudal y las condiciones de la instalación (Pérez-Sánchez et al., 2017). Las bombas funcionando como turbinas poseen una esperanza de vida de unos 25 años (Pérez-Sánchez et al., 2017).

El principal inconveniente de una bomba funcionando como turbina es la falta de información sobre su funcionamiento en sentido inverso. Los fabricantes facilitan la curva de funcionamiento de las bombas en sentido positivo pero no en sentido inverso. Es por ello que es necesario predecir el funcionamiento de la misma a través de posibles métodos existentes como pueden ser ecuaciones teóricas o ensayos en laboratorio. Otro inconveniente es no disponer de ningún sistema de control de caudal, por lo que si el caudal no se mantiene constante la bomba queda fuera de su punto óptimo de funcionamiento.

En regímenes permanentes, las VRPs y las PATs tienen un funcionamiento similar (bajo el punto de vista del control de la presión), con la ventaja de que las PATs permiten producir energía. En regímenes transitorios el funcionamiento de ambos sistemas es diferente, siendo necesario un estudio de cada caso particular para decidir cuál es la mejor opción (Ramos, H. et al., 2004).

A pesar de estos inconvenientes, las PATs ofrecen una buena alternativa para la recuperación de energía hidráulica y mejora de la eficiencia de la red, disminuyendo su dependencia de energía externa y reduciendo los costes de explotación (Nogueira Vilanova, M. R. et al., 2014). Además, estas desventajas pueden reducirse al mínimo si se selecciona cuidadosamente la PAT y se utiliza en su punto óptimo.

### 1.2.5. Diferencias entre bomba y turbina

Si se realiza una comparativa entre una bomba y una turbina se pueden observar múltiples diferencias. A continuación se muestra una tabla-resumen con los aspectos más importantes:

ASPECTO	TURBINA	BOMBA
<b>Flujo de energía</b>	Entrada de energía hidráulica por medio de un fluido a presión y salida de energía mecánica a través de un torque en el eje de la máquina.	Entrada de energía mecánica a través de un torque en el eje de la máquina y salida de energía hidráulica por medio de un fluido a presión.
<b>Altura de presión hidráulica</b>	A medida que aumenta el caudal disminuye la altura.	A medida que aumenta el caudal (generado por la bomba) aumenta la altura.
<b>Condiciones de operación</b>	Caudal, altura y velocidad de rotación variables. Se regulan los caudales para ajustar la potencia. Puntos de funcionamiento variables.	Caudal, altura y velocidad de rotación constantes. Se diseñan para un punto de funcionamiento (punto óptimo).
<b>Transformación energética</b>	La energía potencial que presenta el fluido se transfiere a la máquina en forma de energía cinética, que genera electricidad.	La energía cinética se transmite al fluido y se transforma en energía potencial. Supone un consumo de electricidad
<b>Probabilidad de cavitación</b>	Baja	Alta
<b>Pérdidas por fricción</b>	Bajas debido a pasajes de rotor cortos.	Importantes, debido a pasajes del impulsor grandes y de sección transversal creciente.
<b>Coste</b>	Elevado	Bajo

Tabla 1. Diferencias entre bomba y turbina. Adaptado de Audisio, 2004.

### 1.2.6. Diferencias entre modo turbina y modo bomba

Que sea posible invertir el sentido de flujo en una bomba para que se comporte como una turbina no quiere decir que la bomba presente el mismo rendimiento trabajando en sentido positivo y en sentido inverso. De hecho, siempre se da que el punto óptimo en el modo turbina presenta mayor altura y caudal que en el modo bomba, comportamiento que se debe a las pérdidas hidráulicas.

Si se calcula el punto de mejor eficiencia para el funcionamiento en modo bomba (punto ideal siguiendo la teoría), la altura de salida sufre una reducción que se debe a pérdidas hidráulicas y volumétricas que dependen de las características de diseño de la bomba en cuestión.

Si funcionando en modo turbina se somete a la bomba a la misma velocidad de rotación que en el modo bomba, la presión de entrada a la máquina (para operar en su punto óptimo) debe ser mayorada en la cantidad equivalente al valor de las pérdidas hidráulicas.

Además de todo lo anterior, también ha de tenerse en cuenta la forma de la voluta de la bomba y la forma de sus álabes (ángulos), pues de esto va a depender también la energía intercambiada entre el fluido y la máquina. Es por ello que en función del diseño de la bomba dos máquinas pueden comportarse de la misma forma en el modo bomba y de distinta forma trabajando como turbinas (Audisio O., A., 2004).

El funcionamiento de las bombas y las turbinas suele venir dado por medio de curvas de la altura en función del caudal. Para el caso de las bombas funcionando como turbinas se puede representar el modo bomba y el modo turbina en una misma curva, donde los valores de caudal negativos corresponderán al funcionamiento de la bomba en sentido inverso. A continuación se muestra un ejemplo de la curva altura-caudal para una misma bomba en sus dos sentidos de funcionamiento, considerando en ambas la misma velocidad de rotación en valor absoluto.

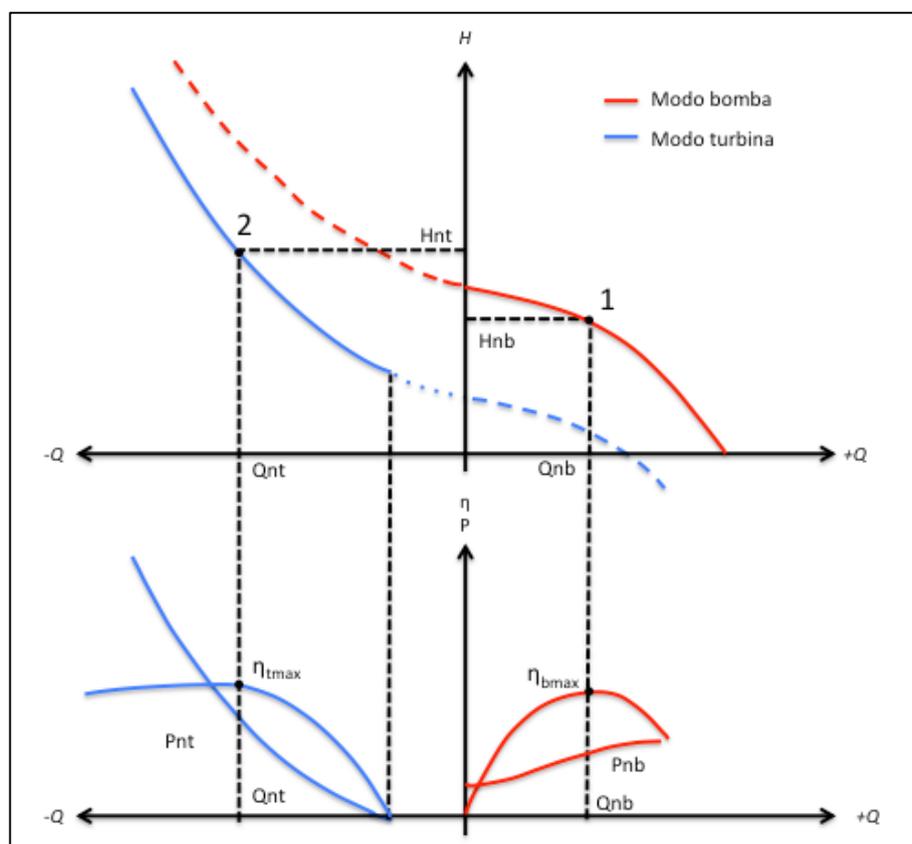


Figura 9. Curva altura-caudal para bomba funcionando en sus dos sentidos a la misma velocidad de rotación. Adaptado de Audisio O., A., 2004.

El punto 1 define el punto de mejor rendimiento cuando la bomba trabaja en sentido positivo. A su vez, el punto 2 define el punto de mejor eficiencia en modo turbina. Como se puede observar, existen diferencias en cuanto al caudal, la potencia y el rendimiento de la bomba.

**a) Caudal:** En el modo bomba el caudal se reduce con la altura y es cero para la máxima altura o altura de corte. En el modo turbina el caudal aumenta con la altura.

**b) Potencia:** En el modo bomba existe una potencia mínima que se consume a una altura determinada y a un caudal 0 (arranque). A medida que aumenta el caudal se produce el aumento de la potencia

consumida por la bomba. En sentido inverso, la bomba no genera energía hasta que no se supera un caudal mínimo que recibe el nombre de caudal de vacío. Superado este caudal, la potencia aumenta con el caudal. Como se aprecia en la figura anterior, el punto óptimo de funcionamiento en modo turbina se da a mayor altura que en el modo bomba.

c) Rendimiento: En el modo bomba el rendimiento a caudal nulo es cero. A medida que aumenta el caudal se produce el aumento del rendimiento, hasta llegar a su valor máximo que corresponde con el punto nominal de funcionamiento de la bomba. Una vez alcanzado este punto, si se aumenta el caudal se produce una reducción del rendimiento. El rendimiento en el modo turbina se comporta de manera similar al modo bomba, con la diferencia de que no parte de caudal cero, sino del caudal de vacío. Por debajo de ese caudal no existe generación de potencia y por tanto el rendimiento es nulo.

### **1.2.7. Aspectos a tener en cuenta en las PATs**

El objetivo de diseño de una bomba no es su funcionamiento como turbina, por tanto las bombas que trabajan en sentido inverso se encuentran fuera de sus condiciones normales de operación. Es por ello que resulta conveniente revisar algunos aspectos de la máquina para su correcto funcionamiento en modo turbina:

a) Velocidad de rotación: El objetivo es que la bomba trabaje a una velocidad de rotación constante. Si el caudal es constante la velocidad de rotación tampoco variará. Sin embargo, en la mayoría de los casos de aplicación de las PATs los caudales no serán constantes, por lo que será necesario establecer alguna medida de regulación. Una opción es emplear una válvula reguladora de presión situada antes de la bomba que permita regular el caudal de forma automática. Para esta medida se necesita un dispositivo regulador, lo que aumenta considerablemente la inversión (Audisio O., A., 2004).

b) Velocidad de Embalamiento: Cuando una bomba está funcionando en modo turbina, esta puede alcanzar una velocidad máxima de rotación que recibe el nombre de velocidad de embalamiento. Esta velocidad se alcanza cuando la turbina está funcionando a pleno caudal y sin carga; es decir, sin conectar al motor eléctrico. Esta situación puede darse por ejemplo ante un gradiente de presión. Hay que tener especial cuidado con la velocidad de embalamiento e incluir un mecanismo de protección, puesto que de no hacerlo este fenómeno podría ocasionar el daño de la máquina. Si la bomba con la que se trabaja no dispone de elementos de protección de velocidad, es necesario al menos comprobar que las condiciones límite de diseño mecánico de la máquina se encuentran por encima de la velocidad de embalamiento. En general, la velocidad de embalamiento de las PATs suele oscilar entre un 120%-150% de la velocidad de rotación (Audisio O., A., 2004).

c) Cavitación: La cavitación sucede cuando el líquido pasa bajo determinadas condiciones a estado gaseoso e inmediatamente vuelve a estado líquido. Ocurre en las partes de la instalación hidráulica en que la presión decrece por debajo de la tensión de vapor del fluido (Audisio O., A., 2004). Los efectos que este fenómeno produce van desde ruidos y vibraciones hasta la erosión y el daño de la propia instalación. Por tanto, será necesario prestar atención a la altura de contrapresión en el lado de descarga para que se garantice la eliminación de este problema.

### **1.2.8. Tipos de PATs**

Normalmente las bombas en modo turbina se utilizan en sistemas hidráulicos a presión, para la recuperación energética. Sin embargo, las PATs también se pueden emplear en caudales que circulan

en canales abiertos (Pérez-Sánchez et al., 2017). En cualquier caso, estas máquinas cubren un amplio rango de alturas y caudales.

Los principales diseños de bombas existentes son: de flujo radial, flujo mixto y flujo axial. Las bombas de flujo radial están pensadas para funcionar en escenarios de elevada presión (hasta 200 mca) pero con caudales pequeños. En el lado contrario se encuentran las bombas de flujo axial, que con una altura máxima de unos 15 mca permiten trabajar con grandes caudales. Las bombas de flujo mixto cubren la zona de alturas y caudales intermedios, con alturas que oscilan entre los 6 y los 30 mca (Chapallaz et al., 1992).

El rango de aplicación de estas bombas puede ampliarse mediante el uso de bombas multietapa, que poseen varios impulsores en un mismo eje. De esta forma, cada impulsor recoge el flujo del anterior y eleva la presión, lo que permite alcanzar grandes alturas. Con bombas de doble o multiflujo (bombas de varias entradas) los impulsores se colocan en paralelo y esto permite doblar la capacidad de la bomba manteniendo la misma altura que un impulsor individual (Chapallaz et al., 1992).

Una vez se selecciona la bomba a utilizar y se conoce el funcionamiento de las PATs en los puntos óptimos, es necesario realizar un análisis de viabilidad económica para confirmar que la inversión sea rentable.

### 1.3. ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA

La sustitución de válvulas reductoras de presión por bombas trabajando como turbinas hace posible obtener energía eléctrica que puede ser utilizada para consumo propio o puede ser vendida a la red. Esto permite una reducción de los gastos de explotación y de la demanda de energía a la red eléctrica (Portela, M. M., 1988).

La energía que se produce depende del caudal diario y puede ser obtenida a través de la siguiente ecuación:

$$E_{energía} = \sum \eta \gamma Q H \Delta t = \sum P_u \Delta t \quad (1)$$

siendo:

$E_{energía}$  es la energía (kWh)

$\eta$  es el rendimiento de la PAT

$\gamma$  es el peso específico del fluido, en nuestro caso agua (9810 N/m<sup>3</sup>)

$Q$  es el caudal que circula por la PAT (m<sup>3</sup>/s)

$H$  es la altura que recupera la PAT (mca)

$P_u$  es la potencia (kW)

$\Delta t$  es el intervalo de tiempo (h)

Sin embargo, la instalación de las bombas conlleva unos costes que podemos clasificar en tres categorías: costes de inversión inicial, costes anuales de operación (explotación, mantenimiento y

repuestos) y costes de sustitución de las máquinas. Los costes de sustitución aparecen cuando se pretende explotar la red de riego durante un tiempo superior al tiempo de vida de las bombas (Portela, M. M., 1988; 2000).

Por todo lo anterior es necesario valorar económicamente la viabilidad del proyecto. Un proyecto será viable económicamente siempre y cuando, a lo largo de su ciclo de vida, sus flujos de caja (tesorería) son capaces de devolver el capital de la inversión inicial con un interés adecuado.

Siguiendo la literatura (Grancho Ferreira, A.R., 2017), para medir el grado de conveniencia de un proyecto se dispone de indicadores financieros. Los principales indicadores son VAN (Valor Actualizado Neto), TIR (Tasa Interna de Retorno o Rentabilidad) y Periodo de Retorno (Pay Back). Para realizar los cálculos se utilizarán unos precios de mercado constantes; es decir, los beneficios y costes futuros se calcularán con los costes del primer año de explotación (Portela, M. M., 2000; 2014).

La tasa de descuento o tasa de actualización,  $k$ , permite asignar un valor a los flujos de caja que ocurren en diferentes momentos. Si  $n$  representa el periodo de  $n$  años (vida del proyecto), el valor de una unidad monetaria en el presente cambiará en el año  $n$  por  $(1+k)^n$  unidades monetarias. El valor de una unidad monetaria en el año  $n$  cambiará en el presente por  $1/(1+k)^n$  unidades monetarias (Portela, M. M., 2000).

El Valor Actualizado Neto (VAN) representa la suma acumulada de todos los beneficios menos todos los costes, esperados durante el tiempo de vida del proyecto, con una tasa de descuento. El VAN viene dado por la expresión (Portela, M. M., 2000):

$$VAN = -I + \frac{F_1}{(1+k)^1} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n} \quad (2)$$

Siendo:

$F_i$  los flujos de caja (ingresos – costes) para cada año

$k$  la tasa de descuento seleccionada

$I$  la inversión inicial que tiene lugar en el año 0 del proyecto

Si el valor del VAN es positivo, la inversión producirá ganancias por encima de la rentabilidad exigida y el proyecto puede aceptarse. Dentro de varias opciones con VAN positivo, conviene invertir en la que presente un valor más alto. Si el valor del VAN es negativo, la inversión producirá pérdidas y el proyecto debe rechazarse. Por último, si el valor del VAN es igual a cero, la inversión no produce ni pérdidas ni ganancias y la aceptación del proyecto se debe hacer por otros criterios (Portela, M. M., 2000; 2014).

La Tasa Interna de Retorno es la tasa de descuento que hace el VAN igual a cero (Portela, M. M., 2000) y se obtiene despejando el valor de  $k$  en la siguiente ecuación:

$$0 = VAN = -I + \frac{F_1}{(1+k)^1} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n} \quad (3)$$

La TIR es la rentabilidad que nos está proporcionando el proyecto. Se interpreta como la tasa de interés que permite recuperar lo invertido. Entre diferentes alternativas de proyecto, la mejor de todas es aquella que presente una mayor TIR (Portela, M. M., 2000; 2014). Sin embargo, en proyectos excluyentes no podemos basarnos únicamente en este criterio y debemos atender a otros indicadores como el VAN. Puede ocurrir que un proyecto A presente mayor TIR que un proyecto B y un valor de VAN menor que el del proyecto B para la tasa de descuento con la que estamos trabajando. En este caso debemos seleccionar el proyecto que presente mayor VAN, independientemente de que su TIR sea inferior al del otro proyecto, siempre y cuando la TIR sea mayor o igual a la tasa de descuento empleada.

Por último, el Periodo de Retorno o Pay-Back (T) mide el número de años requeridos para recuperar el capital invertido en el proyecto. Dicho de otra forma, es el año en el que los flujos de caja acumulados se hacen positivos (Portela, M. M., 2000; 2014).



## **CAPÍTULO 2. DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO**

El presente trabajo se centra en la optimización energética de la red de abastecimiento de riego para la sociedad de regantes Canyoles VI de Vallada (Valencia). A continuación se describen de manera general algunos aspectos básicos de la red de riego.

### **2.1. SOCIEDAD DE REGANTES CANYOLES VI. VALLADA**

La Sociedad de Riego Canyoles VI de Vallada está situada en el término municipal de Vallada, a 75 km de la ciudad de Valencia. Este municipio, que se encuentra a una altitud de 294 m.s.n.m., pertenece a la comarca La Costera, de la provincia de Valencia. El río Cãñoles y su valle junto a la Serra Grossa y la Serra de Enguera configuran el relieve de Vallada. Presenta un clima mediterráneo-continental, con unas temperaturas medias de 8 a 24 °C y unas precipitaciones anuales de unos 440 m<sup>3</sup>. El término municipal de Vallada limita con los siguientes municipios: Onteniente, Ayelo de Malferit, Mogente, Enguera y Montesa. Su población es de 3089 habitantes en 2016 según el Instituto Nacional de Estadística de España.

Actualmente en Vallada hay unas 1000 hectáreas de regadío, distribuidas en varias Comunidades de Regantes y particulares, siendo la Comunidad de Regantes Canyoles VI una de ellas. La agricultura, junto a la industria del mueble, constituyen las principales actividades económicas del municipio. Además se encuentra en desarrollo un proyecto para fomentar la agricultura y ganadería ecológicas en Vallada, creando así puestos de trabajo relacionados con la producción y venta de este tipo de productos, lo que aumenta la importancia de la optimización energética de las redes de riego.

La sociedad de riego en sí está formada por un total de 383 ha y 404 tomas. Antiguamente el riego era por inundación y el agua era obtenida de un pozo con un caudal de 0,1 m<sup>3</sup>/s (pozo Canyoles I). El agua era impulsada a través de una tubería de diámetro 200mm, desde el pozo Canyoles I hasta una balsa, propiedad de la Sociedad, situada a una cota de 360 m y con un volumen total de unos 5000 m<sup>3</sup>. Una vez allí el agua era distribuida por una tubería a presión de diámetro 350mm hasta acequias donde el agua discurría hasta cada una de las parcelas.

Con el paso del tiempo, el cultivo de frutales de hueso (almendros y olivo) se vio desplazado por el cultivo de cítricos, por lo que aumentaron las necesidades de agua. Además, el riego por inundación resultaba muy ineficiente, presentando elevados consumos de agua. A esto hay que sumar la escasez de agua en temporadas de consumo punta. Para solucionar estos problemas la Sociedad de Regantes decidió cambiar el riego por inundación a riego por goteo, la construcción de una nueva balsa a cota similar a la antigua y la explotación de un nuevo pozo.

En la actualidad existen dos pozos: Pozo Canyoles I y Pozo El Tollo. El Pozo El Tollo aporta un caudal de 0,1 m<sup>3</sup>/s. En funcionamiento normal, cada pozo alimenta a una balsa de forma independiente. Por

un lado, desde el pozo Canyoles I se bombea agua hasta la balsa más antigua y una vez allí el agua es repartida por una red de tuberías ramificada. Por otro lado, el agua de Pozo el Tollo alimenta a otra red ramificada de conducciones y al mismo tiempo se encarga de llenar la balsa más reciente, que posee una capacidad de unos 17000 m<sup>3</sup>. No obstante, una tubería de diámetro 350 mm permite unir las balsas y poder abastecer a los diferentes tramos de tuberías en caso de emergencia. De esta manera se tienen dos redes ramificadas que serán las encargadas de dar servicio a las diferentes parcelas que forman parte de la Sociedad de Regantes. Cada una de las parcelas dispone de un contador y una toma que conecta directamente de la red principal, de modo que no existen hidrantes.

## **2.2. MODELACIÓN DEL SISTEMA DE RIEGO EN EPANET**

Para la realización del presente trabajo, la Sociedad de Regantes de Vallada aporta una serie de datos que se detallan a continuación:

- Distribución de tuberías principales y definición de diámetros y materiales.
- Listado de contadores y parcelas.
- Listado diámetros de cada goma de parcela.
- Consumos mensuales registrados en cada contador a lo largo de los años 2001-2017.
- Superficie de cada parcela.

A partir de esta información, en primer lugar se construye el modelo de la red de riego en EPANET. EPANET es un software de dominio público creado por la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos. Este software permite la modelación de sistemas de distribución de agua a presión. Se pueden representar diferentes elementos: redes de tuberías, tomas de consumo, bombas, válvulas, tanques de almacenamiento, depósitos. Con el programa se lleva a cabo el análisis hidráulico de redes de tuberías, obteniendo la presión y los caudales en los diferentes nudos y tuberías.

### **2.2.1. Topología de la red**

La red de riego presenta una longitud total de 43,98 kilómetros. En el modelo introducido al EPANET, para tener en cuenta las pérdidas localizadas (codos de 90°, codos de 45°, TEs...), se han multiplicado las longitudes reales por 1,15, quedando la red como se muestra en la figura siguiente.

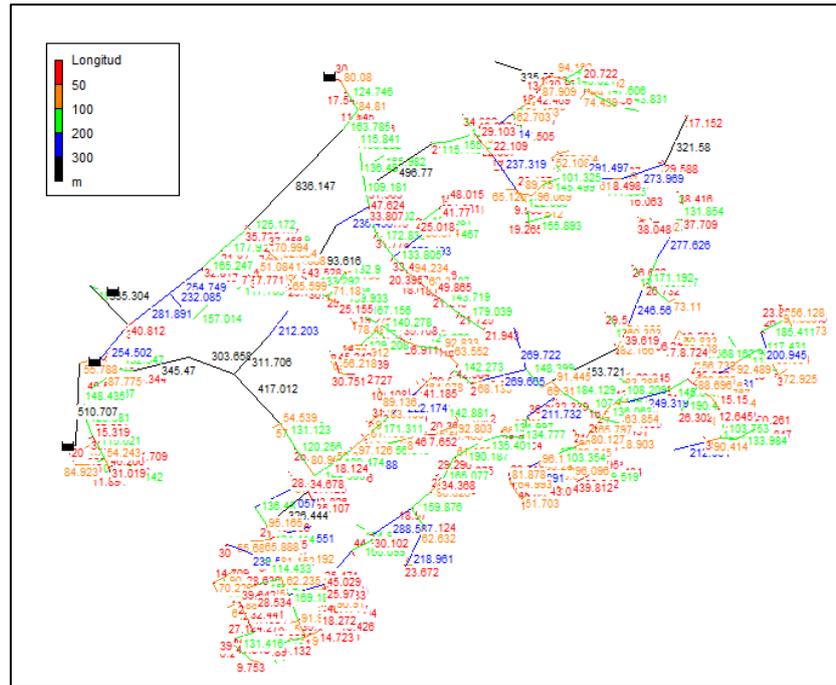


Figura 10. Longitudes red EPANET.

Tal y como se ha comentado anteriormente, las dos balsas pueden conectarse por medio de una tubería en caso de emergencia, pero el funcionamiento normal del conjunto es como dos redes ramificadas independientes. Por eso, en el desarrollo del trabajo se diferencia entre la red del Sector 1 y la del Sector 2 (ver Plano 2). Por ello, se ha realizado una labor de numeración de las líneas de distribución. Así, las tuberías principales que pertenecen al sector 1 se han numerado a partir del número 1000 y las del sector 2 partiendo del número 2000. La balsa más antigua recibe el nombre de Balsa y la más reciente se denomina Depósito. A su vez, cada una de las tomas a parcela se ha identificado haciéndolas coincidir con su número de contador.

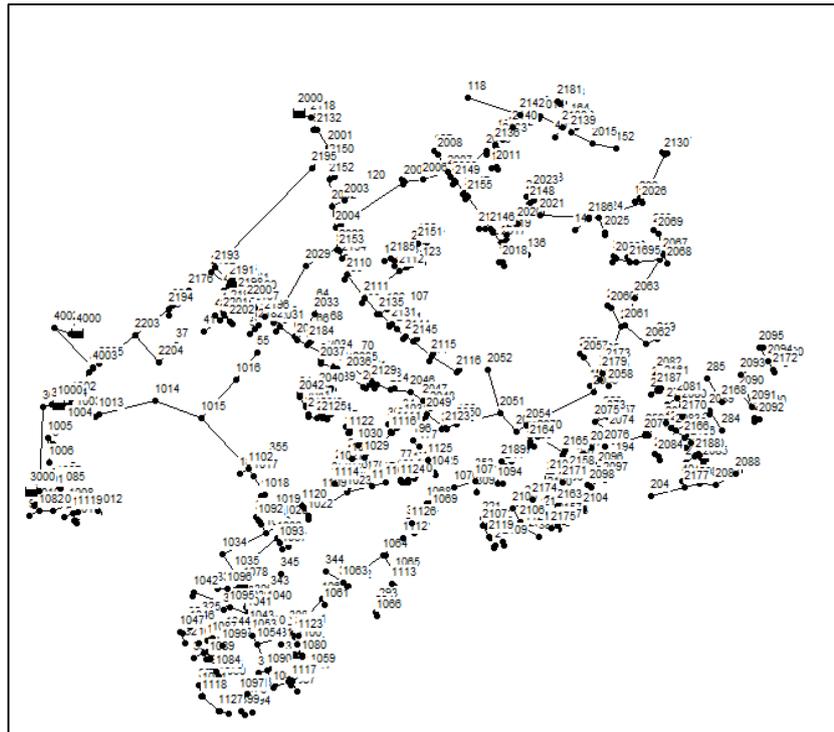


Figura 11. Numeración nudos de la red en EPANET.

A partir de Terrasit se ha descargado un modelo digital de elevación de la zona de estudio que ha sido trasladado al archivo EPANET para asignar las cotas de los diferentes puntos de la red.

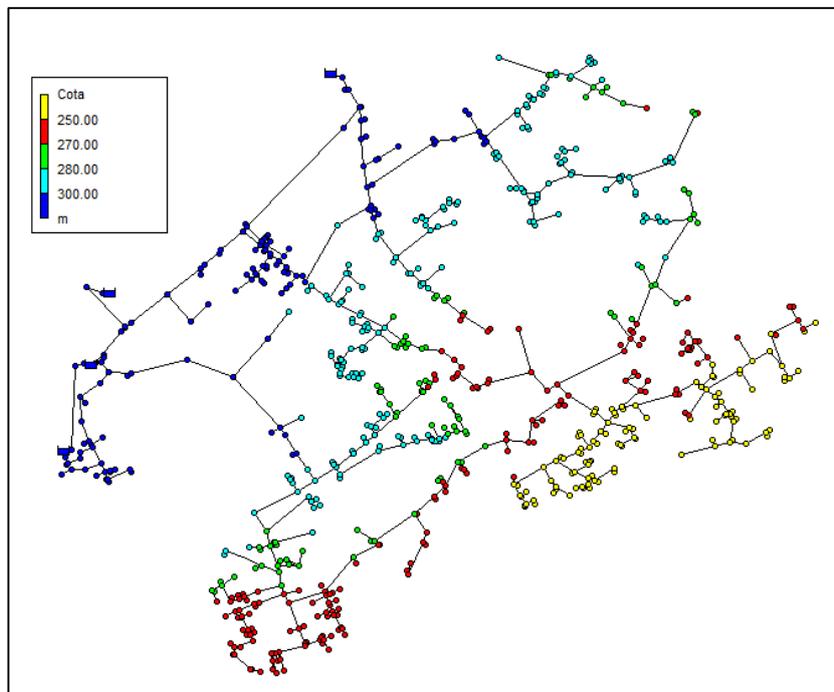


Figura 12. Cotas de la red en EPANET.

La topografía varía de una cota máxima de 383 metros sobre el nivel del mar a una cota mínima de 231 metros sobre el nivel del mar. La cota máxima pertenece al inicio de la red, mientras que la cota mínima

se da en los nudos terminales del sector 2. La balsa que alimenta al sector 1 se encuentra a una altura de 360 m sobre el nivel del mar y la que alimenta al sector 2 presenta una cota de 371 m.

### 2.2.2. Dimensiones y materiales de las conducciones

En la red existen conducciones de diferentes diámetros y materiales, pasando de conducciones de FIBROCEMENTO 500 a conducciones de POLIETILENO 40 y conducciones de PVC 63. Las conducciones de menor tamaño corresponden a las tomas a parcela mientras que las conducciones de mayor tamaño pertenecen a las zonas de distribución por donde circulan los caudales más grandes.

A continuación se presenta un listado de los diferentes diámetros y materiales empleados en las tuberías de la red de riego, así como las longitudes totales (en metros) para cada tipo de conducción:

FIBROCEMENTO		PVC		POLIETILENO	
FIB 200	1805,81	PVC 63 PN 6	2233,09	PE 40 PN 16	2169,54
FIB 250	2101,21	PVC 75 PN 6	977,97	PE 50 PN 16	1539,71
FIB 300	2598,30	PVC 90 PN 6	1144,88	PE 63 PN 16	3413,77
FIB 350	5701,30	PVC 125 PN 6	2428,71	PE 75 PN 16	1547,37
FIB 400	2867,76	PVC 140 PN 6	2952,57	PE 90 PN 16	1353,29
FIB 450	204,20	PVC 160 PN 6	1975,10	PE 110 PN 16	3981,36
FIB 500	126,12	PVC 180 PN 6	1616,33	PE 125 PN 16	1242,51

Tabla 2. Materiales de las conducciones y longitud total (metros) para cada material.

### 2.2.3. Asignación de demanda base

Una vez se han introducido las características físicas de la red en EPANET es necesario obtener una demanda base para cada una de las tomas. En el caso de estudio se conoce que los cultivos son de cítricos y de olivos, siendo los primeros mayoritarios. Además, las necesidades de agua en el caso de los cítricos son mayores, por lo que se escoge este cultivo para el cálculo de la demanda base.

Para la asignación de la demanda base, se ha supuesto que las características de las instalaciones en parcela son similares, calculándose el caudal por hectárea según los siguientes criterios:

- Se adopta un marco de plantación de 4x6 metros.
- El cultivo se supone libre de malas hierbas; es decir, se aplican tratamientos herbicidas, como es usual en la zona.
- El caudal del gotero utilizado resulta de  $1,11 \cdot 10^{-6} \text{ m}^3/\text{s}$  (4 litros/hora), colocados en un número de un gotero por metro y con dos hileras de goteros por árbol (ver Figura 13).

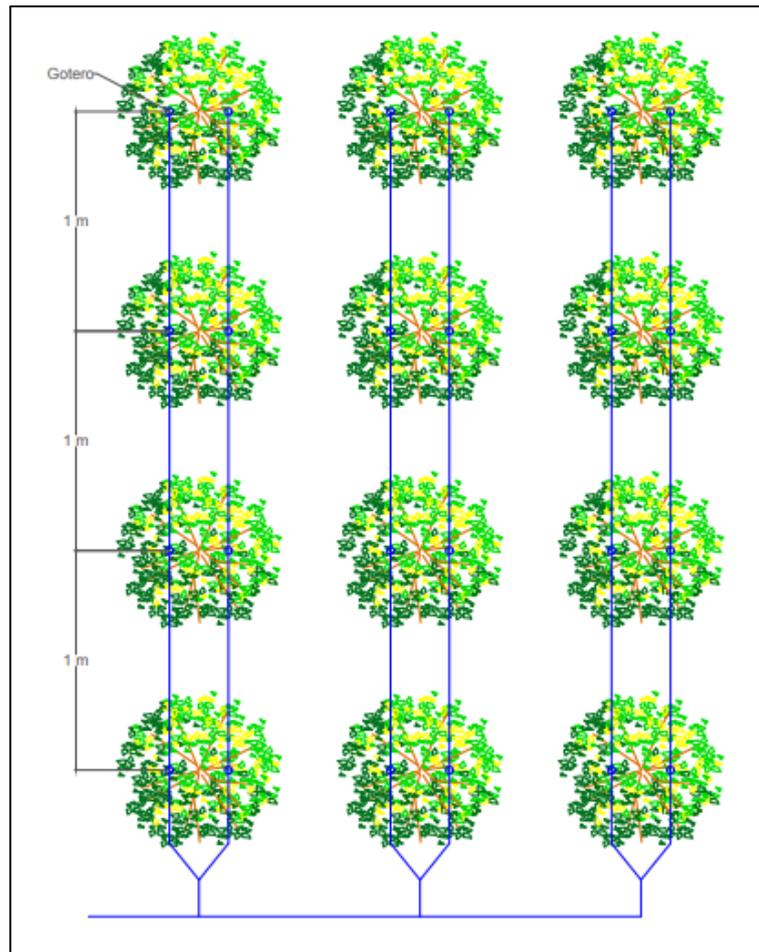


Figura 13. Esquema distribución de goteros.

Con todo esto, el cálculo de la demanda base se realiza de la forma siguiente:

$$\frac{100 \text{ m}}{6 \text{ m de marco}} = 16,66 \frac{\text{filas de árboles}}{\text{hectárea}}$$

Como cada fila posee dos hileras de goteros:

$$16,66 \frac{\text{filas de árboles}}{\text{hectárea}} \cdot 2 \frac{\text{hileras}}{\text{fila de árboles}} = 33,33 \frac{\text{hileras}}{\text{hectárea}}$$

Además, como se coloca un gotero por metro y tenemos 100 metros de largo, el número total de goteros será:

$$33,33 \frac{\text{hileras}}{\text{hectárea}} \cdot 1 \frac{\text{gotero}}{\text{metro}} \cdot 100 \frac{\text{metros}}{\text{hilera}} = 3333 \frac{\text{goteros}}{\text{hectárea}}$$

Y como se conoce el caudal de cada gotero, la demanda base resulta:

$$\text{Demanda base} = 3333 \frac{\text{goteros}}{\text{hectárea}} \cdot 4 \frac{\text{litro}}{\text{h} \cdot \text{gotero}} = 13332 \frac{\text{litros}}{\text{h} \cdot \text{hectárea}} = 3,7 \frac{\text{litros}}{\text{s} \cdot \text{hectárea}}$$

Por lo tanto se adoptará un caudal de 3,7 litros por segundo y hectárea para el cálculo de la demanda base de cada uno de los nudos, que en unidades del Sistema Internacional son  $0,0037 \text{ m}^3/\text{s}$ . Cuando se trata de parcelas de elevada área, lo que se hace es dividir la superficie de riego total en sectores de igual tamaño, de manera que se van regando a turnos los distintos sectores. En el caso de estudio, la sectorización se realiza de acuerdo con el siguiente criterio:

Superficie total de la parcela (ha)	Número de sectores
0-2	1
2-4	2
4-6	3
6-8	4

*Tabla 3. Número de sectores de riego en función de la superficie de parcela.*

En el caso de una parcela de 3 ha se tomarán dos sectores de 1,5 ha cada uno. Así, de acuerdo con el cálculo de la demanda base anterior, para esta toma la demanda base a introducir en EPANET sería de  $0,00555 \text{ m}^3/\text{s}$ .

#### **2.2.4. Variabilidad de caudales. Consumos mensuales y curvas de modulación**

Una vez se conoce la demanda base es necesario obtener los caudales de cada uno de los nudos a lo largo de todas las horas del año. Para ello es necesario introducir en EPANET la demanda base calculada anteriormente y la curva de modulación de cada uno de los nudos de consumo.

Se conocen los consumos registrados por cada contador de forma mensual a lo largo de los años. Sin embargo, no se conoce la distribución de consumo por horas a lo largo del año. A esto hay que añadir que los caudales de consumo varían cada año en función de diversos factores como pueden ser la distribución de cultivos, la madurez del cultivo, el clima o los hábitos de los agricultores. Es necesario emplear una metodología que nos permita tener un cálculo aproximado de esta distribución.

##### *2.2.4.1. Consumos mensuales*

Los datos que aporta la Comunidad de Regantes corresponden a los consumos de cada una de las tomas por meses, para el periodo 2001-2017. A continuación se muestra el consumo total para cada año, así como la evolución de la superficie regada.

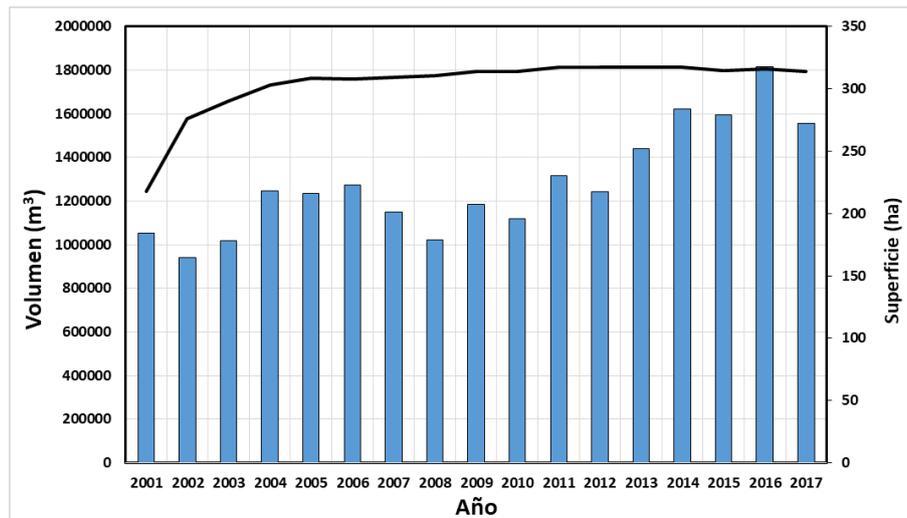


Figura 14. Consumo total por años y evolución de área de parcelas regadas.

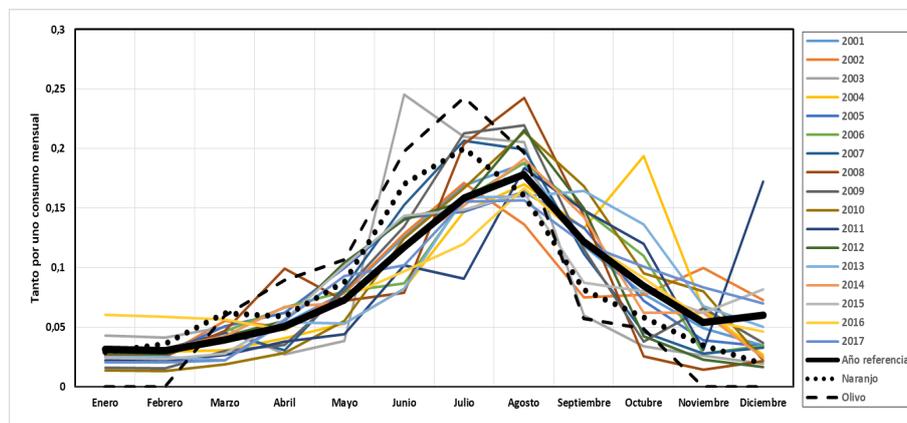


Figura 15. Consumos mensuales en tanto por uno.

En la figura anterior se presenta el consumo total mensual en tanto por uno desde el año 2001 hasta 2017, así como los consumos teóricos de naranjo y olivo. Para tener un año de referencia que permita conocer las necesidades mensuales de cada toma, en el presente estudio se realiza para cada toma la media de consumo mensual a lo largo de los diferentes años. Este año de referencia se representa también en la Figura 15. Una vez se conocen la demanda base y las necesidades de riego mensuales para cada una de las tomas, el siguiente paso es obtener las curvas de modulación.

#### 2.2.4.2. Curvas de modulación

Para obtener las curvas de modulación se ha utilizado una metodología existente que contempla diversos factores. Combina el uso de métodos estadísticos con modelos que simulan computacionalmente la apertura aleatoria de los tomas de riego.

Como la probabilidad de riego en las diferentes tomas no es uniforme, sino que varía a lo largo del día, de la semana y del mes, se han llevado a cabo entrevistas con los operantes de la red para poder estimar los hábitos de los regantes. Así, se tienen en cuenta en esta metodología el día, hora de inicio y duración del riego como factores de probabilidad de riego (Entradas). Además, los patrones de

consumo reales (Entrada 1, obtenidos de archivos históricos de la Sociedad de Regantes) pueden ser tenidos en cuenta a la hora de definir los consumos y la red puede ser simulada con bastante precisión. Los patrones que se han obtenido de las entrevistas se detallan a continuación:

Patrón de riego semanal (Entrada 2):

Existen dos tipologías de regantes. Por un lado se encuentran los propietarios de pequeñas parcelas, que no suelen regar el domingo y para los que el sábado es un día con el doble de probabilidad de riego que el resto de días de la semana (Figura 16 izquierda). Por otro lado se encuentran los propietarios de grandes parcelas, que mantienen la doble probabilidad de riego de un sábado, pero el domingo posee la misma probabilidad que cualquier otro día de la semana (Figura 16 derecha).

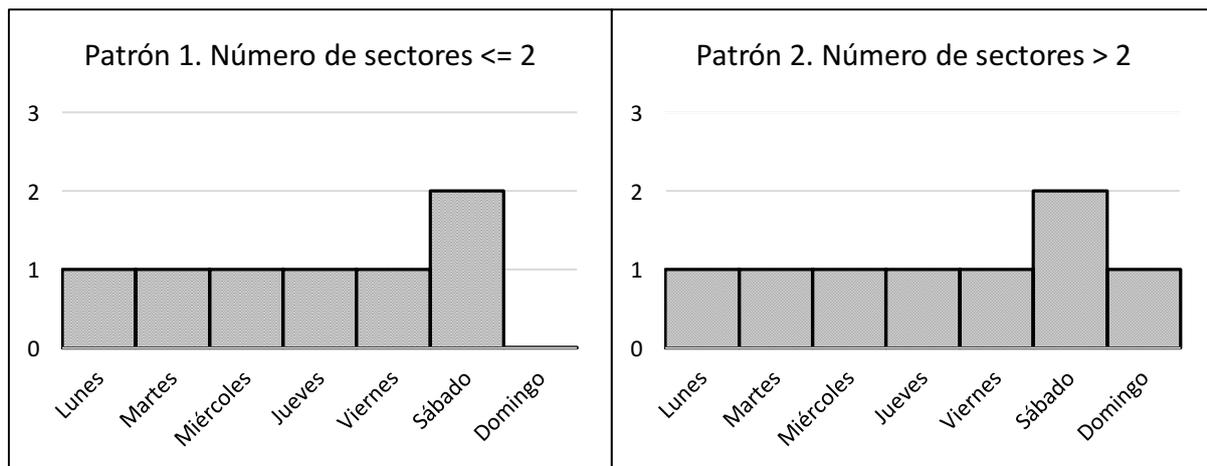


Figura 16. Patrón de riego semanal en función del número de sectores. Entrada 2. Adaptado de Pérez-Sánchez et al., 2016.

Patrón días entre riegos consecutivos (Entrada 3):

Este patrón hace referencia al máximo número de días que pasan entre dos riegos consecutivos. En los meses de más calor (Mayo-Septiembre) se riega todos los días. Para el resto de meses el número de días sin regar aumenta y presenta una gran variabilidad. Cada regante elige su intervalo de no riego en función de varios factores como pueden ser la lluvia, propiedades del suelo... En la presente metodología se han desarrollado 4 tipos de patrones. De acuerdo con los resultados de las encuestas el Patrón 1 se asigna aleatoriamente a un 40% de las tomas, el Patrón 2 a un 20%, el Patrón 3 a un 20% y el Patrón 4 al 20% restante.

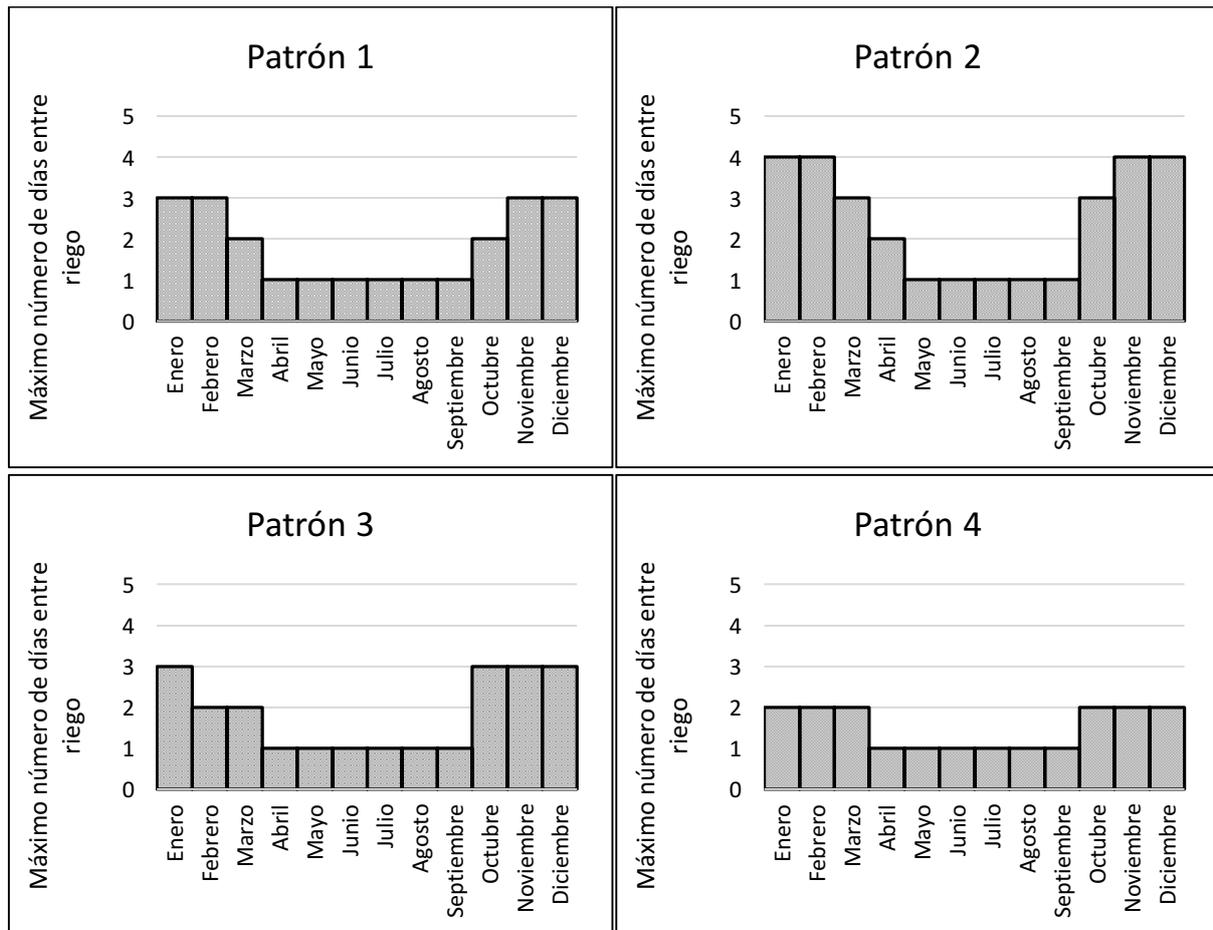


Figura 17. Patrones número de días entre riegos consecutivos. Entrada 3. Adaptado de Pérez-Sánchez et al., 2016.

Patrón de duración de riego (Entrada 4):

En este caso también se obtienen 4 tipos de patrones. De la misma forma, el Patrón 1 se asigna aleatoriamente a un 40% de las tomas, el Patrón 2 a un 20%, el Patrón 3 a un 20% y el Patrón 4 al 20% restante.

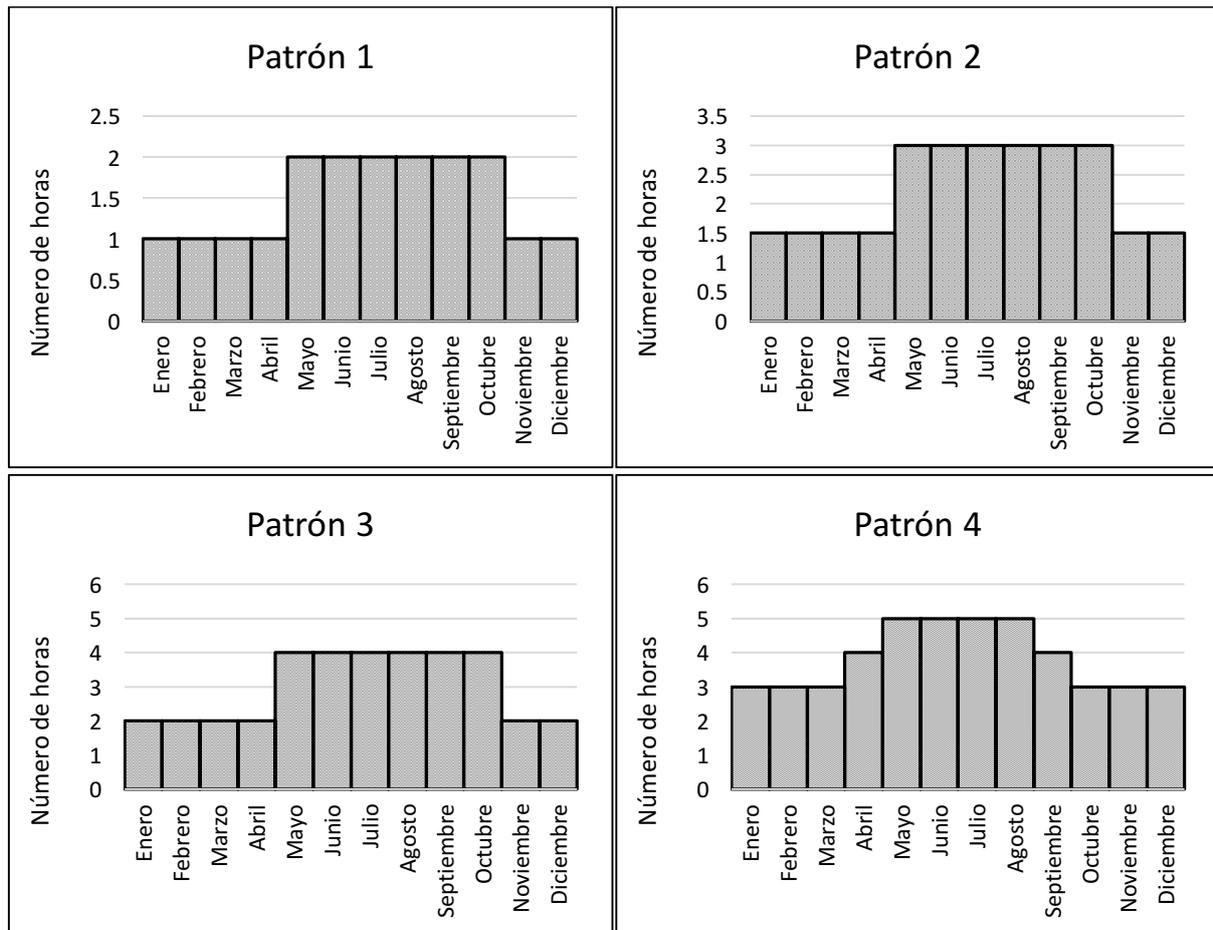


Figura 18. Patrones duración de riego. Entrada 4. Adaptado de Pérez-Sánchez et al., 2016.

Distribución de probabilidad de inicio de riego:

En general, los agricultores riegan con mayor o menor frecuencia en unas horas determinadas. En los meses de invierno (Octubre-Abril), se establece un patrón donde los riegos comienzan entre las 08:00 y las 18:00. Para los meses de verano (Mayo-Septiembre) las horas de riego se dan en las horas de menor temperatura: de las 04:00 a las 12:00 y de las 18:00 a las 00:00. Por último existe un tercer patrón para las tomas que corresponden a parcelas de más de dos sectores, que riegan a cualquier hora del día a lo largo de todo el año.

Una vez se conocen estos patrones, la metodología seguida para estimar los consumos de cada toma de riego a lo largo de un año es la siguiente:

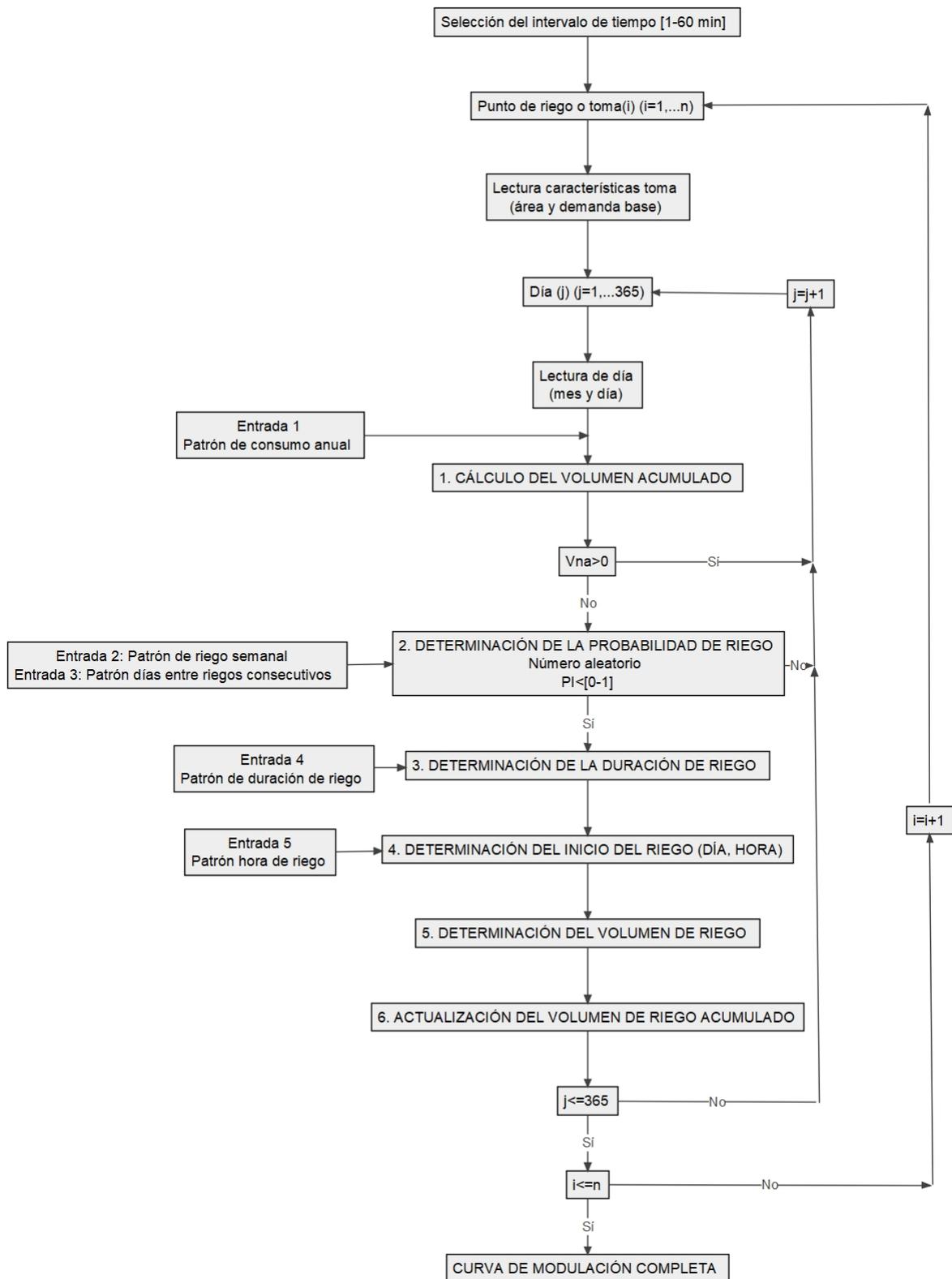


Figura 19. Descripción esquemática de la metodología de estimación del caudal. Adaptado de Pérez-Sánchez et al., 2016.

El intervalo de tiempo escogido es de 1 hora. Los pasos de la metodología son:

1. Estimación del volumen acumulado consumido por la toma.

La decisión de regar depende del balance (Vna) entre el volumen de riego previo y el consumo asignado (necesidades mensuales) del punto de riego o toma (Entrada 1). Si el volumen de consumo acumulado es positivo, no se trata de un día de riego y se actualiza el contador de días (j), pasando al día siguiente y volviendo al punto anterior. Sólo cuando este volumen es negativo puede existir probabilidad de riego, que se determina en el siguiente punto.

2. Determinación de la probabilidad de riego ( $P_I$ )

Para obtener la probabilidad de riego, se necesitan dos entradas: La Entrada 2 determina el patrón de riego semanal ( $w_{dj}$ ). En este patrón se muestran los días típicos de riego elegidos por los agricultores. La Entrada 3 determina el número máximo de días que pasan entre dos riegos consecutivos en función del mes del año (i). La metodología genera un número aleatorio (NA) entre cero y uno. Si  $NA_j \leq P_I$  el riego es asignado a esta toma o punto de consumo, en caso contrario se pasa al día siguiente y se repite el proceso.

$$P_I = \frac{w_{dj}}{\sum_{n=1}^{n=i-j+1} w_{dn}} \quad (4)$$

Siendo:

i=número de días dentro del intervalo;

j=día de la toma de decisión;

$w_{dj}$ =patrón de riego del día particular dentro del intervalo;

$\sum_{n=1}^{n=i-j+1} w_{dn}$ =adición total de patrones.

3. Determinación de la duración del riego

Teniendo en cuenta los hábitos de los regantes en cuanto al tiempo de riego destinado para cumplir con las necesidades del cultivo, esta metodología permite estimar la duración del riego (Entrada 4).

4. Inicio del riego

A partir de las curvas de probabilidad diarias de momento de riego (Entrada 5) se determina aleatoriamente la hora de inicio de riego. Para ello se usa la probabilidad acumulada. La curva de riego la forman 24 secciones que equivalen a cada una de las horas del día. Cuando no existe riego, el peso de riego ( $w_h$ ) en este intervalo es asignado a ser cero. La probabilidad en el intervalo de tiempo es:

$$p_h = \frac{w_h}{\sum_{h=0}^{h=23} w_h} \quad (5)$$

Siendo  $w_h$  el patrón para regar en una hora particular dentro del intervalo. La probabilidad acumulada es:

$$p_c = \sum_{h=0}^{h=m} p_h \quad (m = 0, \dots, 23) \quad (6)$$

Siendo  $m$  el número de intervalos al día.

Se genera un número aleatorio entre 0 y 1 y se lleva a la curva de probabilidad acumulada. La hora a la que se da esa probabilidad corresponde a la hora de inicio de riego. Cuando este paso es completado, el día y la hora del inicio del riego es conocido.

#### 5. Determinación del volumen de riego

Anteriormente se ha determinado la demanda base. Una vez se conoce la duración, el volumen de riego del día en curso puede ser calculado como el producto de ambos valores.

#### 6. Cálculo del consumo acumulado

El siguiente paso consiste en actualizar el valor del volumen de riego acumulado, sumando al anterior valor acumulado el último volumen de riego realizado.

Este proceso es repetido para cada día y para cada una de las tomas que forman la red de riego hasta obtener la curva de modulación que comprende las 8760 horas del año. Conocidos todos estos datos se introducen en el modelo de EPANET y se lleva a cabo la simulación en el tiempo.

## **CAPÍTULO 3. METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN**

Una vez se tiene el modelo en EPANET e introducidas la demanda base y las curvas de modulación de cada una de las tomas de la red de riego, el siguiente paso será buscar aquellos puntos óptimos para la colocación de las PATs. En este apartado se explica una metodología de maximización de la energía recuperada. La metodología (Pérez-Sánchez et al., 2018) incluye técnicas de recocido simulado con diferentes funciones objetivo y diferente número de máquinas. Una vez se han determinado las tuberías que permiten una mayor recuperación de energía, se pasa a la selección de bombas reales teniendo en cuenta las curvas altura-caudal y eficiencia-caudal de las mismas, así como la altura disponible en la red.

### **3.1. INTRODUCCIÓN A LA METODOLOGÍA**

A lo largo de los años, se han desarrollado métodos estocásticos para localizar las PATs. Estos métodos se centran en la maximización de la energía recuperada o en la minimización del exceso de presión (Giugni et al., 2014; Samora et al., 2016), pero debido a la gran variabilidad de los escenarios reales, la localización de las máquinas no queda definida del todo y es imposible dar con la solución óptima. Esto ha dado lugar al desarrollo de nuevas metodologías basadas en algoritmos metaheurísticos, como son el recocido simulado (Samora et al., 2016), la búsqueda tabú (Conceição Cunha et al., 2004) o la optimización por enjambre de partículas (Baghaee et al., 2012; 2016; 2017; Kaviani et al., 2009).

La metodología del presente trabajo utiliza una función objetivo con un índice de viabilidad y a través del recocido simulado permite dar con la mejor solución para localizar las PATs en una red de agua a presión. El recocido simulado consiste en un proceso iterativo que permite alcanzar soluciones de gran calidad (aproximación al valor óptimo) en problemas de optimización global. Su nombre se debe a la similitud que guarda con el proceso de recocido de los aceros, proceso en el que el metal es calentado y luego enfriado lentamente. Así se aumenta la probabilidad de que los átomos recristalicen en configuraciones de baja energía, variando sus propiedades físicas (Gutiérrez Andrade et al., 1998).

Este método resulta muy útil en problemas que presentan un gran espacio de búsqueda de soluciones en el que existen varios óptimos locales. Con frecuencia se aplica a la optimización multiobjetivo de una gran variedad de problemas de ingeniería (Pérez-Sánchez et al., 2018).

El proceso empieza con la selección de un punto aleatorio a una temperatura inicial elevada (parámetro del algoritmo) y de acuerdo con la función objetivo especificada se mueve a un nuevo punto aleatorio. Se comprueba la diferencia de la función objetivo entre esos dos puntos; si la función objetivo del último punto es superior a la anterior, el nuevo punto se acepta, pero siguiendo una función de probabilidad especificada, el algoritmo también puede aceptar el punto inferior con el objetivo de extender el área de búsqueda y evitar estancarse en un óptimo local. Una vez que un punto

es aceptado, la temperatura se reduce de acuerdo a una tasa de enfriamiento. Al reducirse la temperatura se reduce también la probabilidad de moverse a un punto inferior, controlando la aleatoriedad de la búsqueda. Para obtener buenos resultados, es necesario que el enfriamiento sea lento (similitud con metales), de modo que antes de disminuir la temperatura se prueban varios puntos (iteraciones). Al final de la búsqueda, cuando la temperatura está próxima a cero, la probabilidad de aceptar puntos inferiores es muy baja, por lo que el algoritmo converge a una solución óptima (Pérez-Sánchez et al., 2018; Spall 2003).

### 3.2. METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN

#### 3.2.1. Energía recuperada

Si se realiza un balance energético, se observa que existen diferentes términos de energía:

$$E_T = E_{FR} + E_{RI} + E_{TR} + E_{NTR} \quad (7)$$

$$E_{T_i}(kWh) = \frac{9,81}{3600} Q_i(z_0 - z_i)\Delta t \quad (8)$$

$$E_{FR_i}(kWh) = \frac{9,81}{3600} Q_i(z_0 - (z_i + P_i))\Delta t \quad (9)$$

$$E_{TN_i}(kWh) = \frac{9,81}{3600} Q_i P_{min_i} \Delta t \quad (10)$$

$$E_{RI_i}(kWh) = \frac{9,81}{3600} Q_i P_{min_i} \Delta t \quad (11)$$

$$E_{TA_i}(kWh) = \frac{9,81}{3600} Q_i (P_i - P_{min_i}) \Delta t \quad (12)$$

$$E_{TR_i}(kWh) = \frac{9,81}{3600} Q_i (P_i - \max(P_{min_i} ; P_{min_i})) \Delta t \quad (13)$$

$$E_{NTR_i} = E_{TA_i} - E_{TR_i} \quad (14)$$

Siendo:

$E_T$  la energía total en la red de riego (kWh/año)

$E_{FR}$  la energía total que se pierde por fricción (kWh/año)

$E_{RI}$  la energía total necesaria para permitir el riego correcto de todas las tomas (kWh/año)

$E_{TR}$  la energía teórica total recuperada (kWh/año)

$E_{NTR}$  la energía total no recuperable (kWh/año)

$E_{T_i}$  la energía potencial que existe en cada toma cuando no hay consumo en la red (kWh)

$E_{FR_i}$  las pérdidas de energía por fricción desde la balsa hasta la toma (kWh)

$E_{TN_i}$  la energía mínima necesaria en una línea para garantizar la presión mínima en el punto más desfavorable (kWh)

$E_{RI_i}$  la energía necesaria en la toma para garantizar el riego (kWh); para que en el gotero se alcance la presión de 30 mca

$E_{TA_i}$  la energía teórica disponible para ser recuperada en la línea (kWh). No es la energía que finalmente recuperamos, puesto que hay que tener en cuenta la cota y las pérdidas por fricción hasta el punto más desfavorable.

$E_{TR_i}$  la máxima energía teórica recuperable en un punto de riego o línea garantizando la presión mínima de riego aguas abajo (kWh). Cuando se trata de la última toma de la línea  $E_{TA_i} = E_{TR_i}$ .

$E_{NTR_i}$  la energía que no se puede recuperar en la línea (kWh). Esta energía se necesita para vencer el desnivel y las pérdidas que existen hasta el punto más desfavorable.

$Q_i$  el caudal que circula por la línea ( $m^3/s$ )

$z_0$  la cota de la superficie libre de la balsa (m)

$z_i$  la cota de la toma de riego (m)

$\Delta t$  el intervalo de tiempo (s)

$P_i$  la presión de servicio en cualquier punto cuando hay consumo (mca)

$P_{min_i}$  la presión mínima de servicio en la línea que garantiza la presión mínima en el punto más desfavorable

$P_{min_i}$  es la mínima presión en una toma de riego para asegurar un riego uniforme (mca). En nuestro caso son 30 mca.

A continuación se muestra un esquema con los diferentes términos de energías:

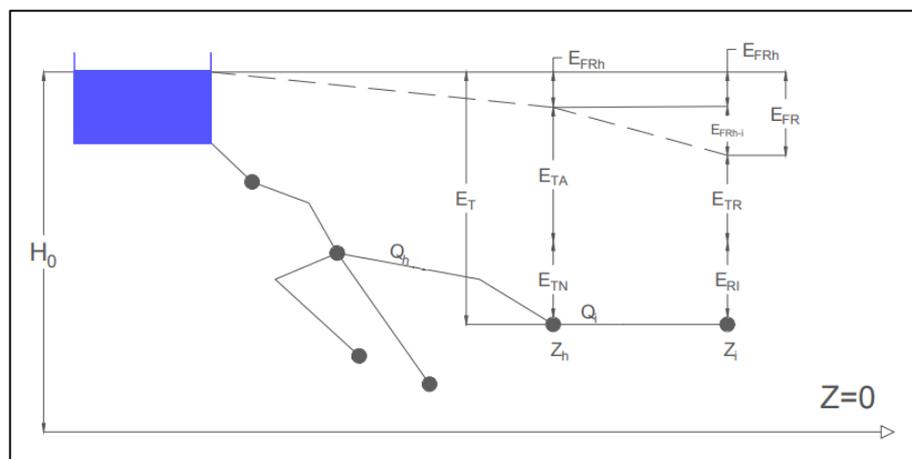


Figura 20. Esquema de energías en una línea. Adaptado de Pérez-Sánchez et al., 2016.

Si en una tubería se instala una PAT, la energía recuperada viene dada por la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} E_{R_i}(kWh) &= \sum_{k=1}^{k=p} \eta \gamma Q_{ik} (p_{ik} - \max(p_{min_i}; p_{minI_i})) \Delta t = \\ &= \sum_{k=1}^{k=p} \eta \gamma Q_{ik} H_{ik} \Delta t \end{aligned} \quad (15)$$

Siendo:

$E_{R_i}$  es la energía recuperada en la línea "i" (kWh)

$R$  significa que la energía recuperada es obtenida con una máquina

$i$  es la línea donde está localizada la PAT

$k$  es el intervalo de tiempo, que va desde 1 a "p"

$p$  es el número de intervalos de tiempo

$\eta$  es el rendimiento de la PAT

$\gamma$  es el peso específico del fluido ( $N/m^3$ )

$p_{ik}$  es la presión de servicio en cualquier punto de la red en el intervalo  $k$  (mca)

$Q_{ik}$  es el caudal que circula por la línea  $i$  en el intervalo  $k$

$H_{ik}$  es el valor de la altura en la toma de riego o línea en el intervalo  $k$  (mca)

$p_{min_i}$  es la presión mínima de servicio en la línea para asegurar la presión mínima en el punto de consumo más desfavorable (mca)

$p_{minI_i}$  es la presión mínima requerida en la toma de riego para garantizar la uniformidad del riego (mca). Para la presente red de riego será de 30 mca.

$\Delta t$  es el intervalo de tiempo (s)

A la hora de instalar las PATs podemos encontrar varias PATs en serie (Figura 21) o bien una red ramificada con PATs en diferentes ramas (Figura 22).

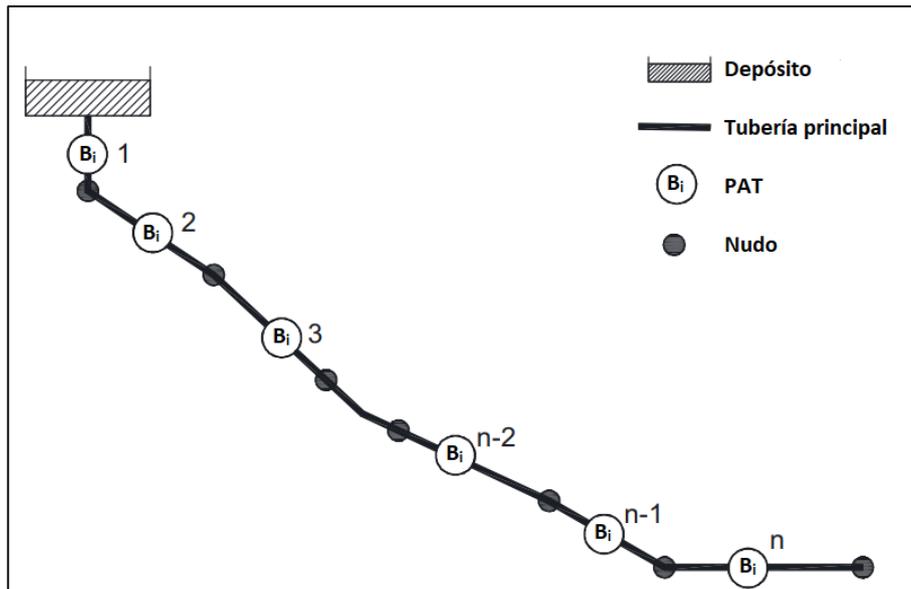


Figura 21. Instalación de turbinas en serie. Adaptado de Pérez-Sánchez et al., 2018.

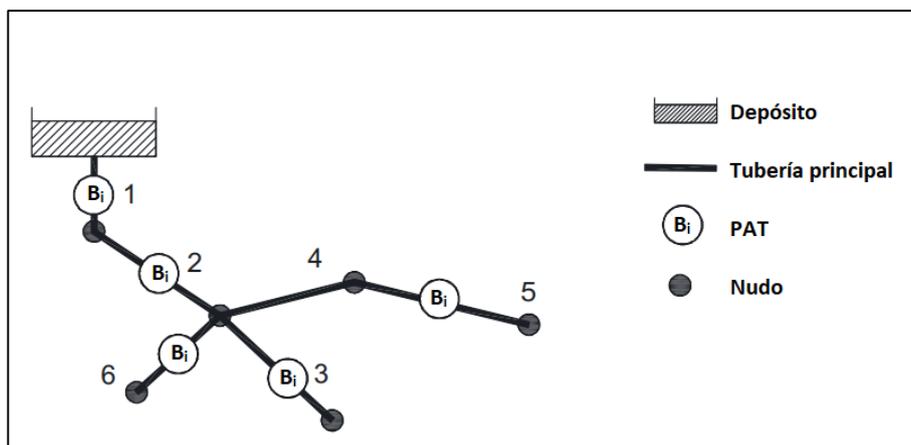


Figura 22. Instalación de turbinas en red ramificada. Adaptado de Pérez-Sánchez et al., 2018.

Cuando en una red existen varias PATs instaladas en serie, la energía recuperada en cada línea depende de la energía que se recupere aguas arriba y se calcula como:

$$E_{R_i}^S (kWh) = \sum_{k=1}^{k=p} \eta \gamma Q_{ik} (H_{ik} - \sum_{i=1}^{i=m} (H_{ik}^S)) \Delta t \quad (16)$$

Siendo:

$m$  es el número de PATs instaladas aguas arriba, que va de 0 a “ $n-1$ ”

$n$  es el número total de PATs instaladas

$E_{R_i}^S$  es la energía recuperada por la PAT instalada en la línea “ $i$ ” cuando existen otras PATs instaladas en serie (kWh)

$H_i^S$  es la altura que recuperan las otras PATs en serie que están instaladas aguas arriba de la línea “ $i$ ” (mca)

Así, para “n” PATs en serie en “n” líneas, la energía total recuperada resulta:

$$E_{TR}^S(kWh) = \sum_{i=1}^{i=n} E_{R_i}^S \quad (17)$$

Si la red es ramificada, la energía total recuperada será:

$$E_{TR}^S(kWh) = tr[[A][B][C]] = tr[D] \quad (18)$$

[A] es la matriz de tamaño n x i compuesta por unos y ceros donde “n” es el número de PATs e “i” es el número de líneas de la red. Esta matriz indica en qué líneas están instaladas las PATs. El valor será 1 cuando en esa línea haya instalada una PAT, sino será 0.

[B] es la matriz de tamaño i x i que contiene la energía recuperada en la línea cuando existe alguna otra PAT instalada aguas arriba. Esta matriz es constante en la red y está definida por el número de líneas de la red (i).

[C] es la matriz de tamaño n x i de valores 1 ó 0 e indica las líneas en las que están instaladas las PATs aguas arriba.

[D] es la matriz de tamaño n x n resultante del producto de las tres matrices anteriores. La energía teórica recuperada en la red se obtiene de la traza de la matriz [D]. La traza es el valor obtenido de sumar todos los elementos de la diagonal principal de una matriz cuadrada.

### 3.2.2. Metodología de maximización de energía

El recocido simulado es un algoritmo heurístico que sirve para resolver de forma robusta tanto problemas discretos como continuos. De acuerdo a una función objetivo, el método permite dar con la mejor solución ante una gran variedad de problemas en los que se dan un gran número de combinaciones.

En el caso del presente trabajo, el proceso de maximización se detalla a continuación:

1. Definición de las funciones objetivo para la maximización de la energía recuperada

$$\Psi_1 = E_{TR}^S \quad (19)$$

$$\Psi_2 = \frac{E_{TR}^S}{PSR} = \frac{\Psi_1}{PSR} \quad (20)$$

Siendo *PSR* el periodo simple de retorno, que se define en apartados siguientes. Esta función tiene en cuenta tanto la energía recuperada como la viabilidad económica de las PATs.

2. Generación de un listado de las diferentes líneas de la red, ordenadas de mayor a menor energía teórica recuperada ( $E_{Ti}$ ). En este paso, para cada una de las líneas, la metodología evalúa cuál es el punto de consumo más desfavorable en cada momento y determina la altura que se puede recuperar en esa línea para que el punto más desfavorable mantenga la presión mínima de 30 mca. Con ello se calcula la energía teórica recuperada a lo largo del año para cada una de las líneas y se elabora la lista ordenada.

3. Se establecen los valores de los parámetros de control, de acuerdo a un análisis de sensibilidad previo, y se modifican de acuerdo con la función objetivo de maximización. Mediante este análisis se comprueba para qué valores el método converge mejor, de modo que definen el número de iteraciones del recocido simulado a la hora de dar con la solución. Los parámetros reciben el nombre

de parámetros de enfriamiento y son los siguientes: temperatura inicial ( $T_i$ ), temperatura final ( $T_f$ ), velocidad de enfriamiento ( $\alpha_c$ ) y número de transiciones ( $L_0$ ) en cada salto de temperatura ( $T_i$ ).

4. Definición de la combinación inicial,  $X=(x_1, x_2, \dots, x_n)$ , siendo “n” el número de PATs y “ $x_i$ ” la línea donde se localiza cada PAT. El número inicial de PATs es 2 y se seleccionan las dos primeras líneas de la lista.

5. Se lleva a cabo el proceso del recocido simulado, generando una nueva combinación  $Y=(y_1, y_2, \dots, y_n)$ . Con cada iteración que se realiza, de manera “aleatoria” se añade y se borra una línea de la combinación. Las líneas se añaden considerando el orden que presentan en la lista. Cuando se llega a la temperatura mínima se obtiene el óptimo global para el número de PATs calculado. Para “n” mayor que 2, el proceso parte de la solución inmediata anterior “n-1” y comienza a buscar combinaciones con la siguiente línea de la lista ordenada. El proceso se repite para cada número de PATs.

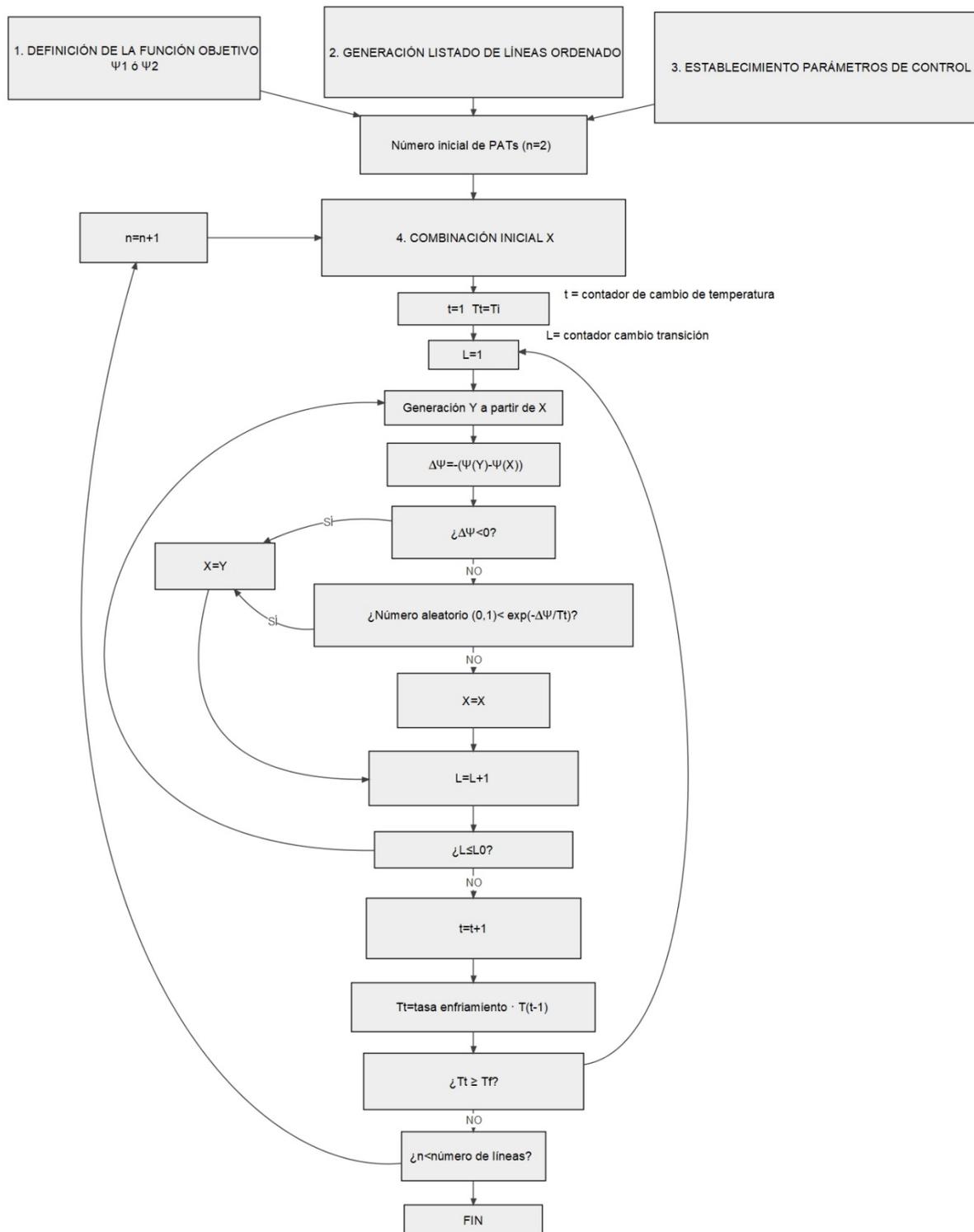


Figura 23. Esquema metodología localización de bombas. Adaptado de Pérez-Sánchez et al., 2018.

### 3.2.3. Selección de PATs

Del capítulo anterior se conocen los valores de caudal y altura disponible a lo largo del tiempo en cada una de las líneas que conforman la red de riego. En el apartado anterior se ha determinado la localización de los sistemas de recuperación. A la hora de seleccionar las PATs, en todo momento se ha de asegurar la presión para todas las tomas (en todo el rango de operación) y garantizar que las PATs a instalar no puedan absorber más altura de la disponible, puesto que el objetivo principal de la red no es la generación de energía, sino el riego de las parcelas. Por ello, una vez se conoce el caudal y la altura recuperable en las líneas se puede seleccionar el tipo de máquina hidráulica a instalar.

Debido a la gran variabilidad de caudales y alturas teóricas recuperables, existe una gran variación en la eficiencia de las PATs. El hecho de variar la velocidad de la máquina hidráulica implica la variación de la curva motriz, y por lo tanto su curva Q-H. Como se busca que la recuperación de energía sea la mayor posible, es necesario conocer la curva de altura y eficiencia en función del caudal para diferentes velocidades de rotación, para tratar de operar en la máxima eficiencia. Esta información puede ser obtenida del fabricante o de tests experimentales.

En este trabajo se dispone de una base de datos de las curvas Q-H y  $\eta$ -Q de PATs. A partir de estas curvas es posible utilizar las leyes de semejanza basadas en la variación de los parámetros específicos para conocer el comportamiento de las mismas a velocidades distintas de la nominal. Estos parámetros son el coeficiente de descarga ( $q$ ), el coeficiente de altura ( $h$ ) y el coeficiente de velocidad ( $n$ ), y cumplen las siguientes relaciones:

$$h = \frac{H}{H_0} \quad (21)$$

$$q = \frac{Q}{Q_0} \quad (22)$$

$$n = \frac{N}{N_0} \quad (23)$$

Siendo:

$H$  es la altura recuperada (mca)

$H_0$  es la altura cuando la máquina trabaja en el mejor punto de eficiencia (BEP, del inglés Best Efficiency Point).

$Q$  es el caudal que pasa por la PAT ( $m^3/s$ )

$Q_0$  es el caudal cuando la máquina trabaja en el mejor punto de eficiencia

$N$  es la velocidad de rotación a la que está funcionando la PAT

$N_0$  es la velocidad de rotación cuando la máquina trabaja en el mejor punto de eficiencia

Las leyes de semejanza (Ecuaciones 24 a 26) definen dos nuevos conceptos para aquellos puntos en los que no existen datos experimentales. El primer concepto es la línea de mejor eficiencia (BEL, del inglés Best Efficiency Line), que modifica la velocidad de rotación a medida que cambia el caudal, haciendo que la máquina opere a la máxima eficiencia en cada punto y maximizando así la recuperación energética. El segundo concepto es la línea de mejor altura (BEH, del inglés Best Head

Line), que relaciona el mejor punto de eficiencia para cada velocidad rotacional con la altura recuperada en función del caudal. Mediante estos conceptos es posible llevar a cabo la optimización de la recuperación de energía a través de la variación de velocidad rotacional en función del caudal.

$$\frac{Q_1}{Q_0} = \left(\frac{D_1}{D_0}\right)^3 \frac{N_1}{N_0} \quad (24)$$

$$\frac{H_1}{H_0} = \left(\frac{D_1}{D_0}\right)^2 \left(\frac{N_1}{N_0}\right)^2 \quad (25)$$

$$\frac{P_1}{P_0} = \left(\frac{D_1}{D_0}\right)^2 \left(\frac{N_1}{N_0}\right)^3 \quad (26)$$

Siendo:

$Q_1$  el caudal ( $m^3/s$ ) a la nueva velocidad de rotación

$D_1$  el diámetro del impulsor (m) en las nuevas condiciones de rotación

$D_0$  el diámetro nominal del impulsor (m)

$N_1$  es la nueva velocidad de rotación (rpm)

$H_1$  es la altura (mca) en las nuevas condiciones de rotación

$P_1$  es la potencia en el eje de la máquina hidráulica (kW) para la nueva velocidad de rotación

$P_0$  es la potencia en el eje de la máquina(kW) cuando funciona en condiciones nominales

El criterio para seleccionar el rango de operación de la PAT es el siguiente: cuando la altura recuperable está por encima de la altura que recupera la bomba, la presión está garantizada y se puede aumentar la velocidad de rotación para recuperar más altura mientras siga garantizada la presión. En el caso en que la altura que está recuperando la máquina está por encima de la altura recuperable es necesario bajar la velocidad de la misma puesto que la presión no está garantizada.

Para aumentar el rango de operación se instalarán grupos de PATs en paralelo. Una posible instalación en paralelo sería la que se muestra en el ejemplo de la Figura 24.

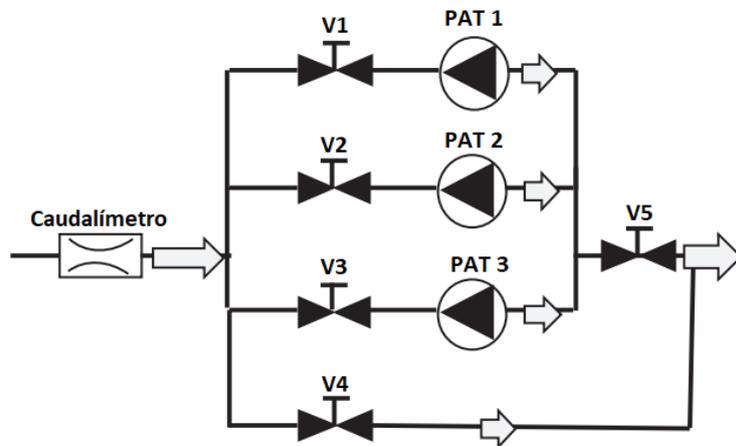


Figura 24. Instalación de 3 PATs en paralelo. Adaptado de Pérez-Sánchez et al., 2018.

Esta instalación de PATs en paralelo está formada por los siguientes elementos: un caudalímetro, válvulas de aislamiento instaladas aguas arriba de cada PAT, una válvula para permitir el by-pass (para los caudales no turbinados) y las propias PATs. El número de estas últimas dependerá de la curva característica de las mismas para poder cumplir el criterio de turbinar al menos el 80% de los caudales que circulan en cada línea.

El modo de operación de la instalación de 3 PATs en paralelo aparece en la figura siguiente:

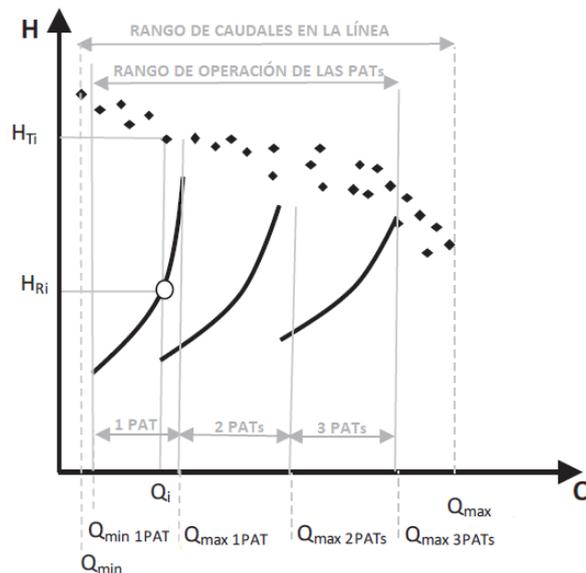


Figura 25. Rango de operación de las PATs en paralelo. Adaptado de Pérez-Sánchez et al., 2018.

- si el caudal se encuentra por encima del caudal mínimo en la línea ( $Q_{\min}$ ) y por debajo del caudal mínimo de operación para una PAT ( $Q_{\min 1PAT}$ ), la válvula 4 está abierta y el resto de válvulas (1,2,3) están cerradas.
- Si el caudal se encuentra entre  $Q_{\min 1PAT}$  y el caudal máximo de operación para una PAT ( $Q_{\max 1PAT}$ ), la válvula 1 está abierta y el resto cerradas.
- Cuando el caudal pasa de  $Q_{\max 1PAT}$  ( $Q_{\min 2PATs}$ ) se conecta la segunda PAT abriéndose la válvula 2 también. Para el resto de PATs el funcionamiento es similar.
- Cuando el caudal supera el caudal máximo definido ( $Q_{\max 3PATs}$ ), la válvula 4 (by-pass) se abre y el resto se mantienen abiertas, con las PATs turbinando. En este caso el caudal se encuentra entre  $Q_{\max 3PATs}$  y el caudal máximo que circula por la línea ( $Q_{\max}$ ).

### 3.2.4. Análisis de la energía recuperada

El siguiente paso es introducir esta información en EPANET y realizar la simulación en el tiempo para analizar los resultados de caudales y alturas recuperadas obtenidos. Con ello se obtiene la eficiencia a lo largo del tiempo en cada máquina.

De esta forma se obtienen los siguientes parámetros:

- La energía recuperada ( $E_R$ )
- El coeficiente de recuperación (RC), que es el cociente entre la energía recuperada y la energía teórica ( $E_T$ )
- La máxima potencia generada por la PAT ( $P_{\max}$ )
- La mínima potencia generada por la PAT ( $P_{\min}$ )
- El rendimiento máximo ( $\eta_{\max}$ )
- El rendimiento mínimo ( $\eta_{\min}$ )
- El rendimiento promedio ( $\eta_w$ )
- El tiempo de funcionamiento de cada máquina ( $t_{nT}$ )
- La energía total recuperada ( $E_{TR}$ )
- El coeficiente total de recuperación (TRC)

### 3.2.5. Máximo número de PATs a instalar

Si se instala un elevado número de grupos de PATs se obtiene una gran recuperación de energía, sin embargo esto complica la regulación de las máquinas hidráulicas. Además, es necesario también tener en cuenta el aspecto económico para saber si es viable.

El primer indicador económico que emplea la metodología es el periodo simple de retorno, que viene dado por la siguiente expresión:

$$PSR = \frac{IC}{I-C} \quad (27)$$

Siendo:

$IC$  es el coste de inversión en euros. Se usa un valor de 545 €/kW (valor medio teniendo en cuenta el grupo de PATs y su instalación: equipamiento civil, eléctrico y electrónico) para potencias menores a 10 kW (A. Carravetta et al., 2013).

$I$  son los ingresos anuales (€/año)

$C$  es el coste de operación anual (€/año)

Los ingresos se obtienen como:

$$I = P_E E_{TR} \quad (28)$$

Siendo:

$E_{TR}$  la energía recuperada obtenida por EPANET

$P_E$  el precio de la energía (€/kWh). Depende de si la energía recuperada se vierte a la red (precio por el que la red compra la energía) o si es para autoconsumo (precio que costaría esa energía si se obtuviese de la red). El valor medio considerado es de 0,0842 €/kWh

Los costes de operación se calculan como:

$$C = C_0 E_{TR} \quad (29)$$

Con:

$C_0$  el coste unitario de operación (€/kWh). El valor estimado es de 0,0145 €/kWh

El segundo indicador económico es el índice de energía:

$$EI = \frac{IC}{E_{TR}} \quad (30)$$

En función de estos indicadores y para las dos funciones objetivo, la metodología obtiene las mejores combinaciones posibles.



## **CAPÍTULO 4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA AL CASO DE ESTUDIO Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS**

En el presente capítulo se analizan los resultados obtenidos tras la aplicación de la metodología al caso de estudio. En primer lugar se obtienen la energía teórica total recuperable y la potencia instalada para cada sector en función del número de grupos de PATs a instalar. A continuación se realiza un análisis previo de viabilidad para determinar el número de grupos de PATs a instalar. Este análisis se realiza para un escenario neutro, un escenario optimista y otro pesimista. Una vez conocido el número de PATs a instalar, siguiendo la metodología se seleccionarán las máquinas que maximicen la recuperación de energía, se calculará el coeficiente  $K_v$  de las válvulas y se comprobará la viabilidad de las PATs seleccionadas.

### **4.1. ENERGÍA TEÓRICA RECUPERABLE Y POTENCIA A INSTALAR**

Como se ha comentado en el capítulo anterior, existen dos funciones objetivo con las que se ha trabajado. Por un lado se encuentra la función objetivo que solo contempla la maximización de la energía recuperada (E) y por el otro se utiliza un indicador económico (PSR o periodo simple de retorno) para tener en cuenta que a medida que se instalan nuevas bombas no solo aumenta la energía recuperada sino que también aumentan los costes. De esta forma la segunda función objetivo será E/PSR, que aportará unos resultados más “filtrados”. Esta última función objetivo busca maximizar la energía pero usando la mínima potencia posible.

Como en el presente caso de estudio existen dos sectores que funcionan de forma independiente, se ha decidido aplicar la metodología a cada sector de forma independiente. Posteriormente la metodología se ha aplicado a los dos sectores de forma conjunta, con el objetivo de encontrar la mejor combinación.

A la hora de calcular la energía, se ha tomado como rendimiento teórico de las PATs un valor de 0,55. A continuación se muestran los resultados obtenidos para cada sector y para las dos funciones objetivo utilizadas en función del número de grupos de PATs. Se muestran los valores hasta 100 grupos de PATs. En todos los casos se observa que el mayor incremento de energía se da entre 0 y 10 grupos de PATs, una vez se supera esa cifra la velocidad de crecimiento va disminuyendo hasta que la energía pasa a ser prácticamente constante.

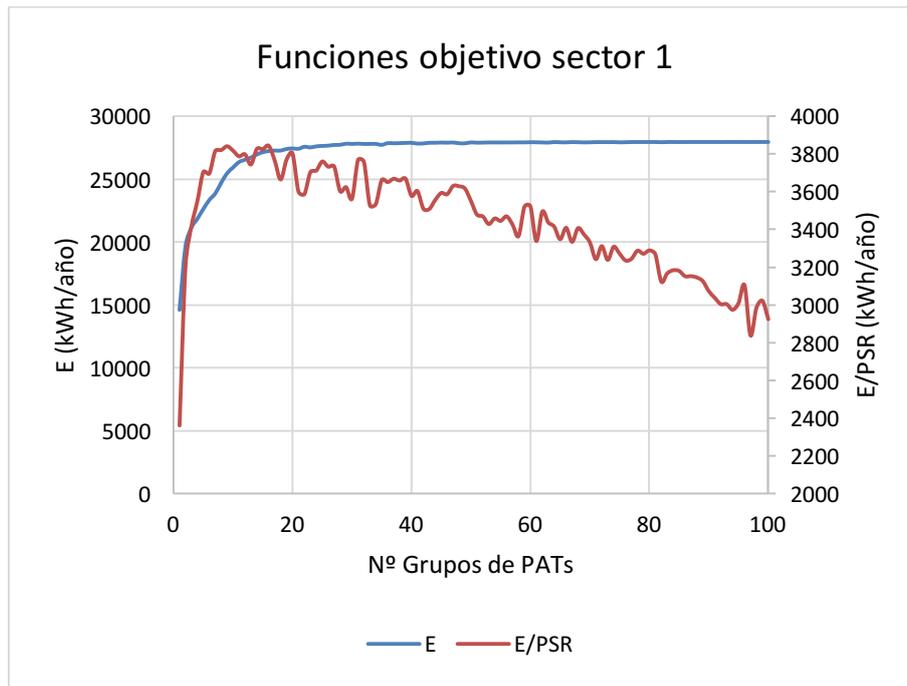


Figura 26. Resultados de la metodología aplicada al sector 1 para las dos funciones objetivo (E y E/PSR).

En el sector 1, la máxima energía teórica recuperable es de 27,9 MWh/año y se alcanza a partir de 40 grupos de PATs. La segunda función objetivo (E/PSR) presenta un tramo creciente de 0 a 15 turbinas. A partir de ese punto, a medida que aumentan los grupos de turbinas la función tiende a decrecer, debido a la estabilidad alcanzada en la recuperación de energía y al aumento de los costes que supone instalar cada grupo de PATs.

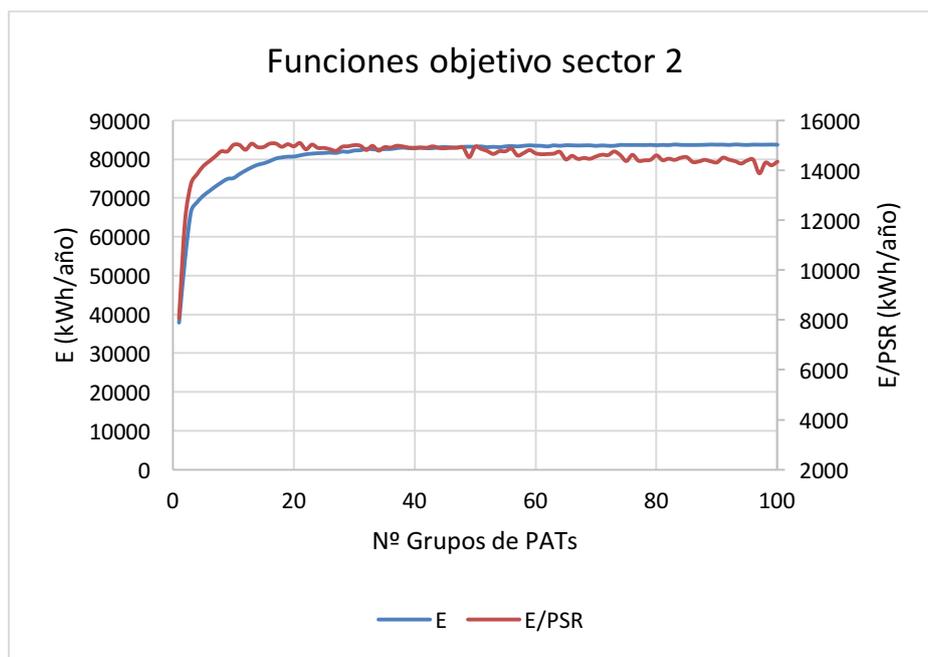


Figura 27. Resultados de la metodología aplicada al sector 2 para las dos funciones objetivo (E y E/PSR).

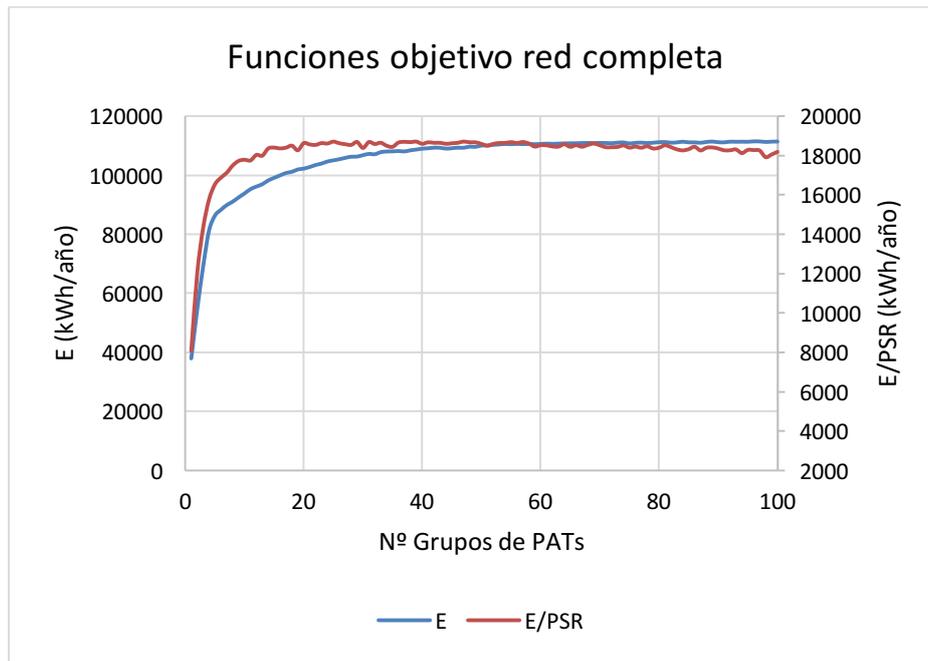


Figura 28. Resultados de la metodología aplicada a la red completa para las dos funciones objetivo (E y E/PSR).

Cuando se aplica la metodología al sector 2 y a los dos sectores en conjunto los resultados coinciden hasta el tercer grupo de PATs. Esto se debe a que el sector dos posee mayor energía para recuperar que el sector 1; así, al menos los dos primeros grupos de PATs deberían ser instalados directamente en líneas del sector 2. Solo con el sector 2 se pueden recuperar más de 80 MWh/año. Si se tiene en cuenta la red conjunta, esta cifra supera los 111 MWh/año.

Para la segunda función objetivo, el valor máximo se alcanza por debajo de los 20 grupos de PATs, tanto si se aplica al sector 2 como si se aplica a la red completa. Una vez superado ese valor, la función comienza a decrecer, debido a que la función objetivo energía se hace constante, de igual forma que sucedía en el sector 1.

Por tanto, se puede concluir que lo más rentable resulta instalar un número de grupos de PATs que se encuentre en las zonas de la curva que presentan mayores crecimientos, pues permiten recuperar una gran cantidad de energía con una inversión razonable. Pasado ese punto, si se siguen instalando PATs no se consigue un aumento importante en la energía recuperada pero sí en los costes. Para determinar con mayor exactitud cuál es la mejor solución, se llevará a cabo un análisis previo de viabilidad, teniendo en cuenta la inversión, los ingresos y los costes anuales. Para ello lo primero de todo es considerar las energías recuperadas y las potencias de cada grupo de PATs, pues de ello dependerá dicho análisis.

En las gráficas siguientes se resumen los valores de energía y potencia obtenidos para cada uno de los casos considerados, para los primeros 100 grupos de PATs:

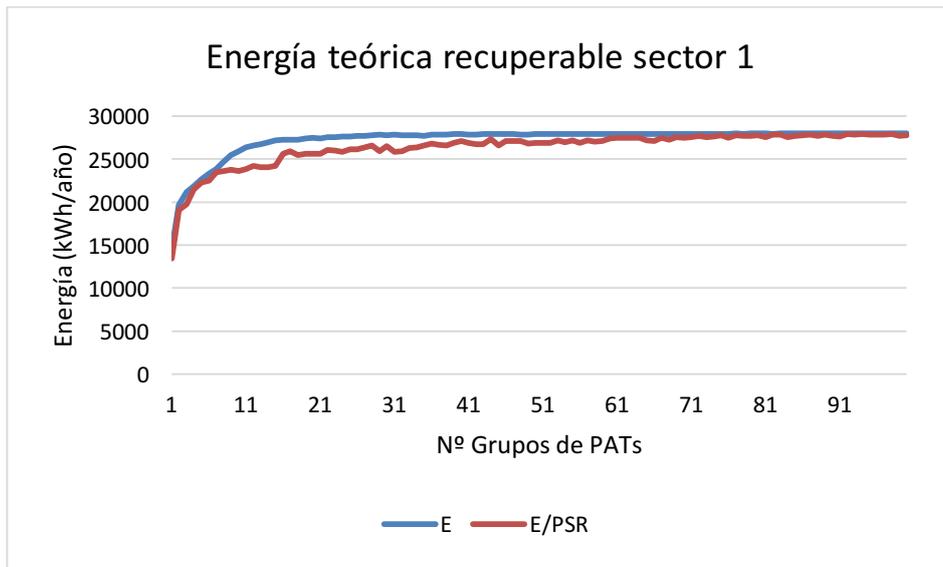


Figura 29. Energías teóricas recuperables en sector 1 según número grupos de PATs.

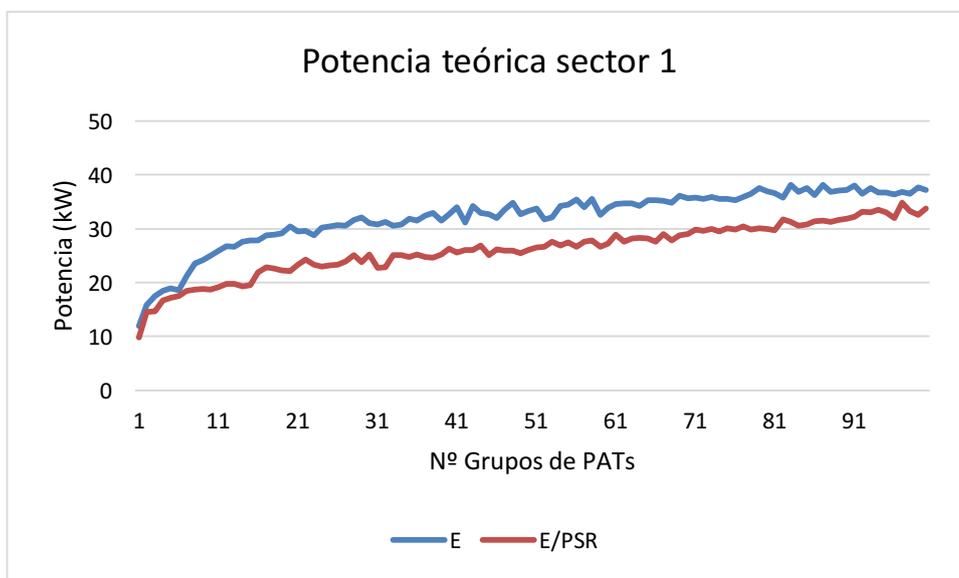


Figura 30. Potencias teóricas en sector 1 según número grupos de PATs.

La energía teórica recuperada alcanza los 27,9 MWh/año para ambas funciones objetivo, sin embargo las potencias en E/PSR se encuentran por debajo de las potencias para E para el mismo número de grupos de PATs. Esto es debido a que mediante la maximización de E/PSR lo que se busca es maximizar la energía pero al menor coste, por tanto la metodología trata de instalar menos potencia.

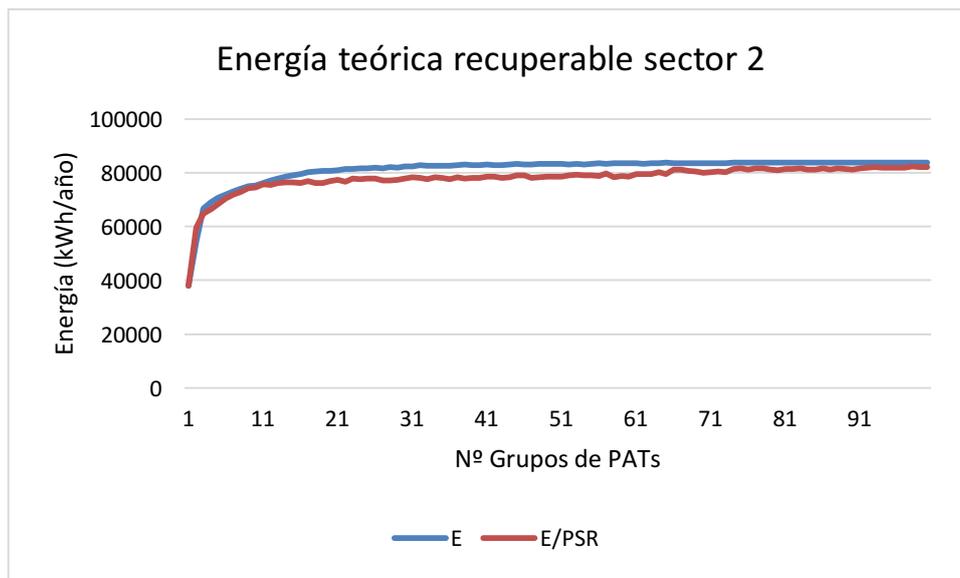


Figura 31. Energías teóricas recuperables en sector 2 según número grupos de PATs.

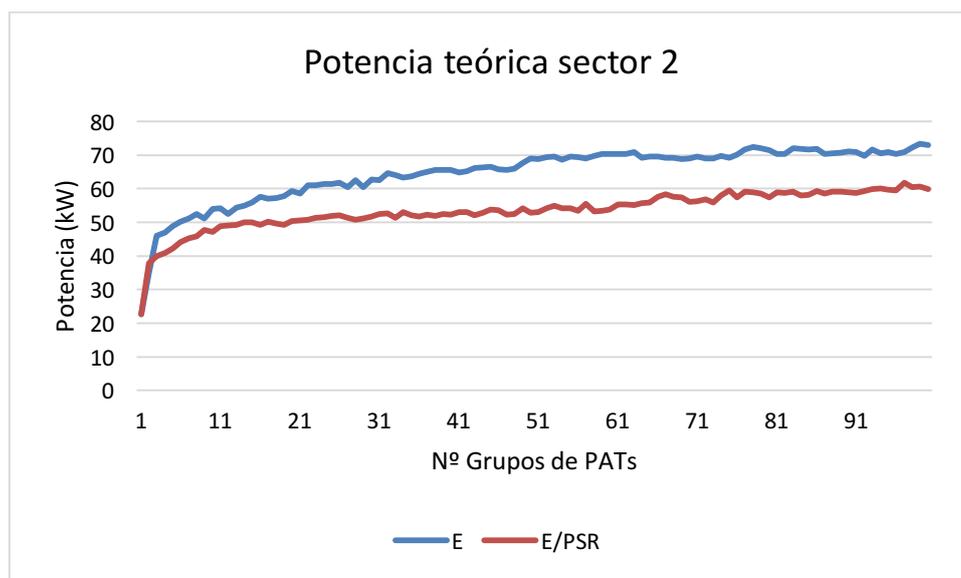


Figura 32. Potencias teóricas en sector 2 según número grupos de PATs.

En el sector 2 la energía teórica recuperada es mucho mayor y supera los 80 MWh/año, casi el triple que en el sector 1. La potencia máxima se sitúa en torno a 73 kW para la función objetivo E y en torno a 62 kW para E/PSR.

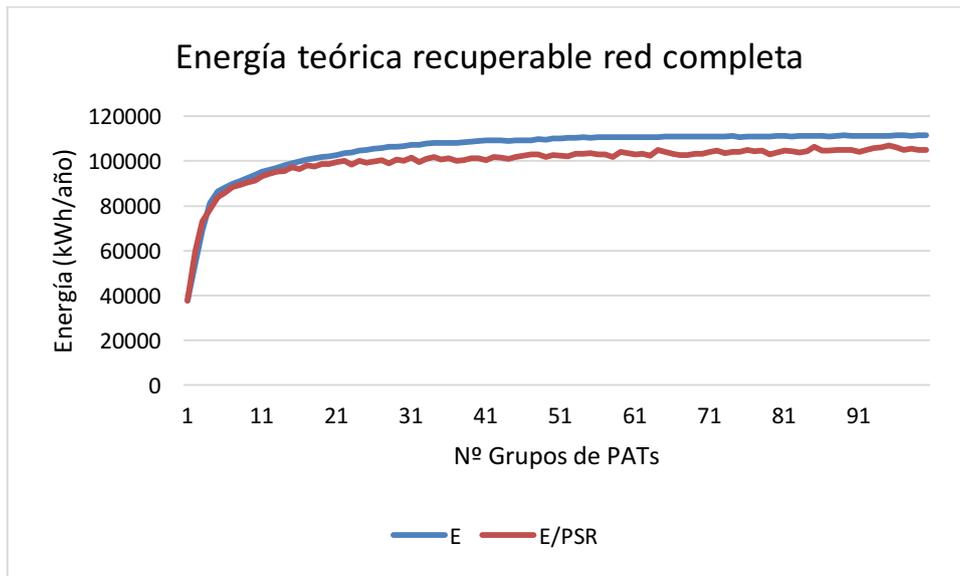


Figura 33. Energías teóricas recuperables en red completa según número grupos de PATs.

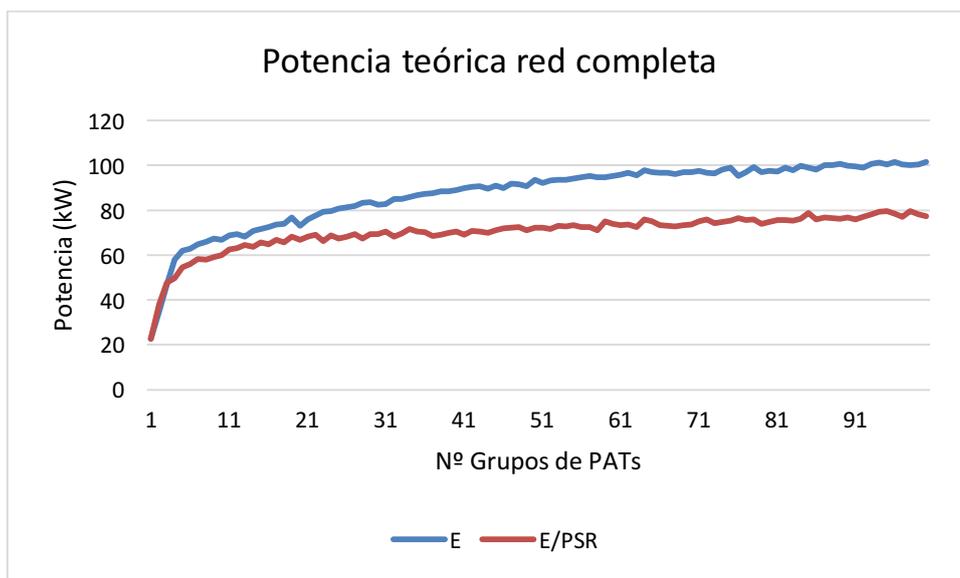


Figura 34. Potencias teóricas en red completa según número grupos de PATs.

Cuando se analiza la energía teórica recuperada y la potencia de la red de riego completa se obtiene el valor máximo para ambos términos. Por un lado la energía teórica recuperada máxima es de más de 100 MWh/año y la potencia de unos 102 kW. La diferencia de potencias máximas obtenidas para E y para E/PSR es de más de 20 kW. Sin embargo, existe también una diferencia en las energías máximas recuperadas que resulta más evidente que en el sector 1 o en el sector 2 cuando se evalúan de forma independiente.

Conocidas las energías teóricas recuperables y las potencias teóricas a instalar, se puede realizar un análisis previo de viabilidad para averiguar el número de grupos de PATs a instalar.

## 4.2. ANÁLISIS PREVIO DE VIABILIDAD

Para realizar el análisis previo de viabilidad se seguirá la metodología explicada en el capítulo 1. Para ello es necesario obtener los siguiente indicadores financieros: VAN, TIR y periodo de retorno. En función de estos indicadores se optará por una u otra solución. Se asume que la inversión no se realizará con fondos propios y para llevarla a cabo se necesitará pedir un préstamo a una entidad bancaria. En este caso, el interés del banco será la tasa de descuento a emplear. La tasa de descuento empleada para realizar el análisis será de un 2,5%.

### 4.2.1. Inversión

El primer paso es conocer el precio de la inversión. La inversión dependerá del número de líneas en que se instalen grupos de PATs. Para cada grupo la inversión estará compuesta por la construcción de una arqueta en la que alojar la instalación y por la propia instalación:

$$\text{Inversión} = (\text{Coste instalación} + \text{Coste arqueta}) \cdot n^{\circ} \text{ de grupos de PATs} + \text{Coste PATs} \quad (31)$$

#### 4.2.1.1. Instalación de grupo de PATs

Independientemente del tamaño de las bombas se ha diseñado una instalación tipo para poder llevar a cabo el análisis previo de viabilidad. La instalación de cada grupo de PATs (ver Plano 4) estará formada por los siguientes componentes:

- Tuberías  $\phi 300$  mm  $\rightarrow$  Longitud total 5 metros.
- Tuberías  $\phi 140$  mm  $\rightarrow$  Longitud total 9 metros.
- Válvula de mariposa motorizada  $\phi 200$  mm  $\rightarrow$  1 unidad.
- Válvula de mariposa motorizada  $\phi 125$  mm  $\rightarrow$  7 unidades.
- Carrete de desmontaje  $\phi 140$  mm  $\rightarrow$  6 unidades.
- TE 300/300/300  $\rightarrow$  3 unidades.
- TE 300/140  $\rightarrow$  5 unidades.
- TE 300/300/140  $\rightarrow$  3 unidades.
- Motores eléctricos  $\rightarrow$  3 unidades.

De acuerdo con una base de datos se ha obtenido el presupuesto de la instalación, que asciende a un total de 12777,94 € (justificado en documento presupuesto). A esto hay que añadir el precio de las PATs, que para obtener un resultado más próximo a la realidad se ha obtenido en función de la potencia total instalada:

$$\text{Coste PATs (€)} = \text{Potencia total instalada (kW)} \cdot \text{Precio PAT (€/kW)} \quad (32)$$

Cuanto mayor es la potencia del grupo de PATs, menor es el coste unitario. El precio por kW viene dado por la expresión (Novara, D. et al., 2016):

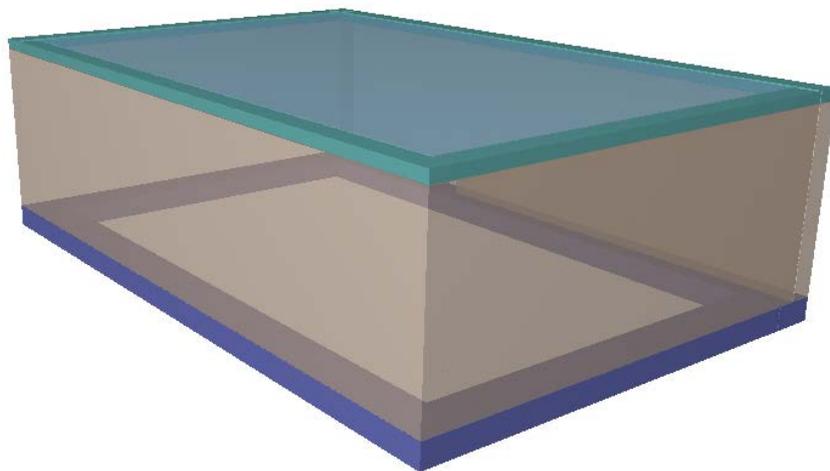
$$\text{Precio PAT (€/kW)} = 826,42 \cdot x^{-0,292} \quad (33)$$

Siendo  $x$  la potencia instalada en kW.

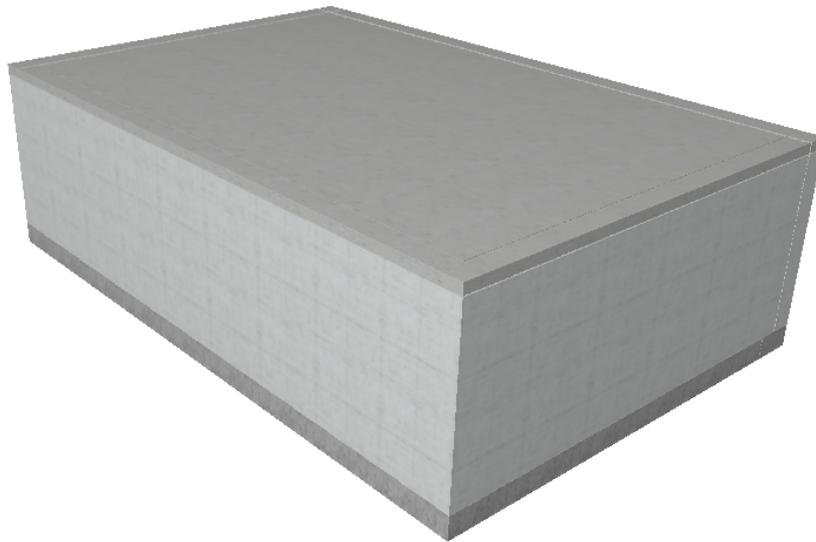
#### 4.2.1.2. Arqueta

Cada grupo de bombas irá instalado en una caseta subterránea o arqueta. Del mismo modo que en la instalación, independientemente del tamaño de las bombas se ha diseñado una caseta tipo. La caseta consistirá en un paralelepípedo enterrado de 9x6 metros de base y de una altura de 2,5 metros, dimensiones que permiten alojar la instalación.

Para el diseño de la caseta se ha empleado el programa CYPECAD. Se trata de un programa que permite diseñar, calcular y dimensionar estructuras metálicas y de hormigón armado para edificación y obra civil. Para la construcción de la caseta en primer lugar se llevará a cabo una excavación de las dimensiones indicadas. A continuación se realizará la cimentación, tal y como se detalla en los planos de la caseta. Los muros serán de hormigón armado, de un espesor de 30 cm. Finalmente, a modo de tapa movable se empleará una losa de hormigón de 15 cm de canto. En las siguientes imágenes se muestra un esquema de la arqueta. Los detalles constructivos se encuentran en los Planos 5 y 6.

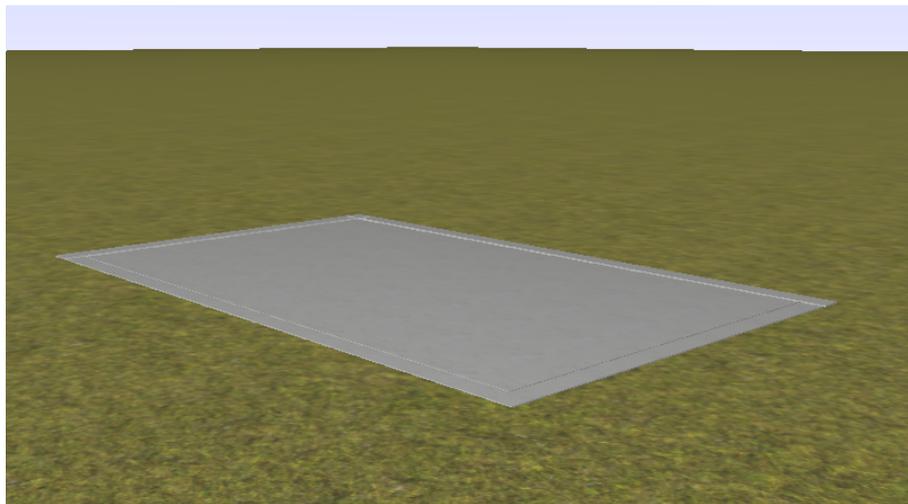


*Figura 35. Esquema arqueta para instalación de PATs.*



*Figura 36. Arqueta de hormigón armado para instalación de PATs.*

Finalmente, el aspecto de la arqueta ya construida en el terreno sería tal y cómo se muestra en la siguiente imagen:



*Figura 37. Aspecto final arqueta para instalación de PATs.*

Una vez se ha diseñado y calculado la arqueta con CYPECAD, se ha utilizado ARQUÍMEDES para la obtención del presupuesto de la misma. ARQUÍMEDES es una herramienta que a través de generadores de precios permite obtener mediciones, presupuestos, pliegos de condiciones, y certificaciones. El coste de cada arqueta será de 7936,40 € (justificado en documento presupuesto). Por tanto, por cada grupo de turbinas que se desee instalar será necesario asumir este coste.

#### 4.2.2. Ingresos y costes anuales

El análisis de viabilidad se realiza para un periodo total de 40 años. Se supondrá que en el año 20 se realiza la renovación de las PATs. Los ingresos anuales vendrán dados por la venta de energía. Como se ha calculado la energía teórica recuperable para un año medio, en el cálculo de viabilidad los ingresos serán los mismos todos los años y se calcularán con la siguiente ecuación:

$$\text{Ingresos (€/año)} = \text{Energía (kWh/año)} \cdot \text{Precio venta energía (€/kWh)} \quad (34)$$

El precio medio de venta de energía considerado es de 0,0842 €/kWh (Pérez-Sánchez et al., 2018). Para el cálculo de la energía se ha utilizado un rendimiento de la máquina del 0,55. Los costes anuales serán los correspondientes a la operación y mantenimiento de las instalaciones y se obtendrán con la siguiente ecuación:

$$\text{Coste de operación (€/año)} = \text{Energía (kWh/año)} \cdot \text{Coste unitario operación (€/kWh)} \quad (35)$$

El coste unitario de operación estimado es de 0,0145€/kWh (Pérez-Sánchez et al., 2018). A su vez, en el año 20 habrá un coste adicional debido a la sustitución de las PATs. Este coste dependerá de la potencia del grupo de PATs instalada y coincide con el coste de las PATs obtenido en la inversión:

$$\text{Coste sustitución (€)} = \text{Potencia total instalada (kW)} \cdot \text{Precio PAT (€/kW)} \quad (36)$$

#### 4.2.3. Cálculo indicadores financieros

A la hora de calcular la viabilidad económica se van a reproducir 3 escenarios distintos: un escenario neutro, con los precios definidos en el apartado anterior; un escenario optimista, donde se contempla un aumento del precio de venta de la energía de un 20%; y un escenario pesimista donde el precio de venta de energía se ve reducido un 20% y los costes de operación aumentan un 20%. Los resultados para los 10 primeros grupos de PATs son:

##### 4.2.3.1. Escenario neutro

Para el sector 1 y para las dos funciones objetivo establecidas:

Nº GRUPOS DE PATs	SECTOR1 E			SECTOR1 E/PSR		
	VAN(€)	TIR(%)	T(años)	VAN(€)	TIR(%)	T(años)
1	-2913.25	1.79%	30	-3869.73	1.52%	31
2	-16458.91	0.17%	39	-16892.59	0.08%	40
3	-35236.18	-1.21%	NO RECUPERA	-36450.21	-1.43%	NO RECUPERA
4	-55104.58	-2.21%	NO RECUPERA	-54986.09	-2.23%	NO RECUPERA
5	-74647.29	-2.90%	NO RECUPERA	-74534.68	-2.92%	NO RECUPERA
6	-93958.42	-3.42%	NO RECUPERA	-95045.54	-3.56%	NO RECUPERA
7	-114805.43	-3.93%	NO RECUPERA	-114450.75	-3.95%	NO RECUPERA
8	-134931.87	-4.29%	NO RECUPERA	-134954.38	-4.39%	NO RECUPERA
9	-154529.52	-4.58%	NO RECUPERA	-155489.52	-4.77%	NO RECUPERA
10	-174733.81	-4.88%	NO RECUPERA	-176386.19	-5.14%	NO RECUPERA

Tabla 4. Análisis previo de viabilidad. Escenario neutro. Sector 1.

En el sector 1 el valor del VAN es negativo para todos los grupos de PATs y tanto para la función objetivo E como la E/PSR, por tanto no se puede llevar a cabo la inversión para ningún grupo de PATs únicamente en el sector 1. A su vez, el valor de la TIR es negativo también para más de 2 grupos de PATs y se encuentra por debajo de la tasa de descuento fijada (2,5%) en el caso de 1 y 2 grupos de PATs, hecho que también demuestra que la inversión no es rentable. Como se había comentado anteriormente, el sector 1 presenta menos energía recuperable que el sector 2. El siguiente paso es analizar la viabilidad de instalar PATs únicamente en el sector 2.

Para el sector 2 y las funciones objetivo establecidas:

Nº GRUPOS DE PATs	SECTOR2 E			SECTOR2 E/PSR		
	VAN(€)	TIR(%)	T(años)	VAN(€)	TIR(%)	T(años)
1	33386.47	8.55%	11	33386.47	8.55%	11
2	37196.08	6.34%	14	45441.23	7.06%	13
3	34430.32	5.04%	17	33257.98	5.00%	17
4	17475.59	3.56%	23	15071.61	3.43%	23
5	-952.93	2.45%	27	-2737.90	2.36%	27
6	-19952.10	1.60%	31	-20592.07	1.56%	31
7	-38878.06	0.92%	34	-39192.54	0.90%	34
8	-58163.79	0.36%	38	-58339.59	0.33%	38
9	-76836.75	-0.10%	NO RECUPERA	-77098.08	-0.12%	NO RECUPERA
10	-98026.43	-0.58%	NO RECUPERA	-97295.06	-0.57%	NO RECUPERA

Tabla 5. Análisis previo de viabilidad. Escenario neutro. Sector 2.

Para este sector, el valor del VAN empieza a ser negativo a partir de 5 grupos de PATs, tanto para la función objetivo E como para E/PSR, por lo que no se deberían instalar más de 4 grupos de PATs. Entre los resultados obtenidos para la TIR los valores más elevados se dan para 1 y 2 grupos de PATs para E/PSR. Sin embargo, al tratarse de proyectos mutuamente excluyentes, no podemos tomar la decisión con la TIR. Analizando los valores de VAN para 1 y 2 grupos de PATs para E/PSR con diferentes tasas de descuento:

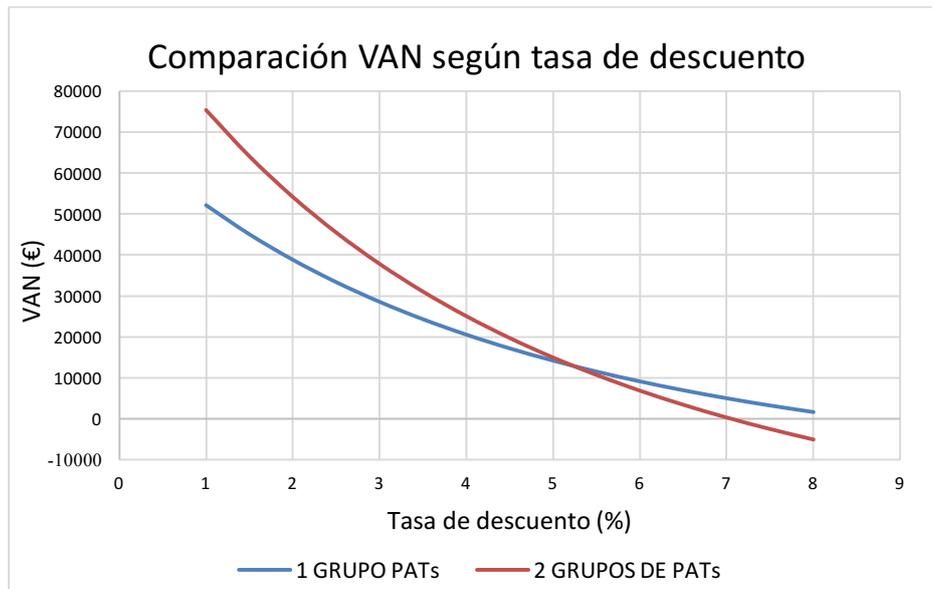


Figura 38. Comparación de VAN para 1 y 2 grupos de PATs en función de la tasa de descuento aplicada.

De esta forma, pese a que  $TIR(1 \text{ grupo de PATs}) > TIR(2 \text{ grupos de PATs})$  vemos que  $VAN(1 \text{ grupo de PATs})$  únicamente es mayor que  $VAN(2 \text{ grupos de PATs})$  para tasas de descuento superiores a 5 %. La tasa de descuento con la que estamos trabajando se encuentra por debajo (2,5%), por tanto no podemos elegir el proyecto en función de la TIR más alta, sino que debemos atender a otros indicadores como el VAN.

De acuerdo con el VAN, el proyecto más rentable es el que presente un mayor valor de este indicador. Entre las 8 posibilidades el valor más alto se alcanza para 2 grupos de PATs con la función objetivo E/PSR (45441,23 €). Con esta opción se recuperaría el dinero invertido al año 13.

Para la red de riego completa, contemplando ambos sectores al mismo tiempo y para las funciones objetivo establecidas:

Nº GRUPOS DE PATs	TODOS LOS SECTORES E			TODOS LOS SECTORES E/PSR		
	VAN(€)	TIR(%)	T(años)	VAN(€)	TIR(%)	T(años)
1	33386.47	8.55%	11	33386.47	8.55%	11
2	37196.08	6.34%	14	45441.23	7.06%	13
3	38179.99	5.29%	16	45183.56	5.76%	15
4	35672.75	4.54%	18	33042.19	4.43%	18
5	22722.82	3.60%	23	20767.59	3.52%	23
6	5113.32	2.72%	26	3161.47	2.64%	26
7	-13268.01	1.99%	29	-14150.20	1.96%	29
8	-32267.48	1.38%	32	-33342.44	1.33%	32
9	-50908.67	0.88%	34	-51974.48	0.83%	35
10	-69074.59	0.47%	37	-71556.17	0.37%	38

Tabla 6. Análisis previo de viabilidad. Escenario neutro. Red completa.

Para 1 y 2 grupos de PATs, en ambas funciones objetivo, los valores obtenidos coinciden con los del sector 2. Esto se debe a que las líneas en las que se instalarían estos grupos pertenecen al sector 2. A partir de 7 grupos de PATs el VAN se hace negativo y la TIR se encuentra por debajo de la tasa de descuento empleada. Existen 12 posibilidades en las que el valor del VAN es positivo, donde la opción más rentable coincide con la obtenida en el sector 2 y se da para 2 grupos de PATs de acuerdo con la función objetivo E/PSR. Por tanto, ante un escenario neutro, la mejor opción sería instalar los 2 grupos de PATs del sector 2 obtenidos para la optimización de la función objetivo E/PSR:

Nº GRUPOS DE PATs	VAN(€)	TIR(%)	T(años)
2	45441.23	7.06%	13

Tabla 7. Análisis previo de viabilidad. Mejor opción escenario neutro.

#### 4.2.3.2. Escenario optimista

Se analiza la posibilidad de un escenario optimista, donde el precio de venta de la energía sea de 0,1010 €/kWh.

Para el sector 1:

Nº GRUPOS DE PATs	SECTOR1 E			SECTOR1 E/PSR		
	VAN(€)	TIR(%)	T(años)	VAN(€)	TIR(%)	T(años)
1	3252.82	3.25%	25	1818.42	2.93%	25
2	-8146.58	1.41%	32	-8825.95	1.31%	32
3	-26294.41	-0.11%	NO RECUPERA	-28094.25	-0.35%	NO RECUPERA
4	-45866.83	-1.19%	NO RECUPERA	-45896.98	-1.22%	NO RECUPERA
5	-65079.02	-1.94%	NO RECUPERA	-65115.06	-1.97%	NO RECUPERA
6	-84087.88	-2.50%	NO RECUPERA	-85542.37	-2.64%	NO RECUPERA
7	-104719.65	-3.04%	NO RECUPERA	-104538.92	-3.06%	NO RECUPERA
8	-124481.75	-3.42%	NO RECUPERA	-124966.76	-3.53%	NO RECUPERA
9	-143758.58	-3.73%	NO RECUPERA	-145449.07	-3.93%	NO RECUPERA
10	-163768.81	-4.04%	NO RECUPERA	-166397.31	-4.32%	NO RECUPERA

Tabla 8. Análisis previo de viabilidad. Escenario optimista. Sector 1.

El valor del VAN sólo es positivo para 1 grupo de PATs y el valor más alto se da para la función objetivo E, por lo que se elegiría esta opción en caso de sólo instalar PATs en el sector 1.

Para el sector 2:

Nº GRUPOS DE PATs	SECTOR2 E			SECTOR2 E/PSR		
	VAN(€)	TIR(%)	T(años)	VAN(€)	TIR(%)	T(años)
1	49390.50	11.06%	9	49390.50	11.06%	9
2	60173.70	8.41%	11	70645.63	9.26%	11
3	62595.19	6.89%	13	60682.89	6.83%	14
4	46622.09	5.17%	16	43173.97	5.01%	17
5	28887.89	3.91%	22	26175.25	3.79%	22
6	10394.59	2.94%	25	9153.04	2.90%	25
7	-8033.93	2.19%	28	-8849.48	2.16%	28
8	-26874.06	1.57%	31	-27569.48	1.53%	31
9	-45151.84	1.06%	33	-45718.68	1.03%	33
10	-66254.92	0.54%	37	-65833.52	0.54%	37

Tabla 9. Análisis previo de viabilidad. Escenario optimista. Sector 2.

En el sector 2 con un escenario optimista lo mejor sería llevar a cabo la instalación de los dos grupos de PATs que se obtienen de acuerdo a la función objetivo E/PSR, que presenta el mayor VAN (de 70645,63€), una TIR de 9,26% y un periodo de retorno de 11 años.

Para la red completa:

Nº GRUPOS DE PATs	TODOS LOS SECTORES E			TODOS LOS SECTORES E/PSR		
	VAN(€)	TIR(%)	T(años)	VAN(€)	TIR(%)	T(años)
1	49390.50	11.06%	9	49390.50	11.06%	9
2	60173.70	8.41%	11	70645.63	9.26%	11
3	67323.65	7.18%	13	76076.11	7.71%	12
4	70003.69	6.31%	14	66155.26	6.16%	15
5	59200.02	5.22%	16	56259.14	5.11%	17
6	42407.14	4.21%	19	39511.85	4.11%	19
7	24720.12	3.39%	23	23173.40	3.34%	23
8	6204.65	2.70%	26	4340.96	2.64%	26
9	-11824.12	2.15%	28	-13719.60	2.08%	28
10	-29420.82	1.68%	30	-32970.64	1.58%	31

Tabla 10. Análisis previo de viabilidad. Escenario optimista. Red completa.

En el caso de analizar conjuntamente el sector 1 y el sector 2, la mejor opción sería instalar 3 grupos de PATs siguiendo la función E/PSR. Como el VAN que ofrece instalar 3 grupos de PATs según E/PSR para la red completa (76076,11 €) es superior a la suma de VAN que ofrecen las opciones elegidas para el sector 1 y sector 2 por separado (70645,63+3252,82), en un escenario optimista lo más rentable sería aceptar la opción obtenida en la red conjunta:

Nº GRUPOS DE PATs	VAN(€)	TIR(%)	T(años)
3	76076.11	7.71%	12

Tabla 11. Análisis previo de viabilidad. Mejor opción escenario optimista.

Como es lógico, ante un escenario optimista aumenta el valor del VAN y la TIR y disminuye el tiempo que pasa hasta recuperar la inversión. Analicemos ahora lo que sucede ante un escenario pesimista.

#### 4.2.3.3. Escenario pesimista

Para el sector 1:

Nº GRUPOS DE PATs	SECTOR1 E			SECTOR1 E/PSR		
	VAN(€)	TIR(%)	T(años)	VAN(€)	TIR(%)	T(años)
1	-10141.18	-0.22%	NO RECUPERA	-10537.44	-0.43%	NO RECUPERA
2	-26202.71	-1.58%	NO RECUPERA	-26348.37	-1.65%	NO RECUPERA
3	-45717.81	-2.78%	NO RECUPERA	-46245.14	-2.97%	NO RECUPERA
4	-65933.16	-3.68%	NO RECUPERA	-65640.43	-3.69%	NO RECUPERA
5	-85863.30	-4.30%	NO RECUPERA	-85576.45	-4.31%	NO RECUPERA
6	-105528.76	-4.77%	NO RECUPERA	-106185.24	-4.89%	NO RECUPERA
7	-126628.07	-5.24%	NO RECUPERA	-126069.49	-5.25%	NO RECUPERA
8	-147181.59	-5.58%	NO RECUPERA	-146661.94	-5.65%	NO RECUPERA
9	-167155.31	-5.85%	NO RECUPERA	-167259.03	-6.01%	NO RECUPERA
10	-187587.08	-6.12%	NO RECUPERA	-188095.24	-6.35%	NO RECUPERA

Tabla 12. Análisis previo de viabilidad. Escenario pesimista. Sector 1.

Como es de esperar, el sector 1 no es rentable.

Para el sector 2:

Nº GRUPOS DE PATs	SECTOR2 E			SECTOR2 E/PSR		
	VAN(€)	TIR(%)	T(años)	VAN(€)	TIR(%)	T(años)
1	14626.40	5.36%	15	14626.40	5.36%	15
2	10261.50	3.65%	23	15896.42	4.23%	19
3	1415.20	2.61%	27	1110.26	2.59%	27
4	-16690.21	1.40%	32	-17870.23	1.30%	32
5	-35932.61	0.47%	37	-36630.15	0.40%	38
6	-55524.77	-0.26%	NO RECUPERA	-55459.56	-0.28%	NO RECUPERA
7	-75033.84	-0.84%	NO RECUPERA	-74760.95	-0.85%	NO RECUPERA
8	-94841.90	-1.33%	NO RECUPERA	-94408.58	-1.35%	NO RECUPERA
9	-113978.09	-1.73%	NO RECUPERA	-113881.30	-1.75%	NO RECUPERA
10	-135269.27	-2.16%	NO RECUPERA	-134174.57	-2.14%	NO RECUPERA

Tabla 13. Análisis previo de viabilidad. Escenario pesimista. Sector 2.

Para el sector 2 existen 6 combinaciones con VAN positivo. Entre ellas, la mejor opción es instalar 2 grupos de PATs de acuerdo con E/PSR. Con ello el VAN es de 15896,42 €, la TIR del 4,23% y el periodo de retorno de 19 años.

Para la red completa:

Nº GRUPOS DE PATs	TODOS LOS SECTORES E			TODOS LOS SECTORES E/PSR		
	VAN(€)	TIR(%)	T(años)	VAN(€)	TIR(%)	T(años)
1	14626.40	5.36%	15	14626.40	5.36%	15
2	10261.50	3.65%	23	15896.42	4.23%	19
3	4017.53	2.82%	26	8971.04	3.20%	25
4	-4570.30	2.21%	28	-5773.24	2.13%	28
5	-20036.09	1.44%	32	-20835.92	1.38%	32
6	-38602.83	0.70%	36	-39448.76	0.64%	36
7	-57798.05	0.09%	40	-57901.25	0.06%	40
8	-77364.85	-0.44%	NO RECUPERA	-77515.27	-0.47%	NO RECUPERA
9	-96723.92	-0.87%	NO RECUPERA	-96817.19	-0.90%	NO RECUPERA
10	-115557.09	-1.23%	NO RECUPERA	-116786.48	-1.31%	NO RECUPERA

Tabla 14. Análisis previo de viabilidad. Escenario pesimista. Red completa.

La mejor solución coincide con la del sector 2:

Nº GRUPOS DE PATs	VAN(€)	TIR(%)	T(años)
2	15896.42	4.23%	19

Tabla 15. Análisis previo de viabilidad. Mejor opción escenario pesimista.

A modo de resumen se presentan las diferentes opciones en la siguiente tabla:

Escenario	Nº Grupos de PATs	Función objetivo	Sector
Neutro	2	E/PSR	2
Optimista	3	E/PSR	Todos
Pesimista	2	E/PSR	2

Tabla 16. Resumen análisis previo de viabilidad según escenario considerado.

Se elige la opción de 2 grupos de PATs según E/PSR puesto que se da en 2 de los 3 escenarios evaluados. Además, de esta forma cubrimos el riesgo de enfrentarnos a una peor situación que la actual. A continuación se analiza, partiendo de un escenario neutro, hasta qué precio de la venta de la energía la opción elegida sigue siendo la más rentable.

#### 4.2.3.4. Precio mínimo venta energía para asegurar la rentabilidad de la opción elegida

El precio límite de la venta de la energía para que la opción de dos grupos de PATs de acuerdo con E/PSR siga siendo la más rentable es de 0,0622 €/kWh. Para este precio se obtienen los siguientes resultados financieros para la opción elegida:

Nº GRUPOS DE PATs	VAN(€)	TIR(%)	T(años)
2	12513.88	3.88%	23

Tabla 17. Análisis previo de viabilidad. Precio límite venta de energía.

Finalmente se optará por llevar a cabo la instalación de dos grupos de PATs en el sector 2, concretamente en las líneas 2004 y 2070. Con el rendimiento teórico, estas líneas presentan una energía teórica total recuperable de 59622,81 kWh/año. El siguiente paso será la selección de las PATs a instalar en las líneas seleccionadas que maximicen la recuperación energética.

### 4.3. RECUPERACIÓN DE ENERGÍA EN LAS LÍNEAS 2004 Y 2070

Debido a la escasez de información en catálogos sobre las curvas de funcionamiento de bombas trabajando en sentido inverso, se ha ido recopilando y digitalizando toda la información posible hasta obtener una base de datos de curvas de 34 PATs. Entre esta base de datos, la metodología busca y selecciona aquellas PATs que mejor puedan adaptarse a las condiciones de funcionamiento de las líneas estudiadas.

#### 4.3.1. Línea 2004

La línea 2004 es una de las tuberías principales de la red, situada próxima a la balsa. Se trata de una tubería por la que circulan grandes caudales que posteriormente son distribuidos a una gran cantidad de nudos. La tubería va del nudo 2002 al nudo 2004 y es de diámetro 400 mm, con una longitud de 136,5 metros.

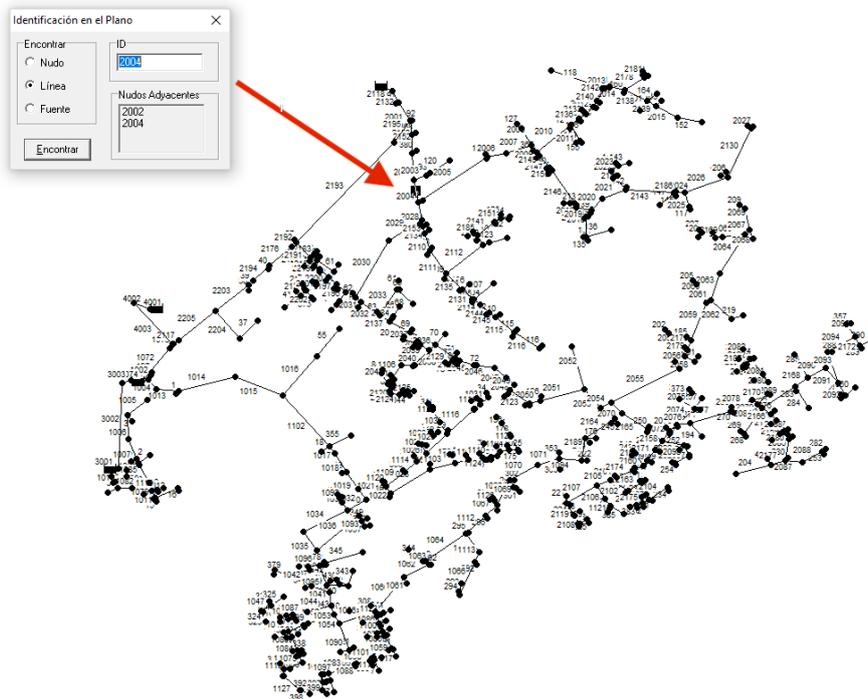


Figura 39. Ubicación de la línea 2004 en la red de riego (1).

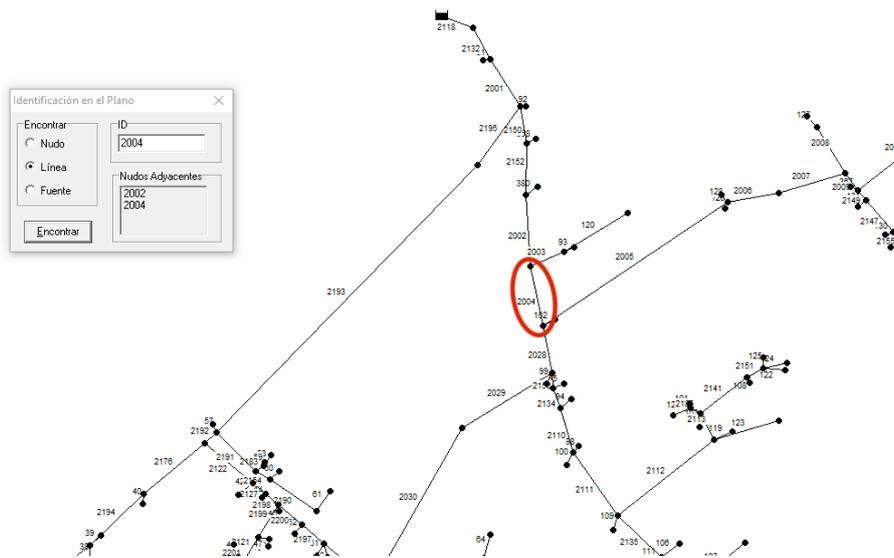


Figura 40. Ubicación de la línea 2004 en la red de riego (2).

Los caudales que circulan por la línea 2004 a lo largo de un año se muestran a continuación en función de la altura:

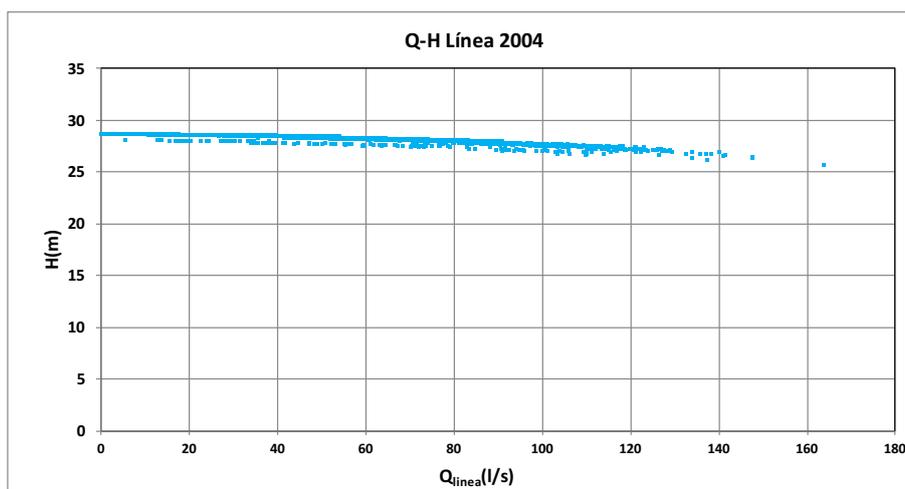


Figura 41. Nube de puntos Q-H que circulan por la línea 2004 a lo largo de un año.

Existe un amplio rango de caudales con unas alturas que se encuentran entre 25 y 30 mca. El objetivo es encontrar las PATs que permitan turbinar, en la medida de lo posible, esos caudales. Para ello se han seleccionado 3 PATs de 3,25 kW cada una, lo que supone una potencia del grupo de 9,75 kW. No se dispone de la marca comercial de las mismas.

PAT 1:

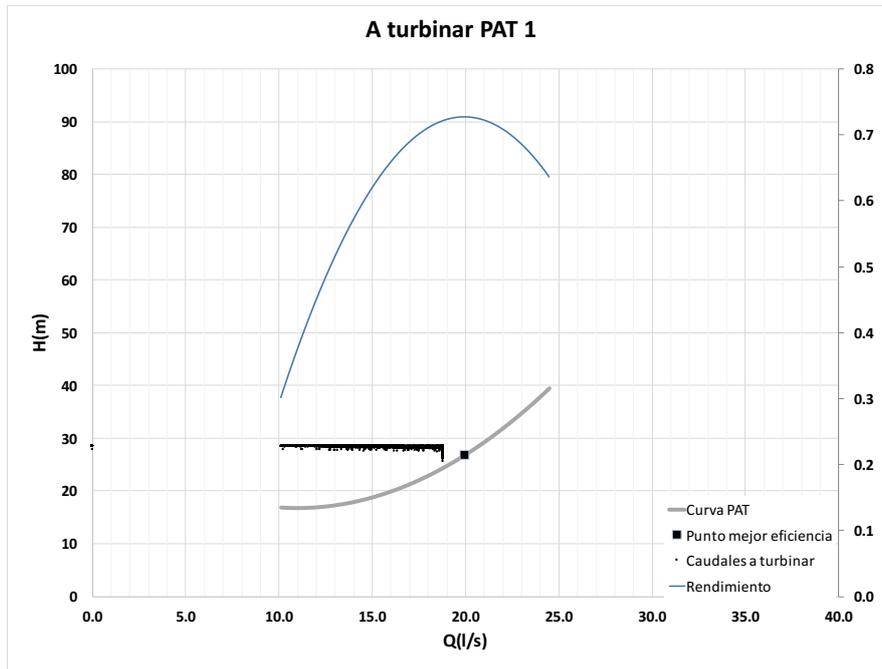


Figura 42. Caudales a turbinar por PAT 1 en línea 2004.

En la gráfica anterior se muestra la curva de funcionamiento y de rendimiento de la PAT. A su vez, se muestran los puntos Q-H que se dan en la línea para ser turbinados por la PAT 1. Sin embargo, las alturas finalmente recuperadas corresponden a la altura de la curva de la PAT para cada uno de los caudales a turbinar. En la siguiente gráfica pueden observarse las alturas recuperadas.

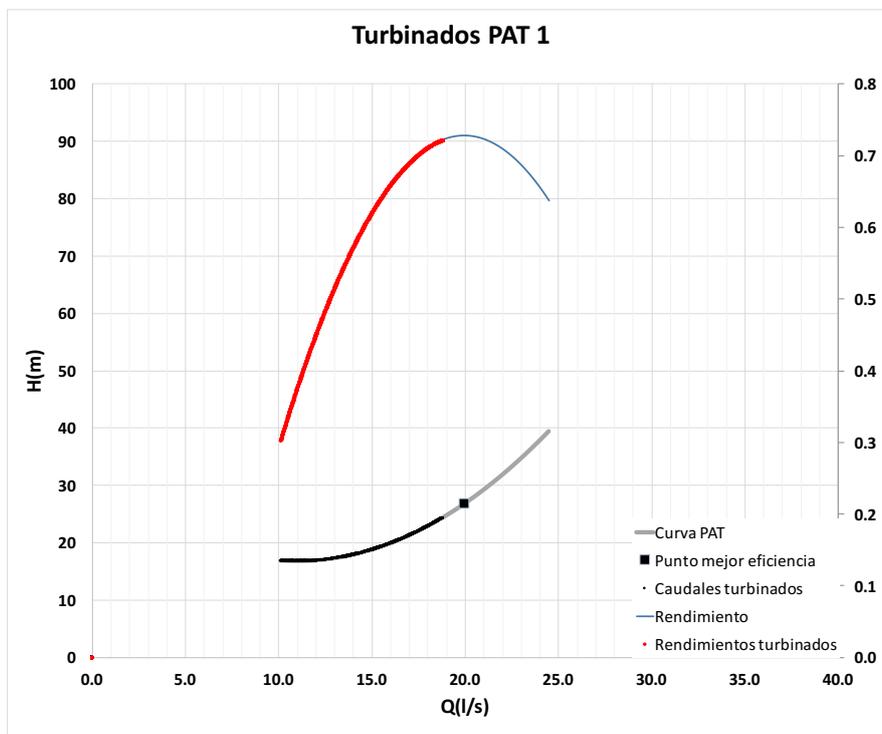


Figura 43. Caudales turbinados por PAT 1 en línea 2004.

Los rendimientos a los que se turbinan los caudales no se encuentran en el punto de mejor eficiencia, sino distribuidos a lo largo de la curva. Sin embargo, se trata de la mejor opción disponible, pues de esta forma se maximiza la recuperación energética. Los caudales turbinados van desde un mínimo de 10,11 l/s a un máximo de 18,79 l/s, para unas alturas de 16,83 mca y 24,41 mca respectivamente.

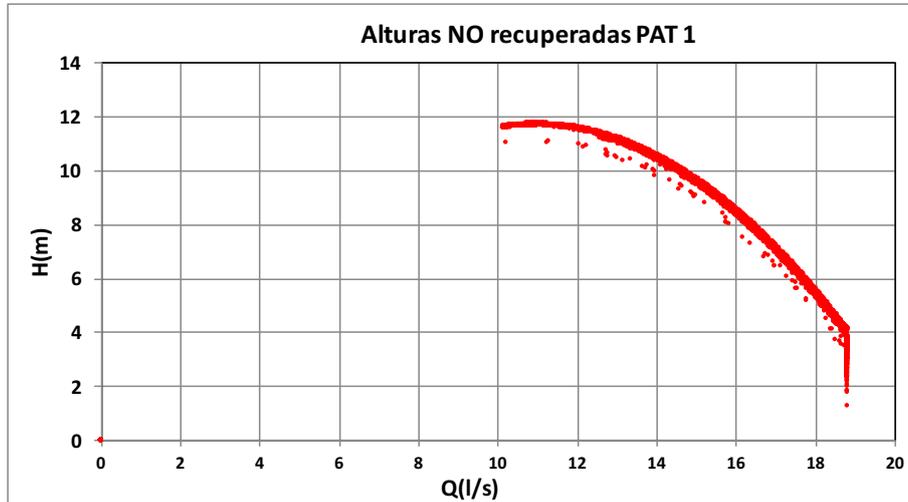


Figura 44. Alturas no recuperadas por PAT 1 en línea 2004.

Las alturas recuperables serán siempre mayores o iguales a la altura recuperada, por lo tanto existirán alturas que no se recuperarán. Estas alturas se muestran en el gráfico anterior, de acuerdo al caudal para el que se dan. Las potencias de funcionamiento de la PAT 1 en función del caudal aparecen en la siguiente gráfica:

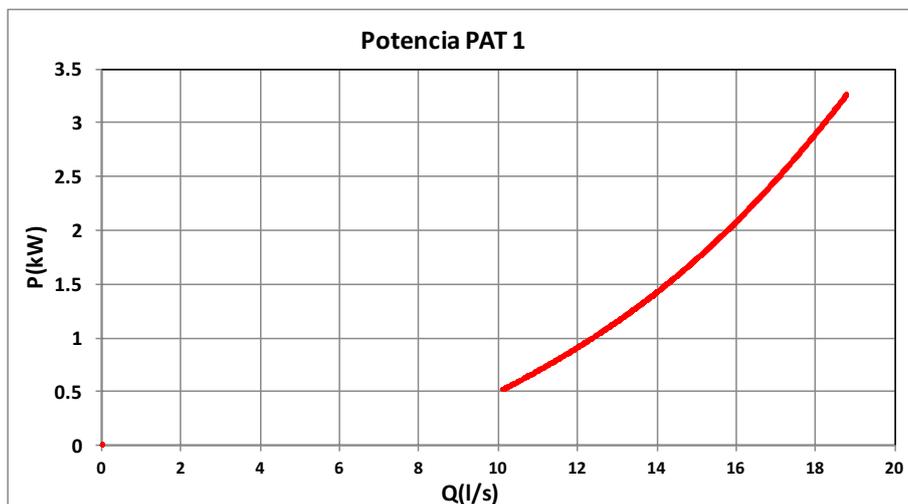


Figura 45. Potencias PAT 1 en línea 2004.

En la siguiente tabla se dispone de forma más detallada de datos de funcionamiento de la PAT 1:

PAT 1	Caudal turbinado (l/s)	N1 (rpm)	Rendimiento	Altura recuperada (m)	Altura NO recuperada (m)	Potencia (kW)	Energía (kWh)	Volumen (m3)
<b>Máximo</b>	18.79	1500	0.72	24.41	11.74	3.25	3.25	67.64
<b>Mínimo</b>	10.11	1500	0.30	16.83	1.28	0.51	0.51	36.39
<b>Promedio</b>	15.76	1500	0.62	20.62	7.68	2.13	2.13	56.73

Tabla 18. Detalles funcionamiento PAT 1 en línea 2004.

Análogamente a la PAT 1, se realizan las gráficas y tablas para la PAT 2 y la PAT 3.

PAT 2:

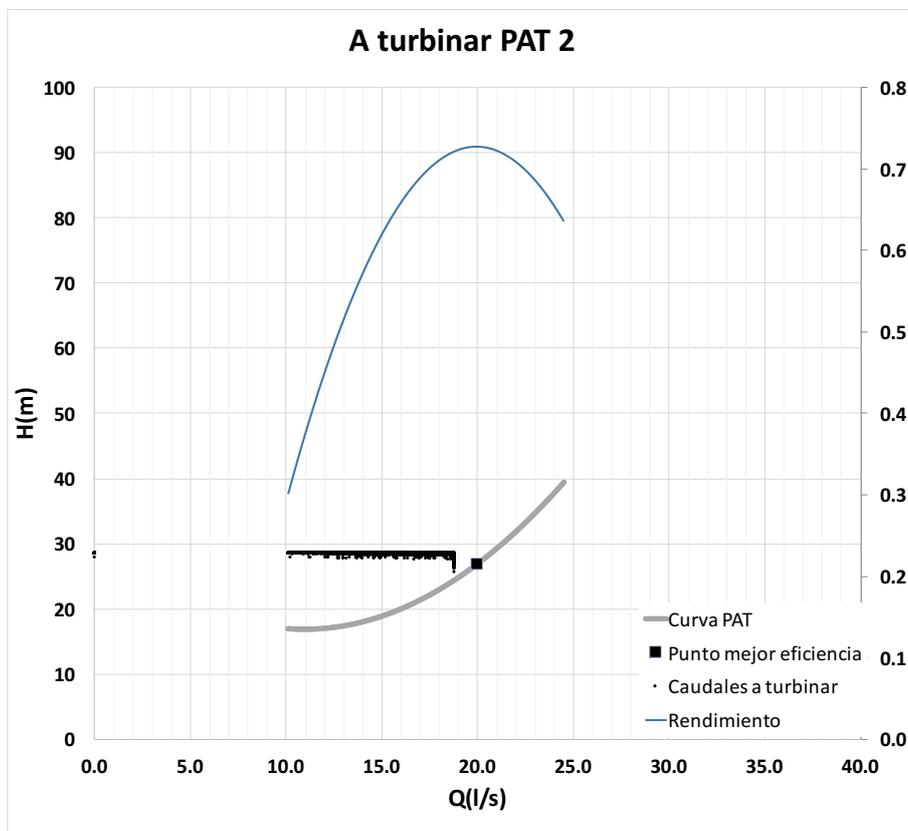


Figura 46. Caudales a turbinar por PAT 2 en línea 2004.

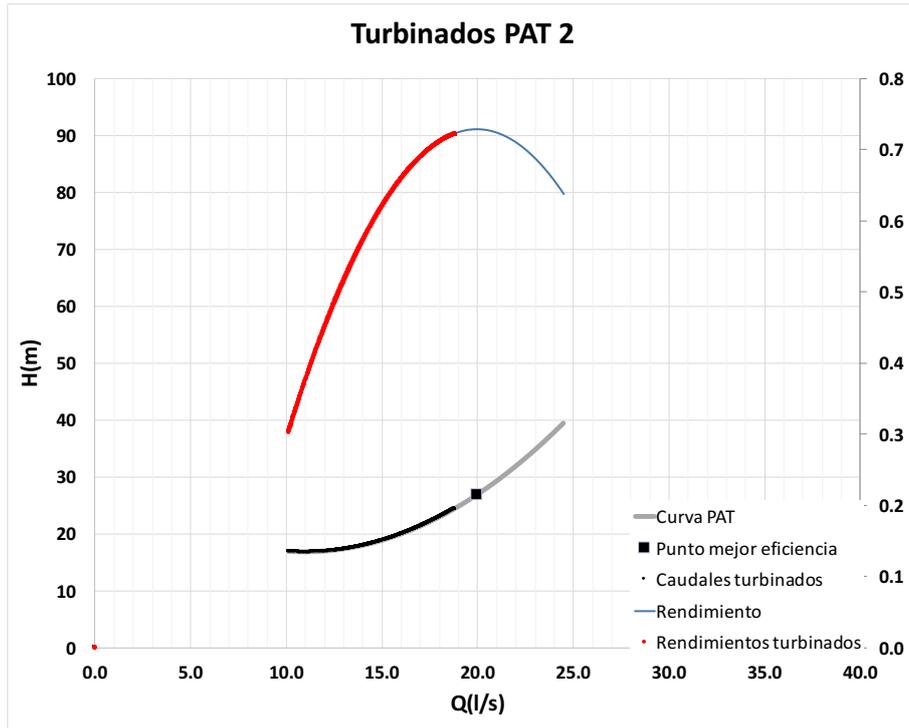


Figura 47. Caudales turbinados por PAT 2 en línea 2004.

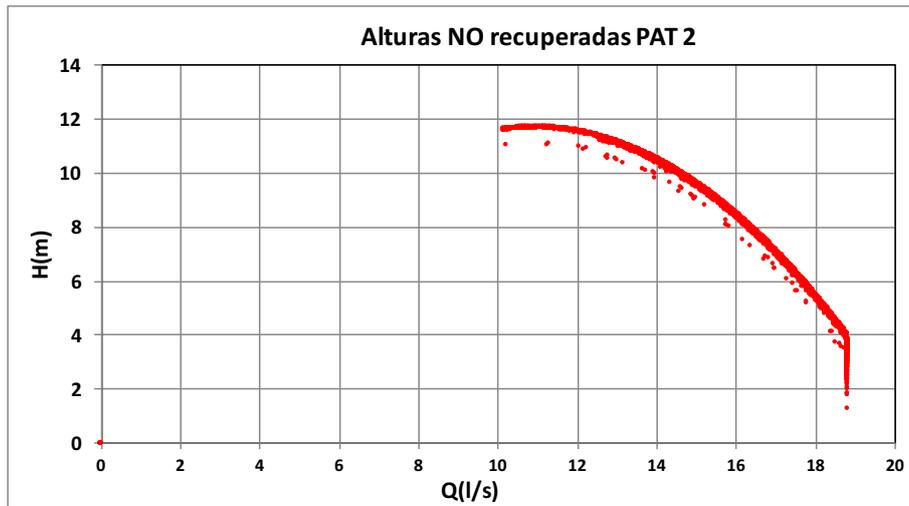


Figura 48. Alturas no recuperadas por PAT 2 en línea 2004.

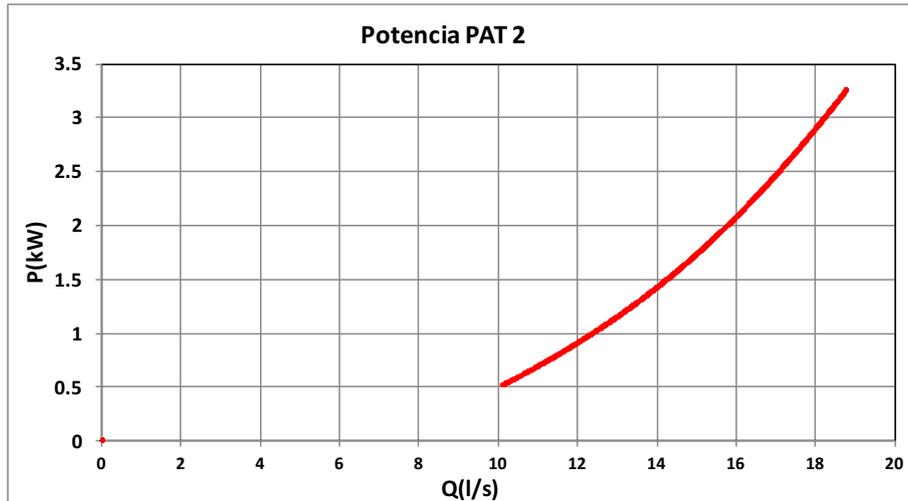


Figura 49. Potencias PAT 2 en línea 2004.

PAT 2	Caudal turbinado (l/s)	N1 (rpm)	Rendimiento	Altura recuperada (m)	Altura NO recuperada (m)	Potencia (kW)	Energía (kWh)	Volumen (m3)
<b>Máximo</b>	18.79	1500	0.72	24.41	11.71	3.25	3.25	67.64
<b>Mínimo</b>	10.11	1500	0.30	16.83	1.28	0.51	0.51	36.39
<b>Promedio</b>	16.06	1500	0.63	20.95	7.28	2.23	2.23	57.82

Tabla 19. Detalles funcionamiento PAT 2 en línea 2004.

PAT 3:

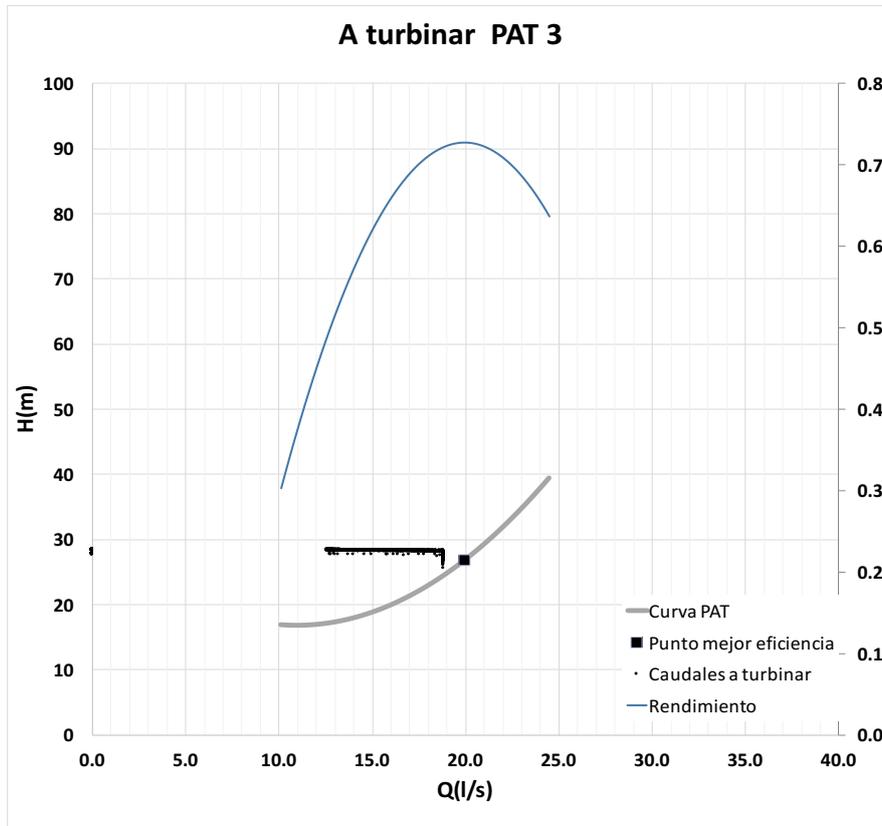


Figura 50. Caudales a turbinar por PAT 3 en línea 2004.

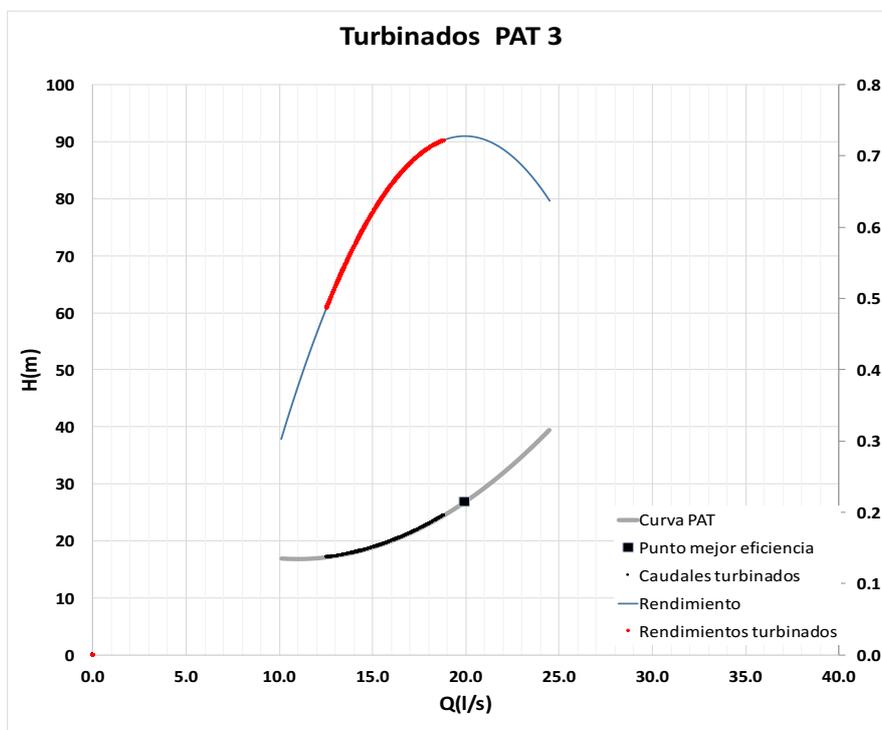


Figura 51. Caudales turbinados por PAT 3 en línea 2004.

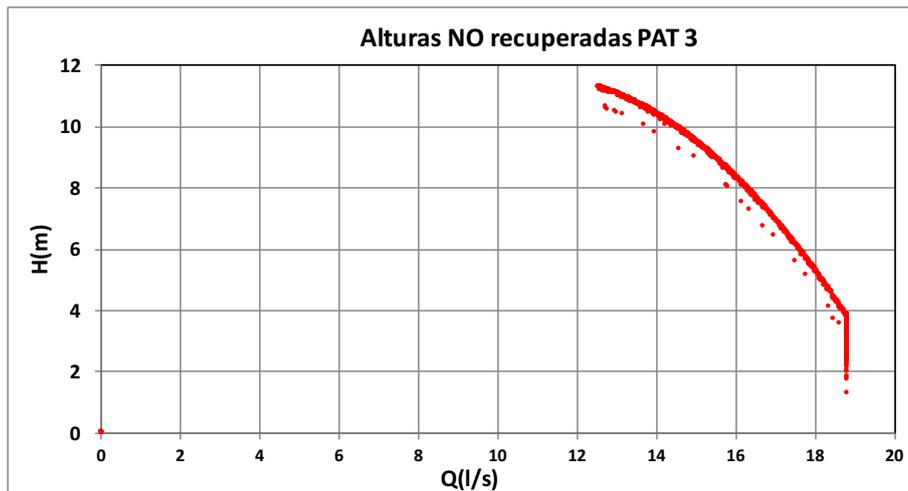


Figura 52. Alturas no recuperadas por PAT 3 en línea 2004.

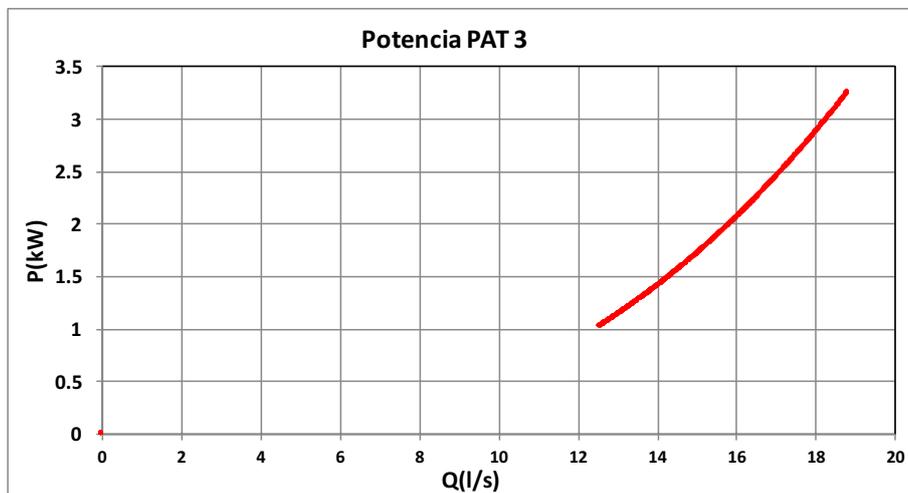


Figura 53. Potencias PAT 3 en línea 2004.

PAT 3	Caudal turbinado (l/s)	N1 (rpm)	Rendimiento	Altura recuperada (m)	Altura NO recuperada (m)	Potencia (kW)	Energía (kWh)	Volumen (m3)
<b>Máximo</b>	18.79	1500	0.72	24.41	11.31	3.25	3.25	67.64
<b>Mínimo</b>	12.54	1500	0.49	17.14	1.28	1.03	1.03	45.15
<b>Promedio</b>	17.28	1500	0.68	22.31	5.76	2.66	2.66	62.21

Tabla 20. Detalle funcionamiento PAT 3 en línea 2004.

La energía recuperada por cada una de las PATs, el volumen y las horas turbinadas, así como la potencia máxima se resumen en la siguiente tabla:

Número de PAT	Energía recuperada (kWh/año)	Potencia máxima (kW)	Volumen turbinado (m <sup>3</sup> )	Horas turbinadas
PAT 1	12178,01	3,25	324933,78	5728
PAT 2	9829,09	3,25	254764,75	4406
PAT 3	6997,20	3,25	163806,85	2633
<b>TOTAL</b>	<b>29004,3</b>	<b>9,75</b>	<b>743505,38</b>	<b>12767</b>

Tabla 21. Resumen turbinado línea 2004.

La mayor energía recuperada en la línea 2004 corresponde a la PAT 1, pues es la máquina que más horas de turbinado presenta. La menor energía recuperada es de la PAT 3, como es lógico, con menos horas de funcionamiento.

#### 4.3.2. Grupo de PATs línea 2070

La línea 2070 se encuentra próxima a las conducciones terminales. Se trata de una línea con gran altura para recuperar debido a su posición en la red. Esta línea se encuentra aguas abajo de la línea 2004, por tanto la recuperación energética de la misma dependerá de la recuperación que se de aguas arriba. La tubería conecta los nudos 2054 y 2070, presenta una longitud de 91,5 metros y un diámetro de 400 mm.

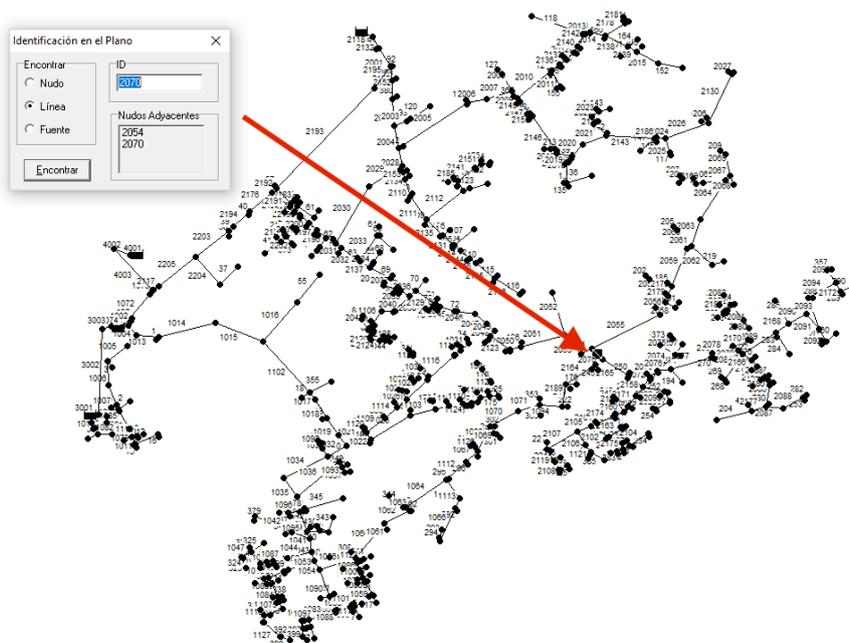


Figura 54. Ubicación de la línea 2070 en la red de riego (1).

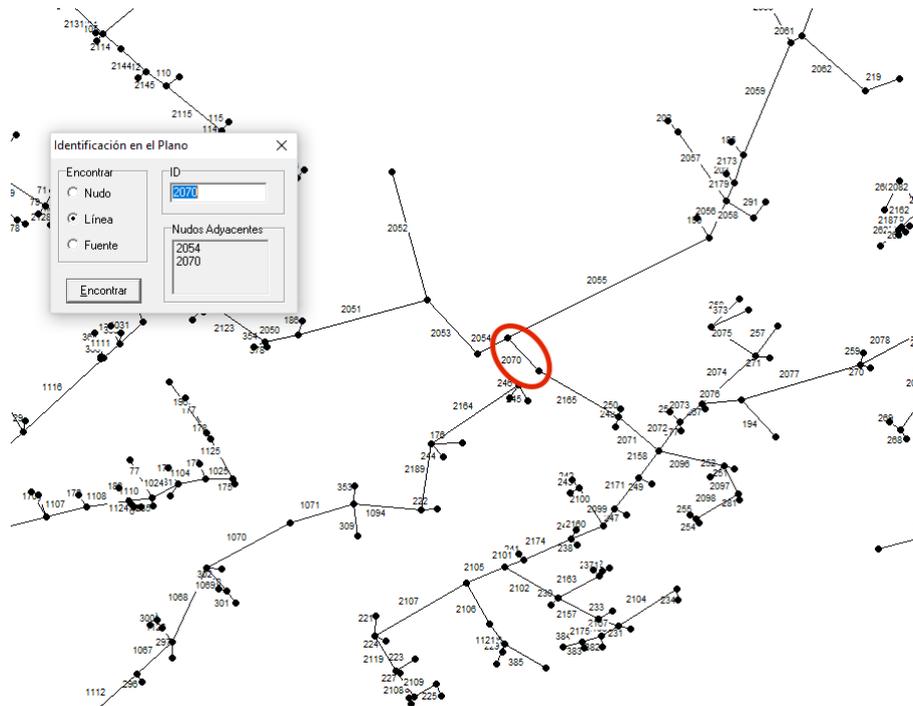


Figura 55. Ubicación de la línea 2070 en la red de riego (2).

Para la línea 2070, la curva Q-H a lo largo de un año se muestra a continuación:

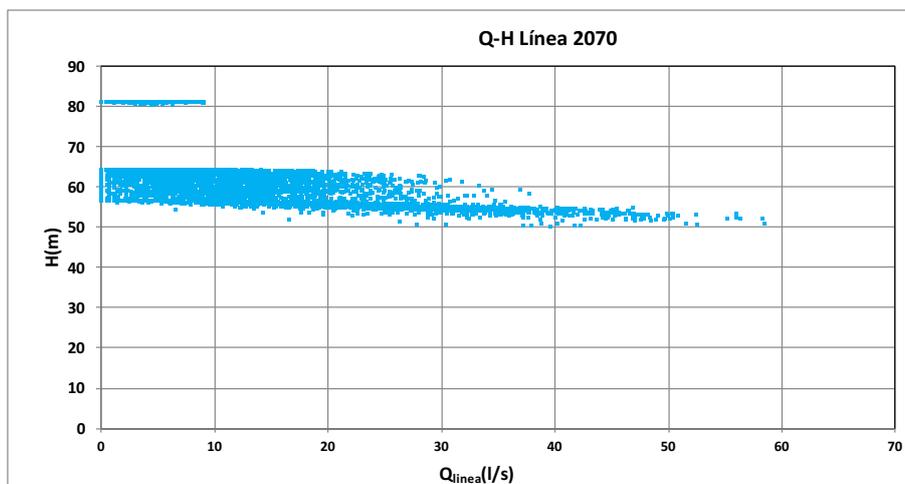


Figura 56. Nube de puntos Q-H que circulan por la línea 2070 a lo largo de un año.

En este caso, llama la atención el grupo de puntos que poseen una altura próxima a 80 mca. Estos puntos provienen de los caudales no turbinados aguas arriba. Son caudales de menos de 10 l/s y el caudal mínimo anteriormente turbinado era de 10,11 l/s. Por tanto, corresponden a los bajos caudales que se dejan pasar por el by-pass de la instalación de la línea 2004.

Si comparamos las dos líneas vemos que en la línea 2004 los caudales eran mayores (hasta 160 l/s), pero las alturas no superaban los 30 mca. En la línea 2070 las alturas están entorno a 55-60 mca pero los caudales son bastante más pequeños, no llegando a los 60 l/s. Por tanto, mientras que en la línea 2004 la obtención de energía se veía amplificada por los grandes caudales que circulan, en la línea 2070 se aprovecha el término altura para la maximización.

Para el grupo de PATs de la línea 2070 se han seleccionado 3 PATs de la marca KSB Modelo Etanorm 32-200, de 1,71 kW cada una, lo que supone una potencia del grupo de 5,13 kW.

PAT 1:

Si observamos los puntos teóricos a turbinar por la PAT 1 observamos que existe un grupo de puntos que queda fuera de la curva H-Q de la PAT.

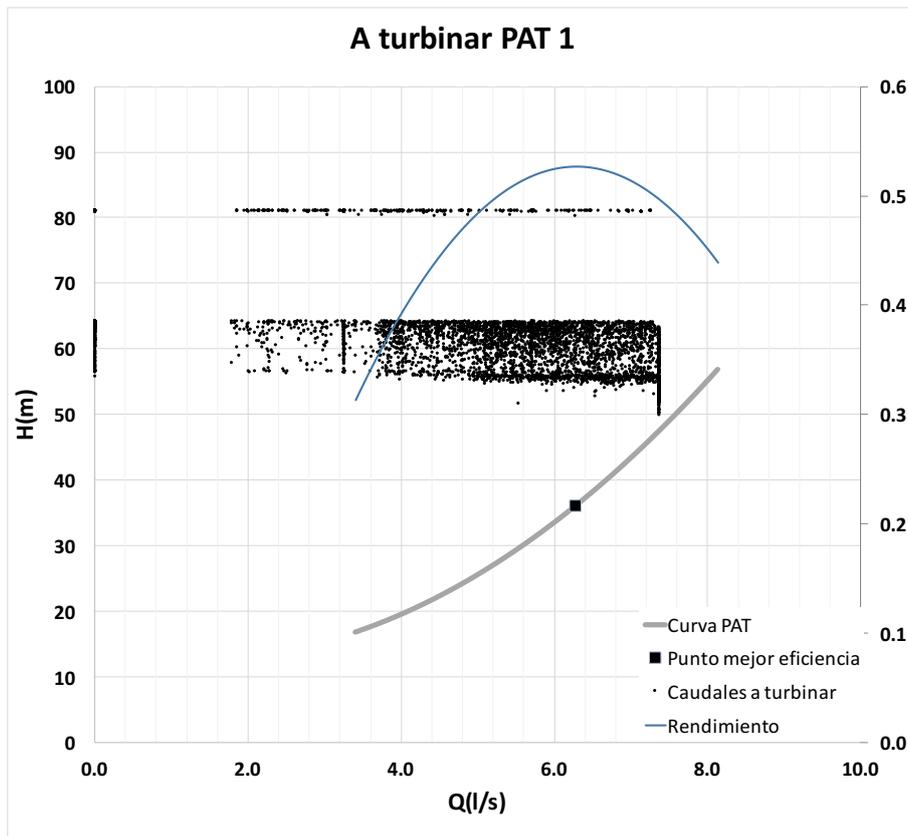


Figura 57. Caudales a turbinar por PAT 1 en línea 2070.

Para aprovechar también la energía de estos puntos, la metodología busca la modificación de la velocidad de rotación de la máquina. De esta forma, disminuyendo la velocidad se modifica la curva de la PAT, alcanzando los caudales buscados. Esta reducción de velocidad queda reflejada en las curvas de la gráfica siguiente y corresponde a la "cola" de los rendimientos y caudales turbinados.

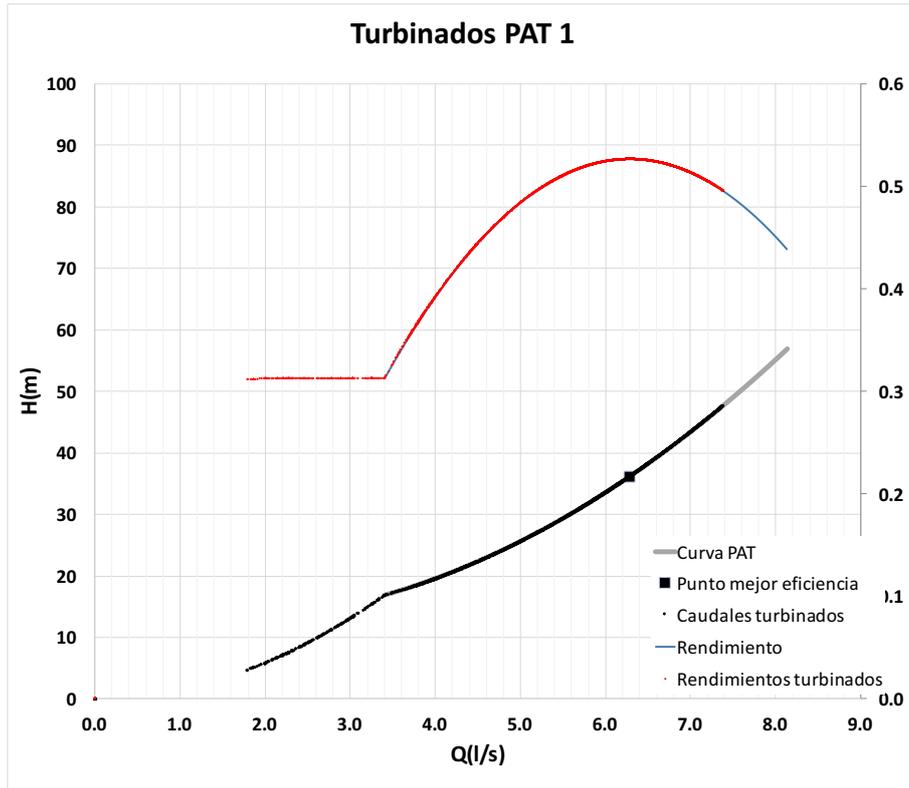


Figura 58. Caudales turbinados por PAT 1 en línea 2070.

En cuanto a las alturas no recuperadas, vemos que existe una especie de línea de puntos paralela al resto. Esto se debe a que la PAT recupera la misma altura siempre que se trata de un mismo caudal.

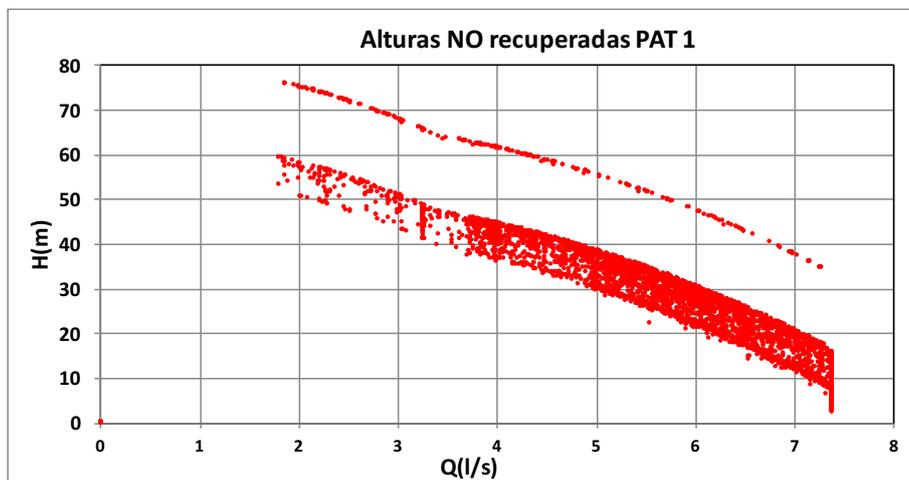


Figura 59. Alturas no recuperadas por PAT 1 en línea 2070.

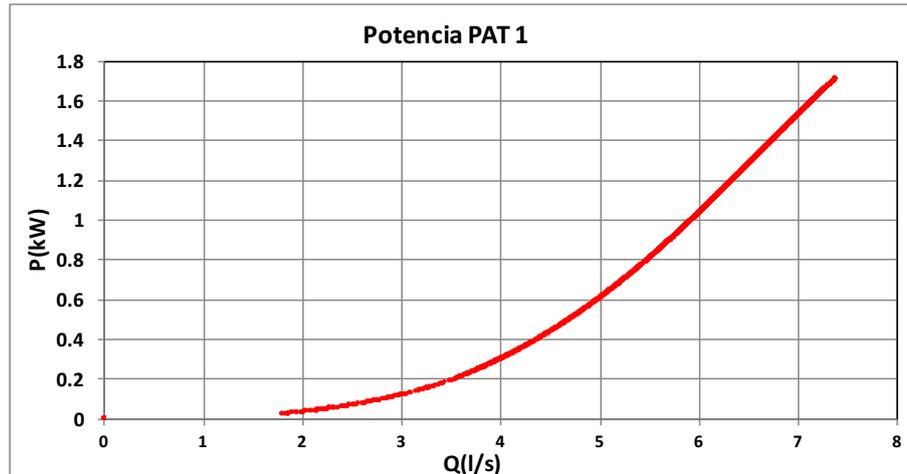


Figura 60. Potencias PAT 1 en línea 2070.

Los datos de funcionamiento de la primera PAT son:

PAT 1	Caudal turbinado (l/s)	N1 (rpm)	Rendimiento	Altura recuperada (m)	Altura NO recuperada (m)	Potencia (kW)	Energía (kWh)	Volumen (m3)
<b>Máximo</b>	7.38	1520	0.53	47.58	76.08	1.71	1.71	26.55
<b>Mínimo</b>	1.79	802	0.31	4.68	2.39	0.03	0.03	6.45
<b>Promedio</b>	5.72	1497	0.47	32.81	28.36	1.00	1.00	20.59

Tabla 22. Detalle funcionamiento PAT 1 en línea 2070.

PAT 2:

Para la segunda PAT los caudales se encuentran dentro del rango de funcionamiento de la misma, por lo tanto no es necesario realizar modificaciones en la velocidad de rotación de la máquina.

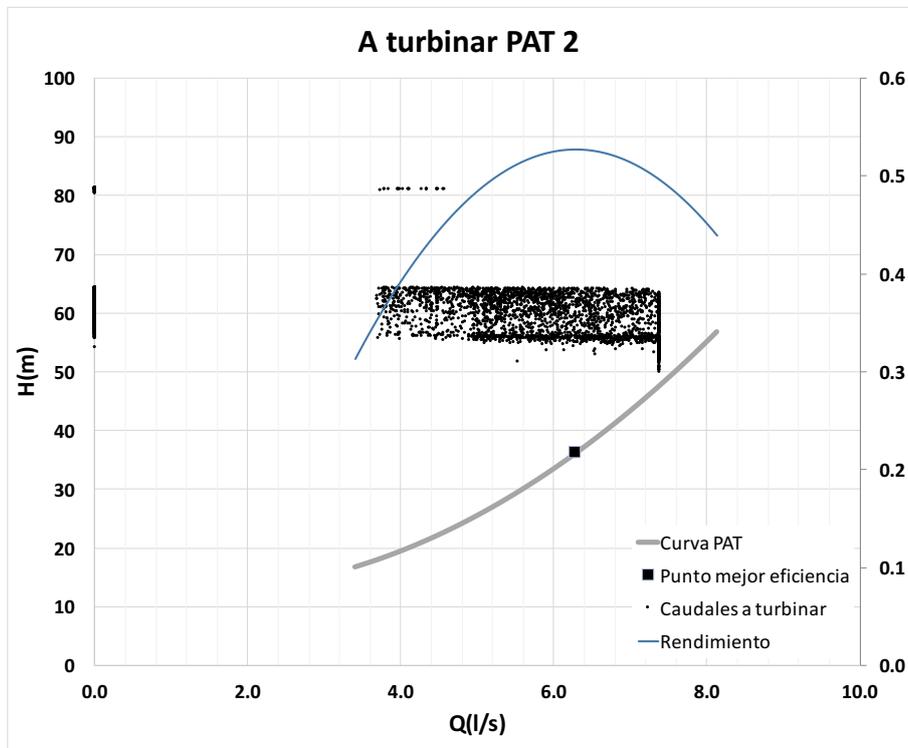


Figura 61. Caudales a turbinar por PAT 2 en línea 2070.

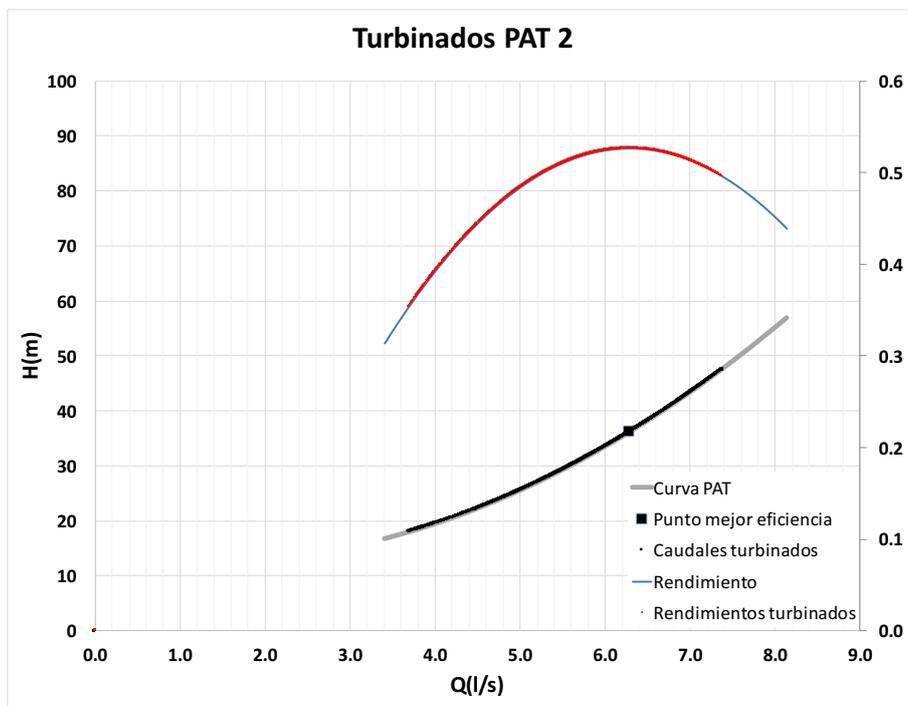


Figura 62. Caudales turbinados por PAT 2 en línea 2070.

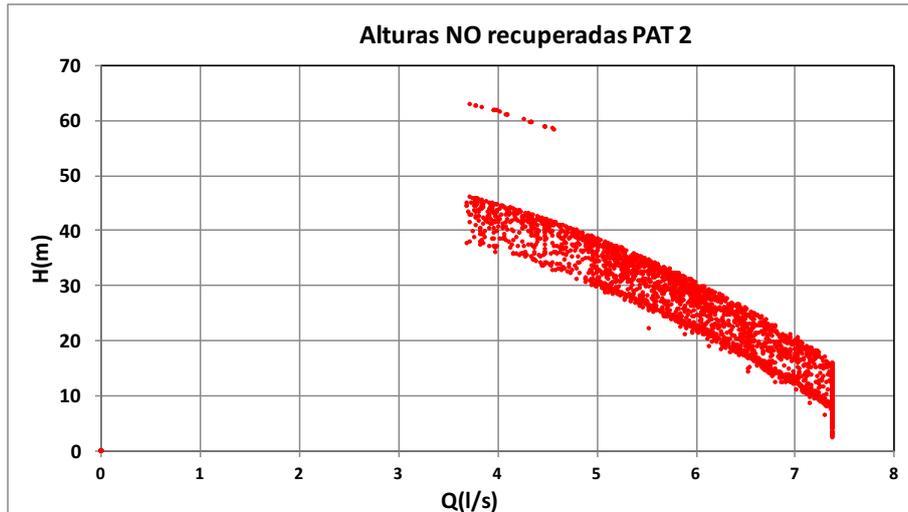


Figura 63. Alturas no recuperadas por PAT 2 en línea 2070.

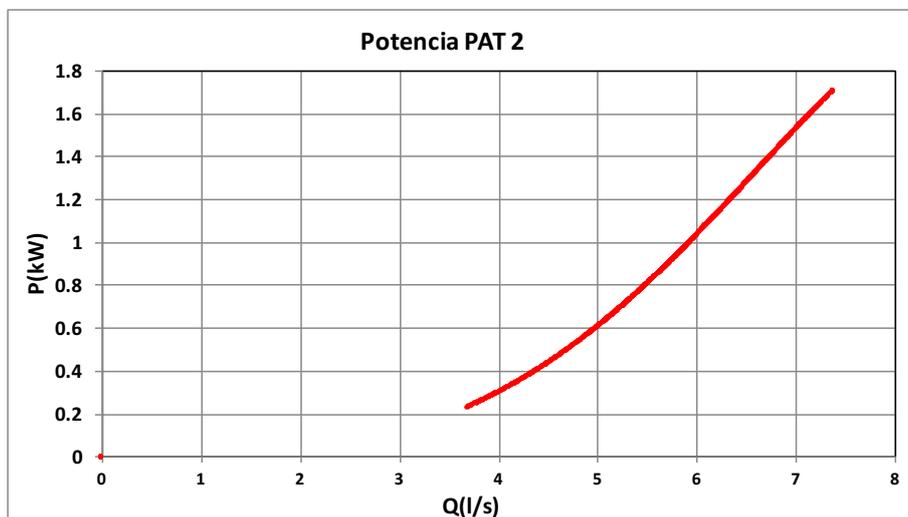


Figura 64. Potencia PAT 2 en línea 2070.

PAT 2	Caudal turbinado (l/s)	N2 (rpm)	Rendimiento	Altura recuperada (m)	Altura NO recuperada (m)	Potencia (kW)	Energía (kWh)	Volumen (m3)
<b>Máximo</b>	7.38	1520	0.53	47.58	62.66	1.71	1.71	26.55
<b>Mínimo</b>	3.69	1520	0.35	18.04	2.39	0.23	0.23	13.28
<b>Promedio</b>	6.20	1520	0.50	36.53	22.10	1.17	1.17	22.33

Tabla 23. Detalle funcionamiento PAT 2 en línea 2070.

**PAT 3:**

De la misma manera que en la segunda PAT, en este caso no es necesario modificar la velocidad de rotación:

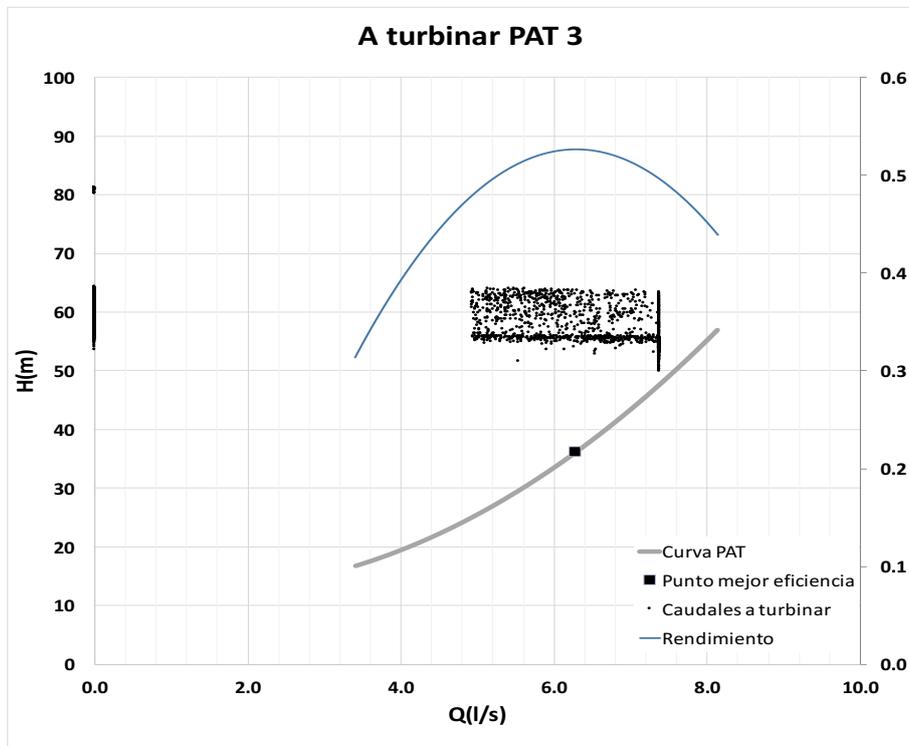


Figura 65. Caudales a turbinar por PAT 3 en línea 2070.

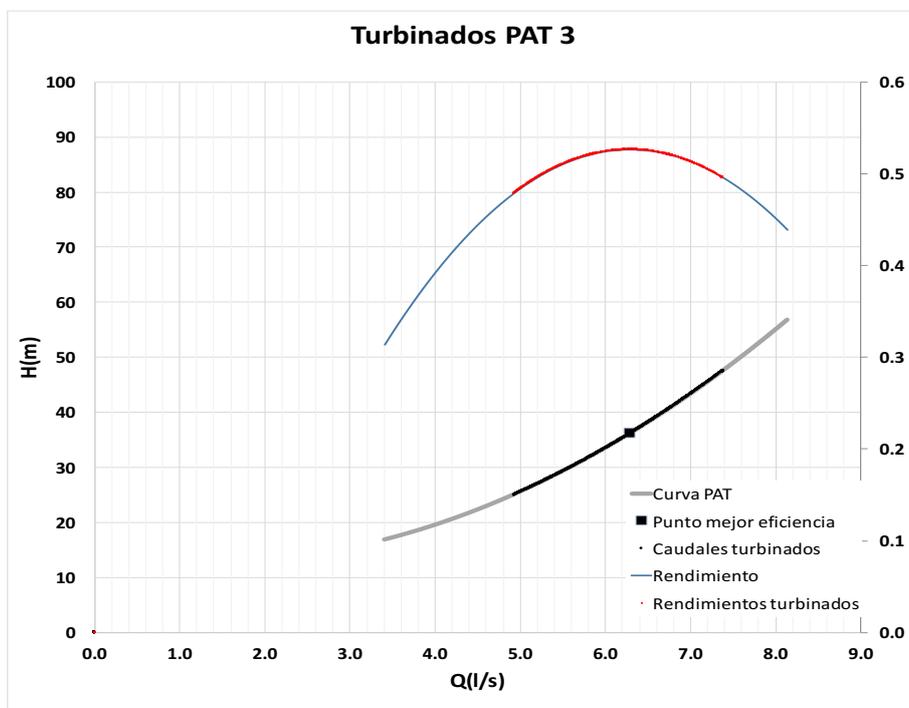


Figura 66. Caudales turbinados por PAT 3 en línea 2070.

Para esta PAT vemos que los rendimientos a los que se ha turbinado se sitúan próximos al punto de mejor eficiencia.

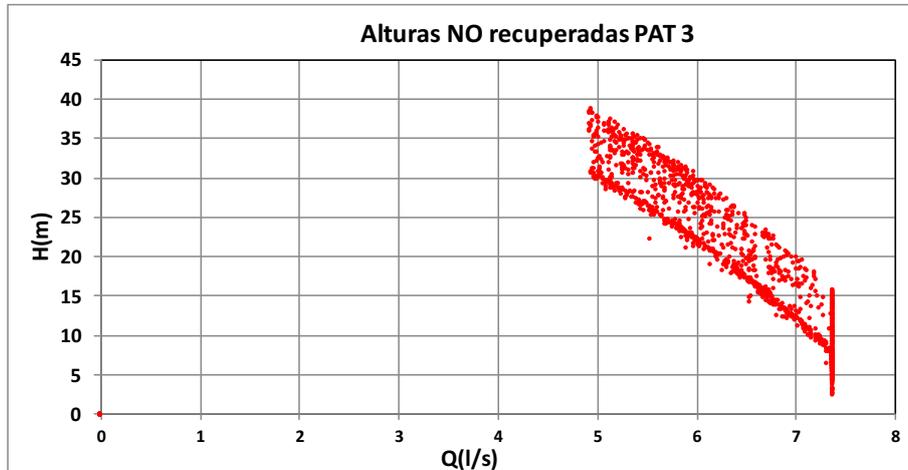


Figura 67. Alturas no recuperadas por PAT 3 en línea 2070.

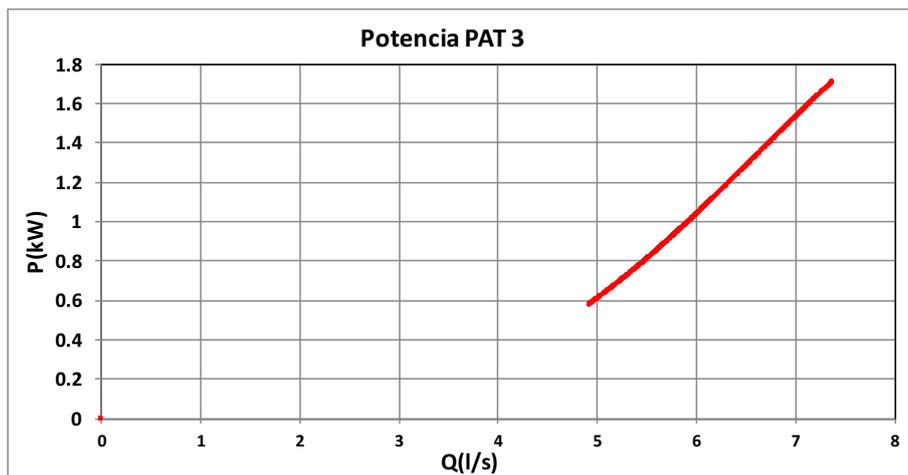


Figura 68. Potencias PAT 3 en línea 2070.

PAT 3	Caudal turbinado (l/s)	N3 (rpm)	Rendimiento	Altura recuperada (m)	Altura NO recuperada (m)	Potencia (kW)	Energía (kWh)	Volumen (m3)
<b>Máximo</b>	7.38	1520	0.53	47.58	38.73	1.71	1.71	26.55
<b>Mínimo</b>	4.92	1520	0.48	25.05	2.39	0.58	0.58	17.72
<b>Promedio</b>	6.74	1520	0.50	41.31	15.58	1.41	1.41	24.28

Tabla 24. Detalle funcionamiento PAT 3 en línea 2070.

La energía recuperada por cada una de las PATs, el volumen y las horas turbinadas, así como la potencia máxima se resumen en la siguiente tabla:

Número de PAT	Energía recuperada (kWh/año)	Potencia máxima (kW)	Volumen turbinado (m <sup>3</sup> )	Horas turbinadas
PAT 1 Etanorm 32-200	5418,98	1,71	111870,20	5433
PAT 2 Etanorm 32-200	4299,17	1,71	82228,20	3682
PAT 3 Etanorm 32-200	2947,27	1,71	50915,7	2097
<b>TOTAL</b>	12665,42	5,13	245013,57	11212

Tabla 25. Resumen turbinado línea 2070.

De la misma manera que en la línea 2004, la máquina que más energía recupera es la que más horas de funcionamiento presenta, que siempre será la primera. En orden decreciente vendrá seguida por la segunda y la tercera.

#### 4.3.3. Energía total teórica y recuperada. Potencia máxima teórica y real

Si comparamos las dos líneas en las que se pretende recuperar energía:

Línea	Energía teórica recuperada (kWh)	Energía recuperada (kWh)	% Recuperación energética	Volumen total (m <sup>3</sup> )	Volumen turbinado (m <sup>3</sup> )	Volumen NO turbinado (m <sup>3</sup> )	% Volumen turbinado
2004	68833,97	29004,31	42,14	898102,95	743505,38	154597,57	82,79
2070	39571,14	12665,42	32,01	281048,97	245013,57	36035,40	87,18
<b>Total</b>	108405,10	41669,72	38,44	1179151,91	988518,95	190632,96	83,83

Tabla 26. Resumen líneas 2004 y 2070 teórico y real.

La línea 2004 presenta 2,9 MWh teóricos recuperables más que la línea 2070. Con los grupos de PATs seleccionados, la recuperación de energía final sería de un 42,14 % de la disponible para el caso de la línea 2004 y de un 32,01 % para el caso de la línea 2070.

Como el análisis previo de viabilidad había sido realizado suponiendo un rendimiento de las máquinas del 0,55, comparando los valores calculados con los reales se tiene:

Línea	Energía teórica recuperada con rendimiento 0,55 (kWh/año)	Energía recuperada (kWh/año)	Potencia máxima teórica con rendimiento 0,55(kW)	Potencia máxima (kW)
2004	37858,68	29004,3	22,701	9,75
2070	21764,124	12665,42	15,2	5,13
<b>TOTAL</b>	59622,804	41669,72	37,901	14,88

Tabla 27. Resumen líneas 2004 y 2070 teórico con rendimiento teórico aplicado y real.

La energía finalmente recuperada es menor a la calculada en los dos casos. Esto se debe a los rendimientos de las máquinas, puesto que no trabajan con 0,55, sino con rendimientos menores.

#### 4.3.4. Caudales no turbinados. Cálculo $K_v$ válvula

En la instalación de PATs, los caudales no turbinados se harán pasar por el by-pass. Estos caudales deben ser regulados por la válvula instalada en el mismo, para lo que es necesario conocer el coeficiente de caudal  $K_v$ , que variará con el tiempo. Este coeficiente es un factor de diseño que relaciona la reducción de presión que genera la válvula con el caudal que circula por ella:

$$K_v = Q \cdot \sqrt{\frac{10 \cdot \rho \cdot g}{\Delta p}} \quad (37)$$

Siendo:

$K_v$ : [ $m^3/h$ ]

Q: [ $m^3/h$ ]

$\rho$ : Densidad del agua ( $1000 \text{ kg}/m^3$ )

$g$ : Aceleración de la gravedad ( $9,81 \text{ m}/s^2$ )

$\Delta p$ : Pérdida de carga [Pa]

Se calcula el coeficiente  $K_v$  de la válvula reductora a colocar en cada uno de los grupos de PATs, situados en las líneas 2004 y 2070. Para este caso el caudal corresponderá al caudal que no se deriva por las PATs y al que se le debe reducir una energía de  $\Delta p$  (igual a la altura recuperada por el grupo de PATs).

Para cada una de las líneas queda como:

*4.3.4.1. Kv Grupo de PATs línea 2004:*

Cada una de las PATs turbinan en un rango entre 10,11-18,79 l/s. Esto significa que:

1. Cuando el caudal de la línea es menor que 10,11 l/s, ninguna PAT está trabajando, y todo el caudal se deriva por el by-pass, sin que exista pérdida de carga en la válvula.
2. Cuando el caudal de la línea está entre 10,11 y 18,79 l/s, todo el caudal se deriva a la primera PAT, y no existe caudal derivado a la válvula.
3. Cuando el caudal está entre 18,79 y 20,22 (10,11·2) l/s, la primera PAT está trabajando a 18,79 l/s y se está derivando el caudal restante (máximo 20,22-18,79=1,42 l/s), por la válvula reductora. En este caso no pueden entrar en funcionamiento las dos PATs, ya que el caudal para cada una no llegaría al mínimo (10,11 l/s).
4. A partir de 20,22 l/s, empezaría a trabajar la segunda PAT, trabajando las dos PATs al mismo caudal. Entre 20,22-37,58 (18,79·2) l/s, se divide el caudal y no se deriva ningún caudal a la válvula reductora.
5. En el rango de caudales por línea de 37,58-56,37 (18,79·3), trabajan las tres PATs a igual caudal, siendo el máximo caudal turbinado por las tres de 56,37 l/s.
6. A partir de caudales por línea mayores que 56,37 l/s, todo el caudal superior es derivado a la válvula reductora y se turbinan 56,37 l/s (18,79 l/s en cada PAT).

Por lo tanto para este grupo de PATs, los rangos de caudales turbinados son:

Rango de caudal en línea (l/s)	PAT 1	PAT 2	PAT 3	Válvula reductora
0-10,11	NO	NO	NO	No reduce, deja pasar el caudal a válvula completamente abierta.
10,11-18,79	SI	NO	NO	No reduce, válvula completamente cerrada.
18,79-20,22	SI	NO	NO	Reduce el caudal que no pasa por la PAT 1.
20,22-37,58	SI	SI	NO	No reduce
37,58-56,37	SI	SI	SI	No reduce
Mayor que 56,37	SI	SI	SI	Reduce el caudal que no pasa por la PAT 1, 2 y 3.

Tabla 28. Rangos de caudales turbinados línea 2004.

La máxima altura a reducir siempre será de 24,41 m, que corresponde a un caudal turbinado en la(s) PAT(s) de 18,79 l/s. Por lo tanto el cálculo de la  $K_v$ , para la válvula reductora quedará como:

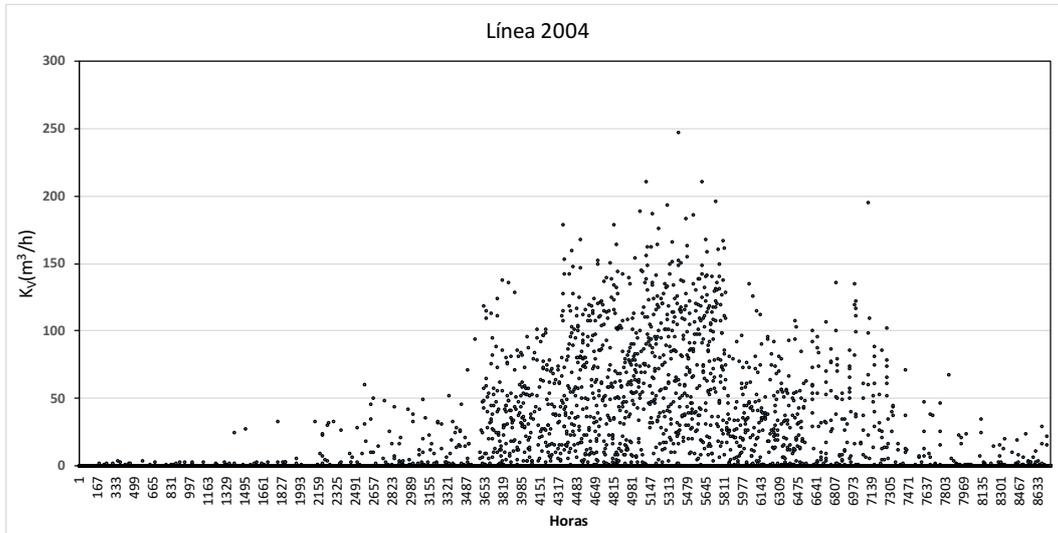


Figura 69. Distribución  $K_v$  línea 2004 en el tiempo.

Siendo el máximo caudal a reducir de 107,42 l/s (máximo caudal que pasa por línea 163,79=107,42+56,37). Para este caudal corresponde una  $K_v=247,60 \text{ m}^3/\text{h}$ . El mínimo caudal prácticamente es cero considerándose 0,1 l/s, siendo su  $K_v$  asociada de  $0,23 \text{ m}^3/\text{h}$ . La distribución de frecuencias de  $K_v$  para la línea 2004 queda:

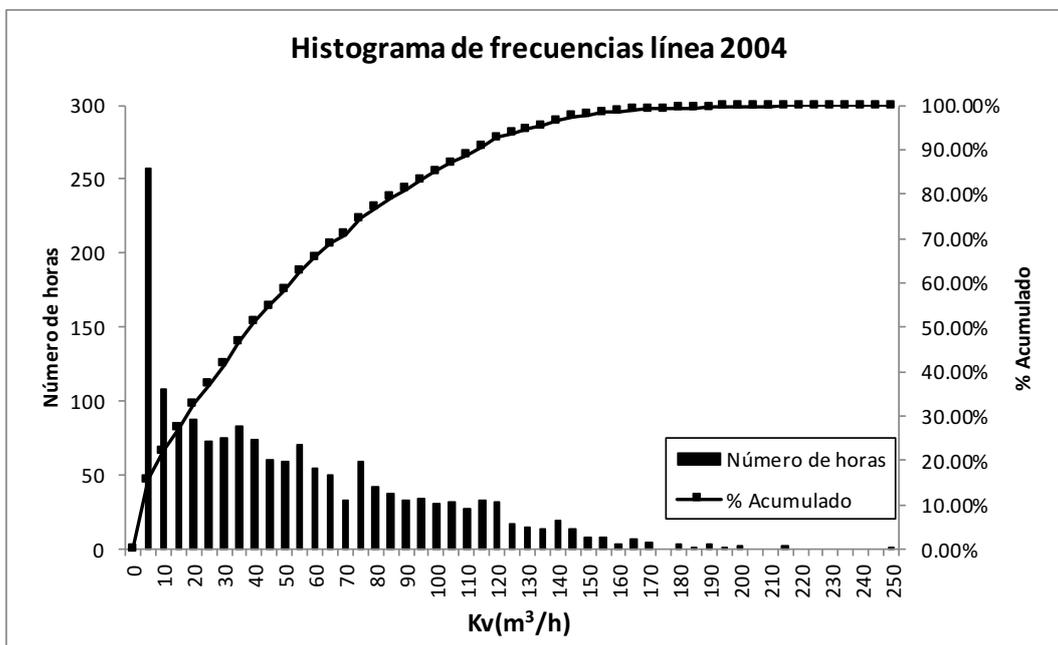


Figura 70. Frecuencias  $K_v$  línea 2004.

4.3.4.2.  $K_v$  Grupo de PATs línea 2070:

Cada una de las PATs turbinan en un rango entre 3,41-7,38 l/s. Al igual que para el grupo de PATs anterior, los caudales por línea serán reducidos en función de:

Rango de caudal en línea (l/s)	PAT 1	PAT 2	PAT 3	Válvula reductora
0-3,41	NO	NO	NO	No reduce, deja pasar el caudal a válvula completamente abierta.
3,41-7,38	SI	NO	NO	No reduce, válvula completamente cerrada.
7,38-14,76	SI	SI	NO	No reduce, válvula completamente cerrada.
14,76-22,14	SI	SI	SI	No reduce, válvula completamente cerrada.
Mayor que 22,14	SI	SI	SI	Reduce el caudal que no pasa por la PAT 1, 2 y 3.

Tabla 29. Rangos de caudales turbinados línea 2070.

Para este caso la válvula reductora no necesita reducir en la puesta de funcionamiento de más PATs, sólo reduce cuando el caudal por línea pasa de 22,14 l/s. La máxima altura a reducir será siempre de 47,58 m, que corresponde a la altura recuperada por cada PAT cuando pasan 22,14 l/s por cada una de ellas. Por lo tanto el cálculo de la  $K_v$ , para la válvula reductora quedará como:

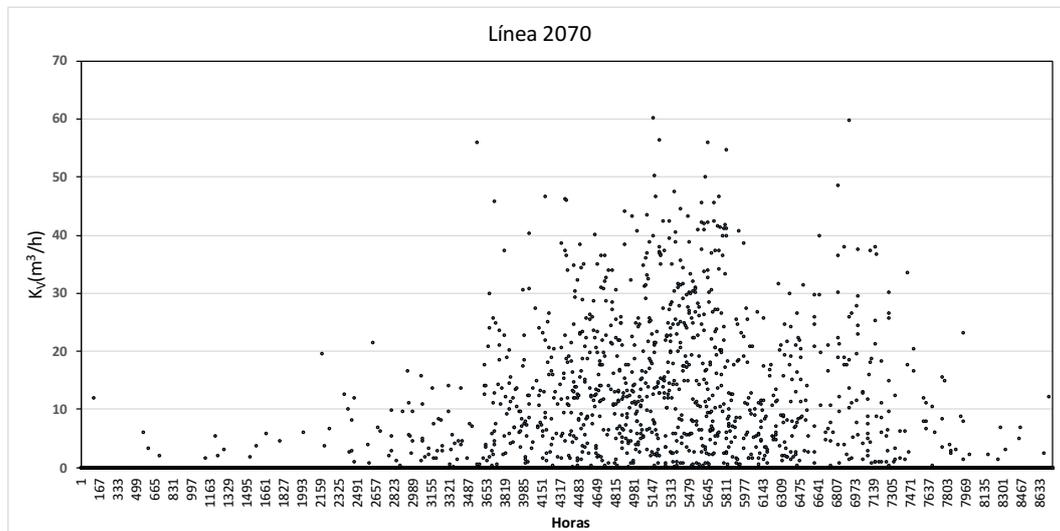


Figura 71. Distribución  $K_v$  línea 2070 en el tiempo.

Siendo el máximo caudal a reducir de 36,45 l/s (máximo caudal que pasa por línea 58,58=36,44+22,14). Para este caudal corresponde una  $K_v=60,18 \text{ m}^3/\text{h}$ . El mínimo caudal prácticamente es cero considerándose 0,1 l/s, siendo su  $K_v$  asociada de  $0,18 \text{ m}^3/\text{h}$ .

La distribución de frecuencias de  $K_v$  para la línea 2070 queda:

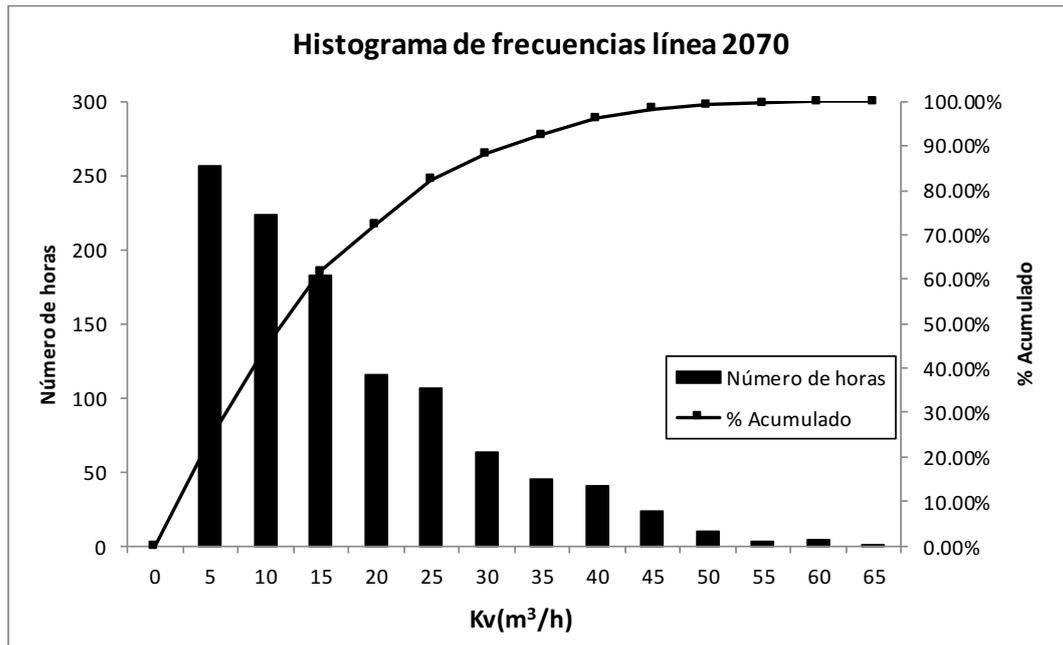


Figura 72. Frecuencias  $K_v$  línea 2004.

#### 4.4. ANÁLISIS DE VIABILIDAD PARA LAS BOMBAS SELECCIONADAS

La energía total recuperada en la red es la suma de las energías que se recuperan en la línea 2004 y 2070 y presenta un valor de 41669,72 kWh/año (41,67 MWh/año). Conocida la energía total recuperada y la potencia de cada una de las bombas, es posible calcular los indicadores financieros para evaluar la rentabilidad de la inversión. En primer lugar, la inversión vendrá dada por el coste de dos casetas y dos instalaciones, más el precio de las PATs.

Para una PAT de 1,71 kW:

$$\begin{aligned} \text{Coste PAT 1,71 kW (€)} &= \text{Potencia PAT (kW)} \cdot \text{Precio PAT} \left( \frac{€}{\text{kW}} \right) = \\ &= 1,71 \cdot 826,42 \cdot 1,71^{-0,292} = 1208,26 \text{ €} \quad (38) \end{aligned}$$

Como tenemos 3 PATs iguales en cada grupo de PATs:

$$\text{Coste total PATs 1,71 kW (€)} = 3 \cdot 1208,26 = 3624,79 \text{ €} \quad (39)$$

Para una PAT de 3,25 kW:

$$\begin{aligned} \text{Coste PAT 3,25 kW (€)} &= \text{Potencia PAT (kW)} \cdot \text{Precio PAT} \left( \frac{€}{\text{kW}} \right) = \\ &= 3,25 \cdot 826,42 \cdot 3,25^{-0,292} = 1903,77 \text{ €} \quad (40) \end{aligned}$$

Como tenemos 3 PATs iguales en cada grupo de PATs:

$$\text{Coste total PATs 3,25 kW (€)} = 3 \cdot 1903,77 = 5711,31 \text{ €} \quad (41)$$

Y si sumamos el coste de los dos grupos de PATs:

$$\text{Coste total PATs (€)} = 3624,79 + 5711,31 = 9336,1 \text{ €} \quad (42)$$

Por tanto la inversión será de:

$$\text{Inversión (€)} = 2 \cdot \text{Coste caseta} + 2 \cdot \text{Coste instalación} + \text{Coste total PATs}$$

$$\text{Inversión (€)} = 2 \cdot 7936,40 + 2 \cdot 12777,94 + 9336,1 = 50764,78 \text{ €} \quad (43)$$

Conocida la inversión, la tasa de descuento (2,5%), la energía recuperada, el precio de venta de la energía, la potencia instalada y el coste de operación de la instalación, los resultados para los indicadores financieros son:

Nº GRUPOS DE PATs	VAN(€)	TIR(%)	T(años)
2	16445.65 €	4.33 %	19 años

Tabla 30. Análisis viabilidad caso real.

Se cumplen los requisitos para aceptar la viabilidad del proyecto: VAN>0 y TIR>tasa de descuento=2,5%.

#### 4.5. CONCLUSIONES

En los siguientes párrafos se resumen las conclusiones obtenidas al aplicar la metodología de optimización energética al caso de estudio.

- 1) En la red de riego considerada, el sector 2 es el que más energía dispone para recuperar. Los dos primeros grupos de PATs a instalar deben ubicarse en dicho sector. Para un número mayor de PATs ya se introducen líneas del sector 1.
- 2) Se han empleado dos funciones objetivo para la optimización: E y E/PSR. Los mejores resultados vienen dados siguiendo la función E/PSR puesto que están más filtrados. Mediante la maximización de E/PSR se maximiza la energía con la mínima potencia posible. De esta forma se reducen los costes.
- 3) Los mayores incrementos de energía se dan para pocos grupos de PATs. A partir de 20 PATs la energía comienza a frenar su crecimiento y llega un punto que no se puede obtener más energía. Pasado ese punto, cuantas más PATs se instalan no aumenta la energía recuperada, pero sí los costes.
- 4) Entre la opciones disponibles, lo más rentable resulta instalar dos grupos de PATs en la líneas 2004 y 2070 respectivamente. Estas líneas se disponen en serie, por tanto, la recuperación energética llevada a cabo en la línea aguas abajo (2070) se verá directamente afectada por la recuperación energética aguas arriba (línea 2004). Partiendo de que la energía recuperada depende directamente de las variables altura y caudal, estas líneas constituyen dos tipos de tuberías: aquellas por las que circulan grandes caudales pero con poca altura recuperable (líneas cabecera) y aquellas por las que circulan caudales más reducidos pero con mucha altura recuperable (líneas terminales).
- 5) Existen caudales que se encuentran por debajo del caudal mínimo nominal de la PAT. Mediante la reducción de la velocidad de rotación de la máquina es posible turbinar estos caudales.

A la hora de realizar el análisis de viabilidad previo, para el cálculo de la energía recuperada se ha estimado un rendimiento teórico del 0,55 ya que no se conocían las máquinas reales a instalar. Finalmente, cuando se han seleccionado las PATs a instalar del catálogo se han aplicado los rendimientos reales. Si comparamos los valores de los indicadores financieros del análisis previo de viabilidad (escenario neutro) con los del caso real final:

Análisis	VAN (€)	TIR (%)	P. RETORNO (años)
Previo	45441.23	7.06	13
Final	16445.65	4.33	19

*Tabla 31. Comparación análisis viabilidad caso previo y real.*

Como puede observarse, los valores de VAN y TIR son inferiores y el periodo de retorno aumenta 6 años con respecto a los cálculos iniciales, hecho que se debe a que los rendimientos reales están por debajo del estimado. Una vez se ha trabajado con los rendimientos reales, la recuperación energética se ha reducido y ello ha llevado al empeoramiento en el análisis de viabilidad. Esta diferencia puede indicar usar rendimientos de búsqueda globales inferiores a 0,55 para aplicaciones futuras de la metodología, como pueden ser 0,45 o incluso 0,4.

Pese al empeoramiento de los indicadores financieros, la inversión sigue siendo rentable ante un escenario neutro y el dinero se recuperaría en el año 19. Con estos grupos de PATs se podrían recuperar 41,67 MWh/año, que suponen el 38,44% de la energía recuperable total. Como se trata de una energía limpia, al recuperar esta cantidad de energía en lugar de producirla a partir de fuentes de energía no renovables (como carbón o gas natural) se produce una reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> de 30,4 t de CO<sub>2</sub>/año y de 47,9 t de CO<sub>2</sub>/año si la generación es con petróleo. Si no se instalan los grupos de PATs, esta energía es disipada por las válvulas reductoras de presión, o dicho de otro modo, estamos perdiendo la oportunidad de obtener 16445,65 € en el periodo de cálculo considerado (40 años). Resulta incuestionable por tanto la unión que existe entre agua-energía, unión que se encuentra en el camino hacia la sostenibilidad y que hay que saber aprovechar.

Por tanto, la metodología empleada constituye una potente herramienta para los gestores de redes de riego para valorar la instalación de PATs para la recuperación de energía. La cantidad de energía recuperable dependerá de las características de la red de riego. Además, la metodología es extrapolable a cualquier red de agua presión, sea de riego o no, siempre y cuando se conozcan o puedan estimar los caudales de la misma. En este TFM la metodología descrita se ha aplicado a un caso real y posteriormente se ha desarrollado un estudio económico riguroso, proyectando la instalación y la arqueta y elaborando los presupuestos oportunos.

## **REFERENCIAS**

- A. Carravetta, G. Del Giudice, O. Fecarotta, H. Ramos, Energy production in water distribution networks: a PAT design strategy, *Water Resour. Manag.* 26 (2012) 3947e3959, <https://doi.org/10.1007/s11269-012-0114-1>.
- A. Carravetta, G. Del Giudice, O. Fecarotta, H. Ramos, PAT design strategy for energy recovery in water distribution networks by electrical regulation, *Energies* 6 (2013a) 411-424, <https://doi.org/10.3390/en6010411>.
- A Carravetta, G. Del Giudice, O. Fecarotta, H. Ramos, Pump as turbine (PAT) design in water distribution network by system effectiveness, *Water* 5 (2013b) 1211e1225, <https://doi.org/10.3390/w5031211>.
- A. Kaviani, H. Baghaee, G. Riahy, Optimal Sizing of a stand-alone wind/ photovoltaic generation unit using particle swarm optimization, *Simulation* 85 (2009) 89e99.
- Agarwal T., Review of Pump as Turbine (PAT) for Micro-Hydropower, *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, 2012, vol. 2, issue 11.
- Bru C., Cabrera Marcet E. (2010). "Agua, Historia y Sostenibilidad, un trinomio complejo de armonizar en los países mediterráneos" en *La ingeniería y la gestión del Agua a través de los tiempos. Aprendiendo de la historia*. Edit Universidad Politécnica de Valencia-Aqualia, Valencia 2010. pp 209-242, ISBN 978-84-693-8010-9
- Cabrera E. (2012). "Urban and Industrial Water Use Challenges" en *La gestión sostenible del agua urbana y sus retos*. Capítulo 13.
- Calado, T. & Ramos, H. M. *Microgeneration of energy in wáter distribution systems* (2014).
- Castro, A. *Minicentrales Hidroeléctricas*; Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía Madrid, Spain, 2006.
- Chapallaz J. M. et al (1992) *Manual on pumps used as turbines*. Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH, Eschborn 1992.
- <http://www.nzdl.org/gsdImod?e=d-00000-00---off-0hdl--00-0----0-10-0---0---0direct-10---4-----0-1l--11-en-50---20-about---00-0-1-00-0-0-11-1-OutfZz-8-00-0-0-11-10-OutfZz-8-00&cl=CL1.11&d=HASH011f05bf8734d88d1a080257.23&gc=1> [Consulta: 6 de febrero de 2018].

Choulot, A. Energy Recovery in Existing Infrastructures with Small Hydropower Plants; FP6 Project Shapes (Work Package 5—WP5); European Directorate for Transport and Energy: Brussels, Belgium, 2010.

Coelho, B.; Andrade-Campos, A. Efficiency achievement in water supply systems—A review. *Renew Sustain. Energy. Rev.* 2014, 30, 59–84. [CrossRef]

De Marchis M., Fontanazza C., Freni G., Messineo A., Milici B., Napoli E., Notaro V., Puleo V., Scopa A., Energy recovery in wáter distribution networks. Implementation of pumps as turbine in a dynamic numerical model, *Procedia Engineering*, 2014, vol. 70, p. 439-448.

Elbatran, A.H.; Yaakob, O.B.; Ahmed, Y.M.; Shabara, H.M. Operation, performance and economic analysis of low head micro-hydropower turbines for rural and remote areas: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2015, 43, 40-50. [CrossRef].

Fontanazza, C.; Freni, G.; Loggia, G.; Notaro, V.; Puleo, V. Evaluation of the Water Scarcity Energy Cost for Users. *Energies* 2013, 6, 220–234.

Gaudard, L.; Romerio, F. Reprint of “The future of hydropower in Europe: Interconnecting climate, markets and policies”. *Environ. Sci. Policy* 2014, 43, 5–14.

Gilron, J. Water-energy nexus: Matching sources and uses. *Clean Technol. Environ. Policy* 2014, 16, 1471–1479.

Gopalakrishnan S., Power recovery turbines for the process industry, *Proceedings of the Third International Pump Symposium*, 1986.

Grancho Ferreira, A. Rita en Energy recovery in water distribution networks towards smart water grids. Thesis to obtain the Master of Science Degree in Civil Engineering, 2017.

Gutiérrez Andrade, Miguel Ángel; de los Cobos Silva, Sergio Gerardo; Pérez Salvador, Blanca Rosa (junio de 1998). «Optimización con recocido simulado para el problema de conjunto independiente»

H. Baghaee, M. Mirsalim, G. Gharehpetian, A. Kaviani, Security/cost-based optimal allocation of multi-tipe FACTS device using particle swarm optimization, *Simulation* 88 (2012) 999-1010, <https://doi.org/10.1177/0031549712438715>.

H.R. Baghaee, M. Mirsalim, G.B. Gharehpetian, H.A. Talebi, Reliability/costbased multi-objective Pareto optimal design of stand-alone wind/PV/FC generation microgrid system, *Energy* 115 (2016) 1022e1041, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.09.007>.

H.R. Baghaee, M. Mirsalim, G.B. Gharehpetian, Multi-objective optimal power management and sizing of a reliable wind/PV microgrid with hydrogen energy storage using MOPSO, *J. Int. Fuzzy Syst.* 32 (2017) 1753e1773, <https://doi.org/10.3233/JIFS-152372>.

H. Ramos, M. Mello, P.K. De, Clean power in water supply systems as a sustainable solution: from planning to practical implementation, *Water Sci. Technol. Water Supply* 10 (2010) 39e49, <https://doi.org/10.2166/ws.2010.720>.

Hans-Wilhelm, S. World Energy Scenarios—The Role of Hydropower in Composing Energy Futures to 2050; World Hydropower Congress: Beijing, China, 2015; pp. 40–46.

Hennig, T.; Wang, W.; Feng, Y.; Ou, X.; He, D. Review of Yunnan's hydropower development. Comparing small and large hydropower projects regarding their environmental implications and socio-economic consequences. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2013, 27, 585–595.

Herath, I.; Deurer, M.; Horne, D.; Singh, R.; Clothier, B. The water footprint of hydroelectricity: A methodological comparison from a case study in New Zealand. *J. Clean. Prod.* 2011, 19, 1582–1589.

Huesemann, M.H. The limits of technological solutions to sustainable development. *Clean Technol. Environ. Policy* 2003, 5, 21–34.

I. Samora, M. Franca, A. Schleiss, H. Ramos, Simulated annealing in optimization of energy production in a water supply network, *Water Resour. Manag.* 30 (2016a) 1533e1547, <https://doi.org/10.1007/s11269-016-1238-5>.

I. Samora, V. Hasmatuchi, C. Münch-Alligne, M.J. Franca, A.J. Schleiss, H.M. Ramos, Experimental characterization of a five blade tubular propeller turbine for pipe inline installation, *Renew. Energy* 95 (2016b) 356e366, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.04.023>.

J Chen, H.X. Yang, C.P. Liu, C.H. Lau, M. Lo, A novel vertical axis water turbine for power generation from water pipelines, *Energy* 54 (2013) 184e193, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.01.064>.

Jim Barr, Wind Pumps: introduction. Disponible: <https://www.lowimpact.org/lowimpact-topic/wind-pumps/> (acceso 28 de mayo de 2018).

López-González, L.M.; Sala-Lizarraga, J.M.; Míguez-Tabarés, J.L.; López-Ochoa, L.M. Contribution of renewable energy sources to electricity production in the autonomous community of Navarre (Spain): A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2007, 11, 1776–1793.

M. Conceição Cunha, L. Ribeiro, Tabu search algorithms for water network optimization, *Eur. J. Oper. Res.* 157 (2004) 746e758, [https://doi.org/10.1016/S0377-2217\(03\)00242-X](https://doi.org/10.1016/S0377-2217(03)00242-X).

M. Giugni, N. Fontana, A. Ranucci, Optimal location of PRVs and turbines in water distribution systems, *J. Water Resour. Plan. Manag.* 140 (2014), 06014004, [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)WR.1943-5452.0000418](https://doi.org/10.1061/(ASCE)WR.1943-5452.0000418).

Makropoulos et al (2008). “Decision support for sustainable option selection in integrated urban water management”. *Environmental Modelling & Software*. Vol: 23(2008) 1448-1460.

Meirelles Lima, Gustavo; Luvizotto Junior, Edevar; Melo Brentan, Bruno (2016). “Selection of Pumps as Turbines Substituting Pressure Reducing Valves” en XVIII International Conference on Water Distribution Systems Analysis.

Mendoza-Grimón, V.; Hernández-Moreno, J.; Palacios-Díaz, M. Improving water use in fodder production. *Water* 2015, 7, 2612–2621. [CrossRef]

Mushtaq, S.; Maraseni, T.N.; Reardon-Smith, K.; Bundschuh, J.; Jackson, T. Integrated assessment of water–energy–GHG emissions tradeoffs in an irrigated lucerne production system in eastern Australia. *J. Clean. Prod.* 2015, 103, 491–498.

Nesbitt B., Handbook of Pumps and Pumping, ROLES & ASSCIATES, ELSEVIER, 2006.

Nogueira Vilanova, M. R. & Perrella Balestieri, J. A. Energy and hydraulic efficiency in conventional wáter supply systems. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 30, 701-714 (2014).

Novara, D., Fecarotta, O., Carravetta, A., Derakhshan, S., McNabola, A., Ramos, H. M. Pump as Turbines (PATs) cost determination and feasibility study of Pressure Reducing Valve substitution or replacement with a PAT in a Water Supply System. (2016).

Orlando A., Audisio (2004). "Bombas utilizadas como turbinas" en Pequeñas Centrales Hidráulicas. Universidad Nacional de Comahue, Argentina.

Paish, O. Micro-hydropower: Status and prospects. *Proc. Inst. Mech. Eng. A J. Power Energy* 2005, 216, 31-40.

Pasten, C.; Santamarina, J.C. Energy and quality of life. *Energy Policy* 2012, 49, 468-476.

Pardo, M.A.; Manzano, J.; Cabrera, E.; García-Serra, J. Energy audit of irrigation networks. *Biosyst. Eng.* 2013, 115, 89-101. [CrossRef]

Pérez-Sánchez, M.; Sánchez-Romero, F.J.; Ramos H.; López Jiménez, P.A. (2017) "Energy Recovery in Existing Water Networks: Towards Greater Sustainability" en *Water*. Vol: 2 (9), 97-117. 10.3390/w9020097

Pérez-Sánchez, Modesto; Sánchez-Romero, Francisco-Javier; Helena M. Ramos; López Jiménez, Petra Amparo. (2016) Modeling Irrigation Networks for the Quantification of Potential Energy Recovering: A Case Study. *Water*, 6 (8), 1 - 26. 10.3390/w8060234

Pérez-Sánchez, Modesto; Sánchez-Romero, Francisco-Javier; López Jiménez, Petra Amparo; Helena M. Ramos. (2018) PATs selection towards sustainability in irrigation networks: Simulated annealing as a water management tool. *Renewable Energy*, 116 (218), 234 - 249. 10.1016/j.renene.2017.09.060

Pérez-Sánchez, Modesto; Sánchez-Romero, Francisco-Javier; López Jiménez, Petra Amparo. (2018). A Case Study of Energy recovery systems location in irrigation networks defined by simulated annealing techniques. *Simulated Annealing. Introduction, Applications and Theory* (199 - 220). Nova Science Publishers. 978-1-53613-674-6

Portela, M. M. Análise da Rentabilidade Económica de PCH, Relatório do CEHIDRO para o Projecto PCH (Pequenas Centrais Hidroelétricas). (Instituto Superior Técnico, CEHIDRO, 1988)

Portela, M. M. en Guidelines for the design of small hydropower plants 53, 167-190 (WREAN (Western Regional Energy Agency & Network) and DED (Department of Economic Development), Belfast, North Ireland. All, 2000)

Portela, M. M. Componente de planeamento de recursos hídricos. *Aulas de Modelação e Planeamento de Recursos Hídricos* 482-564 (2014).

Ramos, H. & Covas, D. Vávulas redutoras de pressão e produção de energia. En 7º Congresso da Água 1-14 (2004).

Rehman, S.; Al-Hadhrami, L.M.; Alam, M.M. Pumped hydro energy storage system: A technological review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2015, 44, 586-598.

Romero Marrero, Laura Ester (2017). "Strategy for energy recovering in the hydraulic system: "Severino-Margeve-Torreta" in the irrigation system comunidad general de regantes y usuarios de Callosa D'en Sarrià (Alicante).

S. Malavasi, G. Ferrarese, M.M.A. Rossi, A control valve for energy harvesting, *Procedia Eng.* 89 (2014) 588e594, <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2014.11.482>.

S. Malavasi, M.M.A. Rossi, G. Ferrarese, GreenValve: hydrodynamics and applications of the control valve for energy harvesting, *Urban Water J.* (2016), <https://doi.org/10.1080/1573062X.2016.1175483>, 9006, Accepted paper.

Seoane, P.; Allué, R.; Postigo, M.J.; Cordón, M.A. *Boletín Mensual de Estadística*; Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente: Madrid, Spain, 2013.

Soto García, Mariano. Medidas de ahorro y eficiencia energética en la agricultura de regadío. Disponible en: <http://elregadio.blogspot.com.es/2015/10/medidas-de-ahorro-y-eficiencia.html> (Acceso 10 Marzo 2018).

Spall J. C., *Introduction to Stochastic Search and Optimization. Estimation, Simulation, and Control* (2003).

Wildner P., Welz P., *Reverse running Pumps as Hydraulic Power Recovery Turbines- Sulzer Design and Experience*.

Williams A., *Pumps As Turbines for Low Cost Micro Hydro Power*, *Renewable Energy*, 1996, vol. 9, p. 1227-1234.

Yahia Bakelli, Amar Hadj Arab, Boubekeur Azoui, *Optimal sizing of photovoltaic pumping system with water tank storage using LPSP concept*, 2010.

Zhang, S.; Pang, B.; Zhang, Z. Carbon footprint analysis of two different types of hydropower schemes: Comparing earth-rockfill dams and concrete gravity dams using hybrid life cycle assessment. *J. Clean. Prod.* 2014, 103, 854–862.

Eurostat. 2015. Available online: <http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/refreshTableAction.do?tab=table&plugin=1&pcode=ten00081&language=en> (accessed on 31 May 2015).

Fernando Pino. Disponible en: <https://www.vix.com/es/btg/curiosidades/4173/por-que-los-oceanos-regulan-la-temperatura> (acceso 10 de Mayo de 2018).

FAO. Superficie Equipada para el Riego. Disponible: [http://www.fao.org/nr/water/aquastat/infographics/Irrigation\\_esp.pdf](http://www.fao.org/nr/water/aquastat/infographics/Irrigation_esp.pdf) (acceso 26 Mayo 2016).

Wikipedia 2017:

[https://es.wikipedia.org/wiki/Bombeo\\_solar](https://es.wikipedia.org/wiki/Bombeo_solar)

[https://es.wikipedia.org/wiki/Bombeo\\_e%C3%B3lico](https://es.wikipedia.org/wiki/Bombeo_e%C3%B3lico)

Eurostat 2017:

[http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy\\_production\\_and\\_imports/es](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_production_and_imports/es)

[http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable\\_energy\\_statistics/es](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable_energy_statistics/es)

Análisis de recuperación energética en sistemas de redes de riego a presión con bombas funcionando como turbinas. Aplicación a la red de Canyoles VI (Vallada, Valencia).

---

[http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Water\\_statistics](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Water_statistics)

European Environment Agency:

<https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/use-of-freshwater-resources-2/assessment-2>

Cerem:

<https://www.cerem.es/blog/optimizacion-energetica-objetivo-20-20-20>

# **PRESUPUESTO**



**Presupuesto Arqueta:**

% C.I. 3

Código	Tipo	Ud	Resumen	Cantidad	Precio (€)	Importe (€)			
<b>Arqueta</b>	<b>Capítulo</b>		<b>Arqueta</b>		<b>7,936.40</b>	<b>7,936.40</b>			
<b>A</b>	<b>Capítulo</b>		<b>Acondicionamiento del terreno</b>		<b>631.80</b>	<b>631.80</b>			
<b>AD</b>	<b>Capítulo</b>		<b>Movimiento de tierras en edificación</b>		<b>631.80</b>	<b>631.80</b>			
<b>ADE</b>	<b>Capítulo</b>		<b>Excavaciones</b>		<b>631.80</b>	<b>631.80</b>			
<b>ADE002</b>	Partida	m³	Excavación a cielo abierto, con medios mecánicos	135.000	4.68	631.80			
mq01ret020b	Equipo y maquinaria	h	Retrocargadora sobre neumáticos, de 70 kW	0.136	27.39	3.73			
mo113	Mano de obra	h	Peón ordinario construcción	0.059	12.12	0.72			
%		%	Costes directos complementarios	2.000	4.44	0.09			
			<b>ADE002</b>	<b>135.000</b>	<b>4.68</b>	<b>631.80</b>			
			<b>ADE</b>		<b>631.80</b>	<b>631.80</b>			
			<b>AD</b>		<b>631.80</b>	<b>631.80</b>			
			<b>A</b>		<b>631.80</b>	<b>631.80</b>			
<b>C</b>	<b>Capítulo</b>		<b>Cimentaciones</b>		<b>697.37</b>	<b>697.37</b>			
<b>CR</b>	<b>Capítulo</b>		<b>Regularización</b>		<b>95.87</b>	<b>95.87</b>			
<b>CRL</b>	<b>Capítulo</b>		<b>Hormigón de limpieza</b>		<b>95.87</b>	<b>95.87</b>			
<b>CRL030</b>	Partida	m²	Capa de hormigón de limpieza HL-150/B/20, fabricado en central y vertido desde camión, de 10 cm de espesor.	16.500	5.81	95.87			
				Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
			M1	1	4.950			4.950	
			M2	1	3.300			3.300	
			M3	1	4.950			4.950	
			M4	1	3.300			3.300	16.500
mt10hmf011fb	Material	m³	Hormigón de limpieza HL-150/B/20, fabricado en central.		0.105	49.50			5.20
mo045	Mano de obra	h	Oficial 1º estructurista, en trabajos de puesta en obra del hormigón.		0.008	13.58			0.11
mo092	Mano de obra	h	Ayudante estructurista, en trabajos de puesta en obra del hormigón.		0.017	12.71			0.22
%		%	Costes directos complementarios		2.000	5.52			0.11
			<b>CRL030</b>		<b>16.500</b>	<b>5.81</b>			<b>95.87</b>
			<b>CRL</b>			<b>95.87</b>			<b>95.87</b>
			<b>CR</b>			<b>95.87</b>			<b>95.87</b>

CS	Capítulo	Superficiales					601.50	601.50		
CSZ	Capítulo	Zapatas					601.50	601.50		
CSZ030	Partida	m³	Zapata de cimentación de hormigón armado, realizada con hormigón HA-25/B/20/Ila fabricado en central y vertido con cubilote, y acero UNE-EN 10080 B 500 S, cuantía 65,6 kg/m³.				4.960	121.27	601.50	
				Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal	
			M1	1	1.490			1.490		
			M2	1	0.990			0.990		
			M3	1	1.490			1.490		
			M4	1	0.990			0.990	4.960	
mt07aco020a	Material	Ud	Separador homologado para cimentaciones.					8.000	0.10	0.78
mt07aco010c	Material	kg	Ferralla elaborada en taller industrial con acero en barras corrugadas, UNE-EN 10080 B 500 S, de varios diámetros.					65.587	0.61	39.84
mt08var050	Material	kg	Alambre galvanizado para atar, de 1,30 mm de diámetro.					0.262	0.83	0.22
mt10haf010nga	Material	m³	Hormigón HA-25/B/20/Ila, fabricado en central.					1.100	57.66	63.43
mo043	Mano de obra	h	Oficial 1ª ferrallista.					0.119	13.58	1.62
mo090	Mano de obra	h	Ayudante ferrallista.					0.179	12.71	2.27
mo045	Mano de obra	h	Oficial 1ª estructurista, en trabajos de puesta en obra del hormigón.					0.057	13.58	0.77
mo092	Mano de obra	h	Ayudante estructurista, en trabajos de puesta en obra del hormigón.					0.512	12.71	6.50
%		%	Costes directos complementarios					2.000	115.43	2.31
			<b>CSZ030</b>					<b>4.960</b>	<b>121.27</b>	<b>601.50</b>
			<b>CSZ</b>						<b>601.50</b>	<b>601.50</b>
			<b>CS</b>						<b>601.50</b>	<b>601.50</b>
			<b>C</b>						<b>697.37</b>	<b>697.37</b>

<b>E</b>	<b>Capítulo</b>	<b>Estructuras</b>	<b>6,607.23</b>	<b>6,607.23</b>					
<b>EH</b>	<b>Capítulo</b>	<b>Hormigón armado</b>	<b>6,607.23</b>	<b>6,607.23</b>					
<b>EHL</b>	<b>Capítulo</b>	<b>Losas macizas</b>	<b>1,940.05</b>	<b>1,940.05</b>					
<b>EHL030</b>	Partida	m <sup>2</sup> Losa maciza de hormigón armado, horizontal, canto 15 cm, realizada con hormigón HA-25/B/20/IIa fabricado en central y vertido con cubilote, y acero UNE-EN 10080 B 500 S, cuantía 9,9 kg/m <sup>2</sup> ; montaje y desmontaje de sistema de encofrado continuo, con acabado tipo industrial para revestir, formado por superficie encofrante de tableros de madera tratada, reforzados con varillas y perfiles, estructura soporte horizontal de sopandas metálicas y accesorios de montaje y estructura soporte vertical de puntales metálicos; altura libre de planta de hasta 3 m. Sin incluir repercusión de pilares.	45.360	42.77	1,940.05				
			Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal	
		Forjado 1	1	45.360			45.360	45.360	
mt08eft030a	Material	m <sup>2</sup> Tablero de madera tratada, de 22 mm de espesor, reforzado con varillas y perfiles.					0.044	28.13	1.24
mt08eva030	Material	m <sup>2</sup> Estructura soporte para encofrado recuperable, compuesta de: sopandas metálicas y accesorios de montaje.					0.007	63.75	0.45
mt50spa081a	Material	Ud Puntal metálico telescópico, de hasta 3 m de altura.					0.027	10.03	0.27
mt08cim030b	Material	m <sup>3</sup> Madera de pino.					0.003	178.62	0.54
mt08var060	Material	kg Puntas de acero de 20x100 mm.					0.040	5.25	0.21
mt08dba010b	Material	l Agente desmoldeante, a base de aceites especiales, emulsionable en agua para encofrados metálicos, fenólicos o de madera.					0.030	1.49	0.04
mt07aco020i	Material	Ud Separador homologado para losas macizas.					3.000	0.06	0.18
mt07aco010c	Material	kg Ferralla elaborada en taller industrial con acero en barras corrugadas, UNE-EN 10080 B 500 S, de varios diámetros.					9.861	0.61	5.99
mt08var050	Material	kg Alambre galvanizado para atar, de 1,30 mm de diámetro.					0.119	0.83	0.10
mt10haf010nga	Material	m <sup>3</sup> Hormigón HA-25/B/20/IIa, fabricado en central.					0.158	57.66	9.11
mo044	Mano de obra	h Oficial 1 <sup>º</sup> encofrador.					0.621	13.58	8.43
mo091	Mano de obra	h Ayudante encofrador.					0.621	12.71	7.89
mo043	Mano de obra	h Oficial 1 <sup>º</sup> ferrallista.					0.148	13.58	2.01
mo090	Mano de obra	h Ayudante ferrallista.					0.123	12.71	1.56
mo045	Mano de obra	h Oficial 1 <sup>º</sup> estructurista, en trabajos de puesta en obra del hormigón.					0.041	13.58	0.56
mo092	Mano de obra	h Ayudante estructurista, en trabajos de puesta en obra del hormigón.					0.168	12.71	2.13
%		% Costes directos complementarios					2.000	40.71	0.81
		<b>EHL030</b>					<b>45.360</b>	<b>42.77</b>	<b>1,940.05</b>
		<b>EHL</b>						<b>1,940.05</b>	<b>1,940.05</b>

<b>EHN</b>	<b>Capítulo</b>	<b>Núcleos y pantallas</b>					<b>4,667.18</b>	<b>4,667.18</b>		
<b>EHN030</b>	Partida	m³	Muro, núcleo o pantalla de hormigón armado 2C, de hasta 3 m de altura, espesor 30 cm, realizado con hormigón HA-25/B/20/IIa fabricado en central y vertido con cubilote, y acero UNE-EN 10080 B 500 S, cuantía 42,4 kg/m³; montaje y desmontaje del sistema de encofrado metálico con acabado tipo industrial para revestir.	22.500	207.43	4,667.18	4,667.18			
				Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal	
			M1 (Forjado 1)	1	6.750			6.750		
			M2 (Forjado 1)	1	4.500			4.500		
			M3 (Forjado 1)	1	6.750			6.750		
			M4 (Forjado 1)	1	4.500			4.500	22.500	
mt08eme070a	Material	m²	Paneles metálicos modulares, para encofrar muros de hormigón de hasta 3 m de altura.					0.044	150.00	6.60
mt08eme075j	Material	Ud	Estructura soporte de sistema de encofrado vertical, para muros de hormigón a dos caras, de hasta 3 m de altura, formada por tornapuntas metálicos para estabilización y aplomado de la superficie encofrante.					0.044	206.25	9.08
mt08dba010b	Material	l	Agente desmoldeante, a base de aceites especiales, emulsionable en agua para encofrados metálicos, fenólicos o de madera.					0.200	1.49	0.30
mt07aco020d	Material	Ud	Separador homologado para muros.					8.000	0.05	0.36
mt07aco010c	Material	kg	Ferralla elaborada en taller industrial con acero en barras corrugadas, UNE-EN 10080 B 500 S, de varios diámetros.					42.445	0.61	25.79
mt08var050	Material	kg	Alambre galvanizado para atar, de 1,30 mm de diámetro.					0.466	0.83	0.38
mt10haf010nga	Material	m³	Hormigón HA-25/B/20/IIa, fabricado en central.					1.050	57.66	60.54
mo044	Mano de obra	h	Oficial 1ª encofrador.					2.350	13.58	31.90
mo091	Mano de obra	h	Ayudante encofrador.					2.563	12.71	32.56
mo043	Mano de obra	h	Oficial 1ª ferrallista.					0.356	13.58	4.83
mo090	Mano de obra	h	Ayudante ferrallista.					0.435	12.71	5.53
mo045	Mano de obra	h	Oficial 1ª estructurista, en trabajos de puesta en obra del hormigón.					0.297	13.58	4.03
mo092	Mano de obra	h	Ayudante estructurista, en trabajos de puesta en obra del hormigón.					1.223	12.71	15.54
%		%	Costes directos complementarios					2.000	197.45	3.95
			<b>EHN030</b>					<b>22.500</b>	<b>207.43</b>	<b>4,667.18</b>
			<b>EHN</b>						<b>4,667.18</b>	<b>4,667.18</b>
			<b>EH</b>						<b>6,607.23</b>	<b>6,607.23</b>
			<b>E</b>						<b>6,607.23</b>	<b>6,607.23</b>
			<b>Arqueta</b>						<b>7,936.40</b>	<b>7,936.40</b>

**Presupuesto Instalación:**

% C.I. 3

Código	Tipo	Ud	Resumen	Cantidad	Precio (€)	Importe (€)
<b>Instalación</b>	<b>Capítulo</b>				<b>12,777.94</b>	<b>12,777.94</b>
<b>TB</b>	<b>Capítulo</b>		<b>Tuberías</b>		<b>717.27</b>	<b>717.27</b>
<b>TBA300</b>	Partida	m	Tubería de acero DN 300 mm, sin soldadura	5.000	74.37	371.85
tfd0300	Material	m	Tub. acero DN 300 mm	1.020	65.663	66.98
mcamg010	Maquinaria	h	Camión con grua 10 t	0.080	15.000	1.20
CUADC	Auxiliar	h	Cuadrilla tipo "C"	0.230	17.490	4.02
O004	Mano de obra	H	Oficial primera	1.100	7.038	7.74
O008	Mano de obra	H	Peón ordinario	1.600	6.096	9.75
			CUADC	0.230	17.490	4.02
			<b>TBA300</b>	<b>5.000</b>	<b>74.37</b>	<b>371.85</b>
<b>TBA140</b>	Partida	m	Tubería de acero DN140 mm, sin soldadura	9.000	38.38	345.42
tpvc140	Material	m	Tub. acero DN 140 mm	1.020	36.065	36.79
o004	Mano de obra	h	Oficial de primera	0.027	9.012	0.24
peon	Mano de obra	h	Peón ordinario	0.027	8.424	0.23
			<b>TBA140</b>	<b>9.000</b>	<b>38.38</b>	<b>345.42</b>
			<b>TB</b>		<b>717.27</b>	<b>717.27</b>
<b>MOT</b>	<b>Capítulo</b>		<b>Motores</b>		<b>2,530.71</b>	<b>2,530.71</b>
<b>MOT.24</b>	Partida	ud	Motor 24 V acoplado a bomba hidráulica	3.000	843.57	2,530.71
			<b>MOT</b>		<b>2,530.71</b>	<b>2,530.71</b>

VL	Capítulo		Valvulería		9,159.16	9,159.16
<b>VLM200.MOT</b>	Partida	Ud	Válvula de mariposa motorizada de regulación, Ø200, PN10.	1.000	1,077.58	1,077.58
T59078	Material	Ud	Válvula de mariposa motorizada de regulación, Ø200	1.000	968.000	968.00
Q069	Maquinaria	H	Grúa autopropulsada de 12Tn	0.500	18.066	9.03
O004	Mano de obra	H	Oficial primera	1.500	7.038	10.56
O005	Mano de obra	H	Oficial segunda	1.500	6.600	9.90
%0300		%	Medios auxiliares	3.000	1,623.378	48.70
			<b>VLM200.MOT</b>	<b>1.000</b>	<b>1,077.58</b>	<b>1,077.58</b>
<b>VLCD140</b>	Partida	ud	Carrete desmontaje 140 mm.	6.000	181.16	1,086.96
P15041	Material	ud	Carrete desmontaje fundición ø 140 mm (p.o.)	1.000	95.556	95.56
JUN..1	Sin clasificar	UD	Junta torica 1 cm	1.000	3.268	3.27
JUN..2	Sin clasificar	Ud	Junta de neopreno	2.000	11.351	22.70
TOR..1	Sin clasificar	UD	Tornillos 140*20 mm.	21.000	1.745	36.64
OY..85	Mano de obra	h	Cuadrilla de albañilería	0.920	13.632	12.54
MQ.230	Maquinaria	h	Grúa 101/130 CV, 5 TM	0.300	17.225	5.17
			<b>VLCD140</b>	<b>6.000</b>	<b>181.16</b>	<b>1,086.96</b>
<b>VLM125.MOT</b>	Partida	Ud	Válvula de mariposa motorizada de regulación, Ø125, PN10.	7.000	797.17	5,580.19
T59078	Material	Ud	Válvula de mariposa motorizada de regulación, Ø125, PN10.	1.000	708.000	708.00
Q069	Maquinaria	H	Grúa autopropulsada de 12Tn	0.200	18.066	3.61
O004	Mano de obra	H	Oficial primera	1.000	7.038	7.04
O005	Mano de obra	H	Oficial segunda	1.000	6.600	6.60
%0300		%	Medios auxiliares	3.000	1,623.378	48.70
			<b>VLM125.MOT</b>	<b>7.000</b>	<b>797.17</b>	<b>5,580.19</b>

<b>VLT1</b>	Partida	ud	T de 300/300/300 mm. en fundición dúctil						3.000	146.75	440.25
			Toma para ventosa compuesta de T de 300 mm de diametro la tubería madre, siendo las tuberías derivadas también de 300 mm de diametro; con juntas y accesorios, totalmente instalado. No incluye el anclaje de hormigón.								
				Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal		
				1				1.000	1.000		
OY..90	Mano de obra	h	Cuadrilla A						2.000	18.94	37.884
%MA..2		%	Medios auxil.y protecc.personales ordinarias						2.000	37.86	0.757
T.V..1	Sin clasificar	ud	T de 300/300/300 mm. en fundición dúctil						1.000	92.00	92.000
MQ.225	Maquinaria	h	Camión volquete grúa 101/130CV						1.000	11.84	11.838
			<b>VLT1</b>						<b>3.000</b>	<b>146.75</b>	<b>440.25</b>
<b>VLT2</b>	Partida	ud	T de 300/140 mm. en fundición dúctil						5.000	114.82	574.10
			Toma para ventosa compuesta de T de 300 mm de diametro la tubería madre, siendo la tubería derivada de 140 mm de diametro; con juntas y accesorios, totalmente instalado. No incluye el anclaje de hormigón.								
				Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal		
				1				1.000	1.000		
OY..90	Mano de obra	h	Cuadrilla A						2.000	18.94	37.884
%MA..2		%	Medios auxil.y protecc.personales ordinarias						2.000	37.86	0.757
T.V..2	Sin clasificar	ud	T de 300/140 mm. en fundición dúctil						1.000	61.00	61.000
MQ.225	Maquinaria	h	Camión volquete grúa 101/130CV						1.000	11.84	11.838
			<b>VLT2</b>						<b>5.000</b>	<b>114.82</b>	<b>574.10</b>
<b>VLT3</b>	Partida	ud	T de 300/300/140 mm. en fundición dúctil						3.000	133.36	400.08
			Toma para ventosa compuesta de T de 300 mm de diametro la tubería madre, siendo las tuberías derivadas de 300 mm y 140 mm de diametro; con juntas y accesorios, totalmente instalado. No incluye el anclaje de hormigón.								
				Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal		
				1				1.000	1.000		
OY..90	Mano de obra	h	Cuadrilla A						2.000	18.94	37.884
%MA..2		%	Medios auxil.y protecc.personales ordinarias						2.000	37.86	0.757
T.V..3	Sin clasificar	ud	T de 300/300/140 mm. en fundición dúctil						1.000	79.00	79.000
MQ.225	Maquinaria	h	Camión volquete grúa 101/130CV						1.000	11.84	11.838
			<b>VLT3</b>						<b>3.000</b>	<b>133.36</b>	<b>400.08</b>
			<b>VL</b>							<b>9,159.16</b>	<b>9,159.16</b>
<b>PLC</b>	<b>Capítulo</b>		<b>PLCs</b>							<b>370.80</b>	<b>370.80</b>
<b>PLC.A</b>	Partida	Ud	PLC incluso cableado e instalación						3.000	123.60	370.80
			<b>PLC</b>							<b>370.80</b>	<b>370.80</b>
			<b>INSTALACION PATS</b>							<b>12,777.94</b>	<b>12,777.94</b>

## **PRESUPUESTO TRABAJO FINAL DE MÁSTER**

### **CAPÍTULOS PRESUPUESTO**

A continuación se expone el presupuesto del proyecto. El presupuesto está formado por:

- Equipo informático
- Software
- Elaboración del TFM
- Arqueta (detallado en páginas anteriores)
- Instalación (detallado en páginas anteriores)

Como se trata de un proyecto a medida el cliente asumiría todos los gastos.

#### **Capítulo 1: Equipo informático**

El ordenador empleado en la elaboración del TFM presenta las siguientes características:

- Procesador: Intel® Core™ i5-2415M
- Memoria RAM: 4 GB
- CPU: 2.3 GHz
- Tarjeta Gráfica: Intel® HD Graphics 3000

Si se toma un periodo de amortización de 4 años y para 251 días laborables al año, con jornadas de 8 h/día:

<b>Concepto</b>	<b>Unidades</b>	<b>Precio unitario (€)</b>	<b>Horas laborables al año</b>	<b>Amortización (%)</b>	<b>Horas elaboración TFM</b>	<b>Coste (€)</b>
Ordenador	1	1100	2008	25	300	41,09
<b>TOTAL</b>						<b>41,09</b>

*Tabla 32. Capítulo 1: Equipo informático.*

## Capítulo 2: Software

Para llevar a cabo la elaboración de este TFM se han utilizado diferentes aplicaciones, entre ellas CYPECAD, que para su uso requiere del pago de una licencia:

Concepto	Unidades	Precio unitario (€)	Horas laborables al año	Horas elaboración TFM	Coste (€)
CYPECAD+CYPE3D COMPLETO+medición y presupuesto	1	4320	2008	300	645,42
Microsoft Office 365	1	79	2008	300	11,80
AutoCAD	1	1660,12	2008	300	248,03
				<b>TOTAL</b>	<b>905,25</b>

Tabla 33. Capítulo 2: Software empleado.

## Capítulo 3: Elaboración TFM

En este capítulo se incluyen los costes asociados a la elaboración del TFM por un Ingeniero de Proyecto. Para ello se tomará el coste correspondiente de un Ingeniero Industrial Junior:

Concepto	Coste (€)
Salario bruto (anual)	25000
Seguridad Social (23,6%)	5900
Desempleo (5,5%)	1375
Form. Profesional (0,6%)	150
FOGASA (0,3%)	75
<b>Coste anual total</b>	<b>32500</b>

Tabla 34. Costes ingeniero Industrial Junior.

Conocido este dato, las horas laborables al año y las horas de realización del proyecto:

Concepto	Unidades	Precio unitario (€)	Horas laborables al año	Horas elaboración TFM	Coste (€)
Ingeniero de Proyecto	1	32500	2008	300	4855,58
				<b>TOTAL</b>	<b>4855,58</b>

Tabla 35. Capítulo 3: Elaboración TFM.

#### Capítulo 4: Arquetas

En este capítulo se incluyen los costes asociados a la obra civil de las dos arquetas, una para la línea 2004 y otra para la línea 2070:

Concepto	Unidades	Precio unitario (€)	Coste (€)
Arqueta	2	7936,40	15872,80
		<b>TOTAL</b>	<b>15872,80</b>

Tabla 36. Capítulo 4: Arquetas.

#### Capítulo 5: Instalación

En este capítulo se incluyen los costes asociados a las instalaciones de los grupos de PATs en las dos líneas:

Concepto	Unidades	Precio unitario (€)	Coste (€)
Instalación	2	12777,94	25555,88
		<b>TOTAL</b>	<b>25555,88</b>

Tabla 37. Capítulo 5: Instalación.

## Capítulo 6: PATs

En este capítulo se incluyen los costes asociados a las PATs:

Concepto	Unidades	Precio unitario (€)	Coste (€)
PAT línea 2004 (3,25 kW)	3	1903,77	5711,31
PAT línea 2070 (1,71 kW)	3	1208,26	3624,78
		<b>TOTAL</b>	<b>9336,09</b>

Tabla 38. Capítulo 6: PATs.

## RESUMEN

A continuación se resumen los capítulos anteriores, aplicando un 6% de beneficio industrial y el IVA, de un 21%:

Capítulo	Coste (€)
1 Equipo informático	41,09
2 Software	905,25
3 Elaboración TFM	4855,58
4 Arquetas	15872,80
5 Instalación	25555,88
6 PATs	9336,09
<b>SUBTOTAL</b>	<b>56566,69</b>

Tabla 39. Resumen presupuesto TFM.

Análisis de recuperación energética en sistemas de redes de riego a presión con bombas funcionando como turbinas. Aplicación a la red de Canyoles VI (Vallada, Valencia).

---

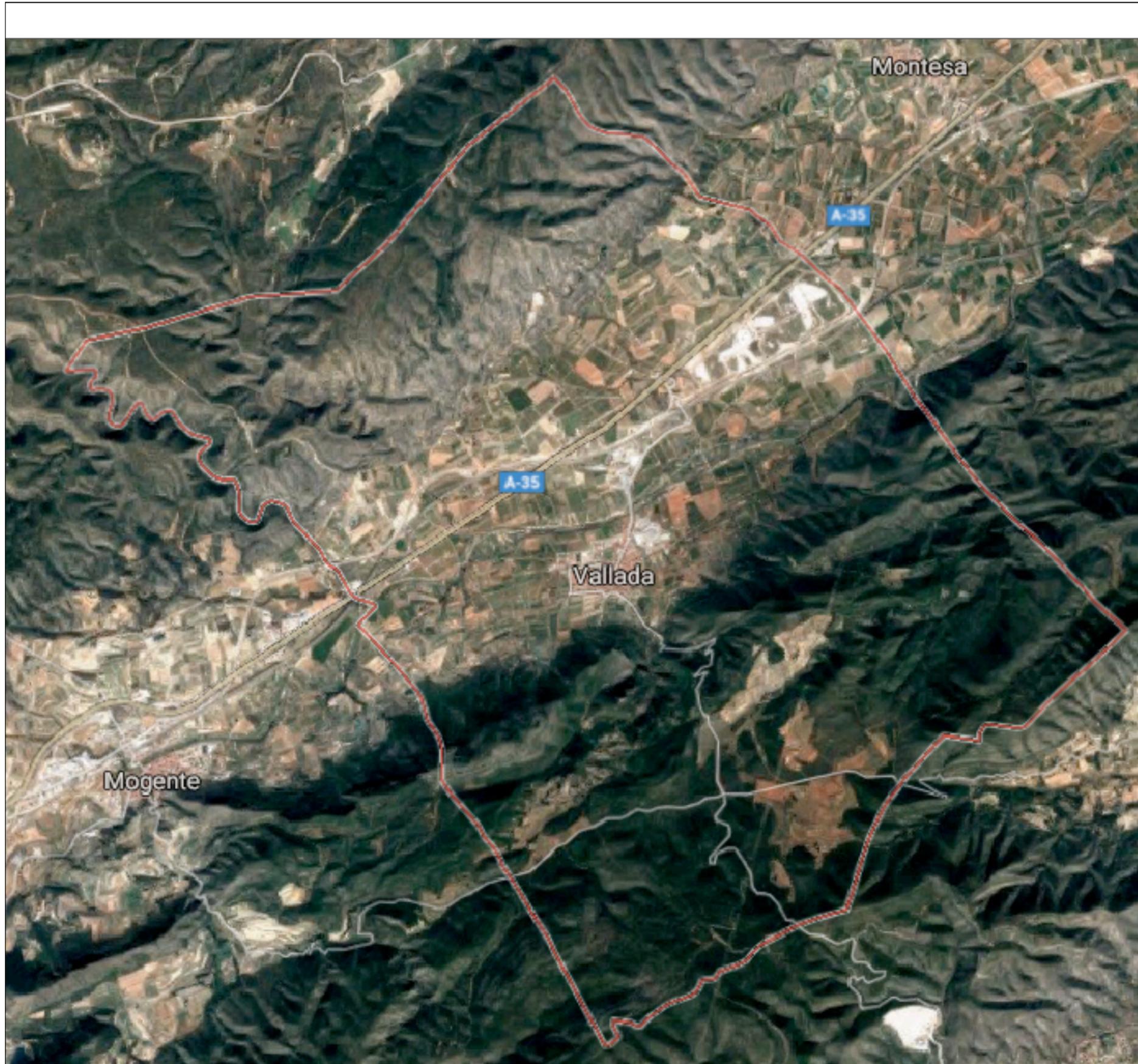
<b>Concepto</b>	<b>Coste (€)</b>
Subtotal	56566,69
Beneficio industrial (6%)	3394,00
IVA (21%)	11879,00
<b>TOTAL</b>	<b>71839,69</b>

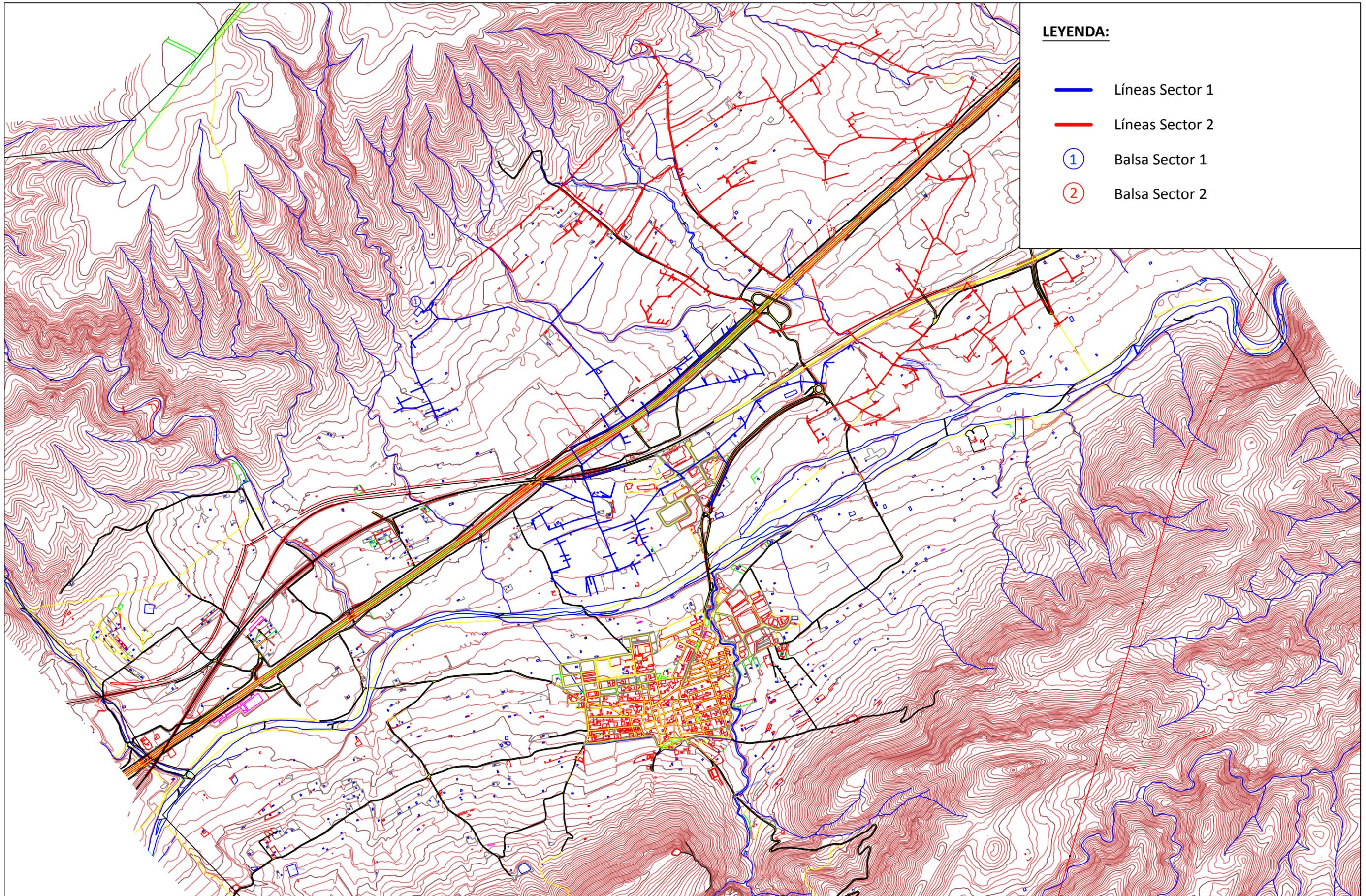
*Tabla 40. Total del presupuesto.*

El presupuesto total del TFM asciende a: Setenta y un mil ochocientos treinta y nueve euros con sesenta y nueve céntimos.

# PLANOS

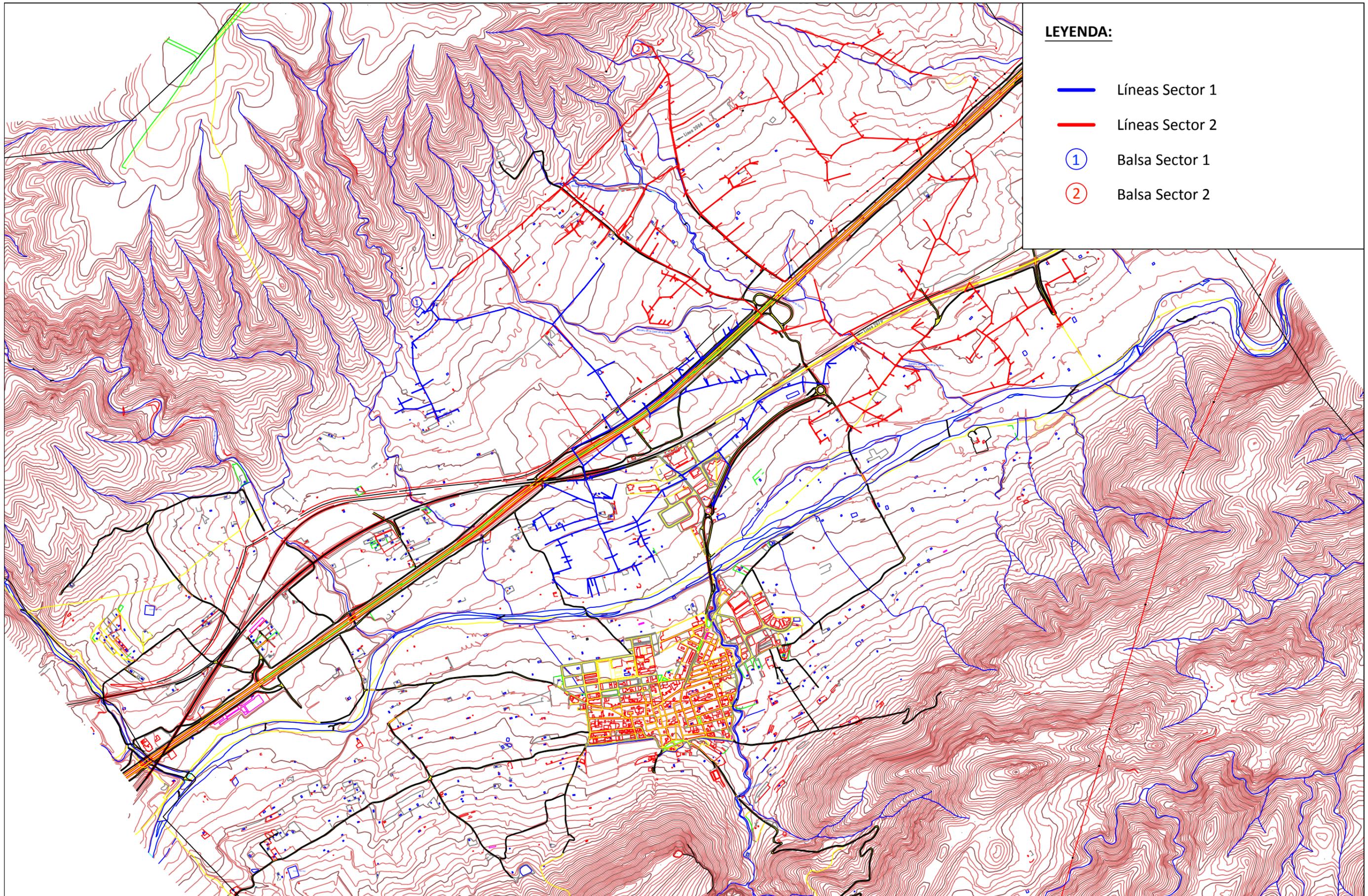






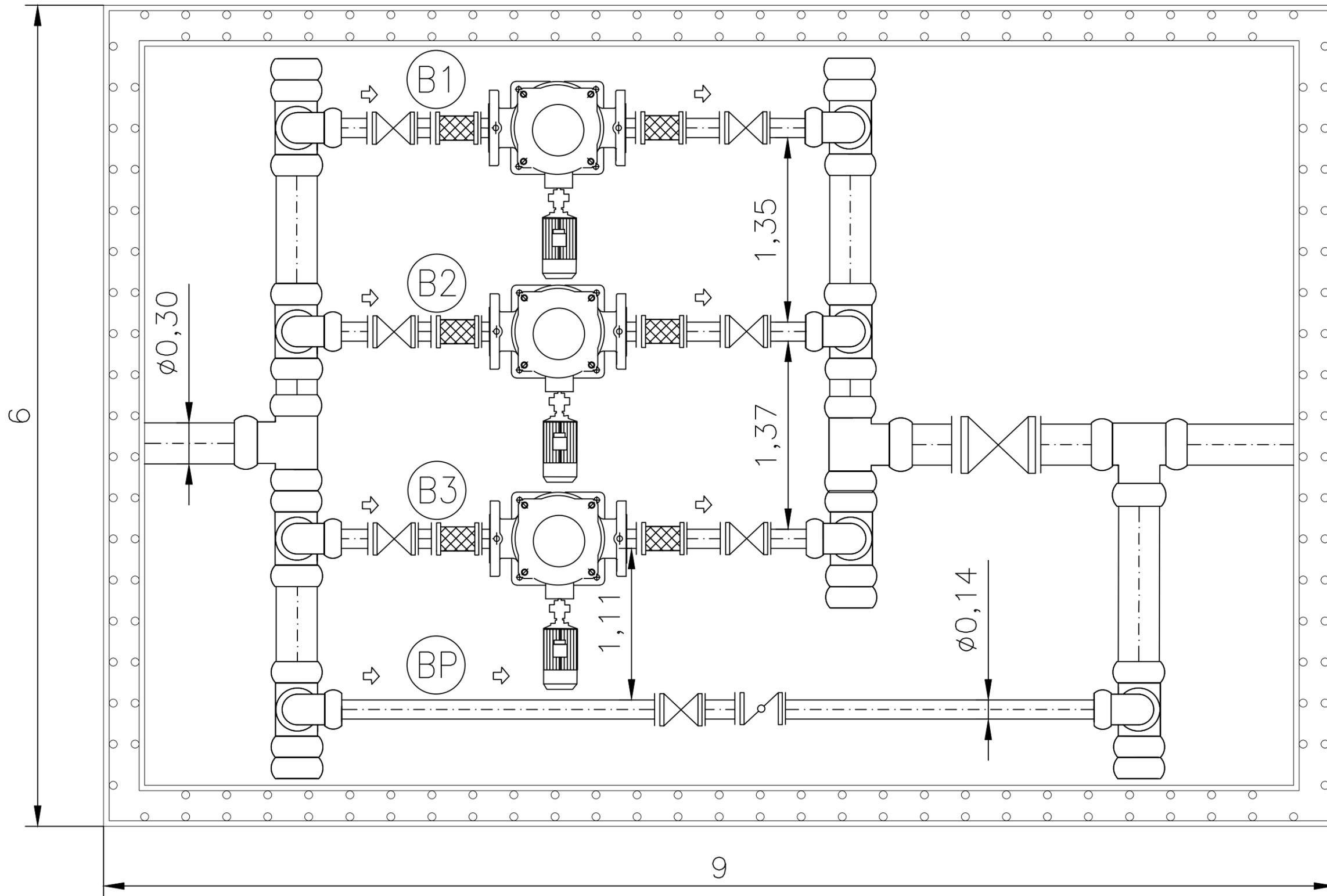
**LEYENDA:**

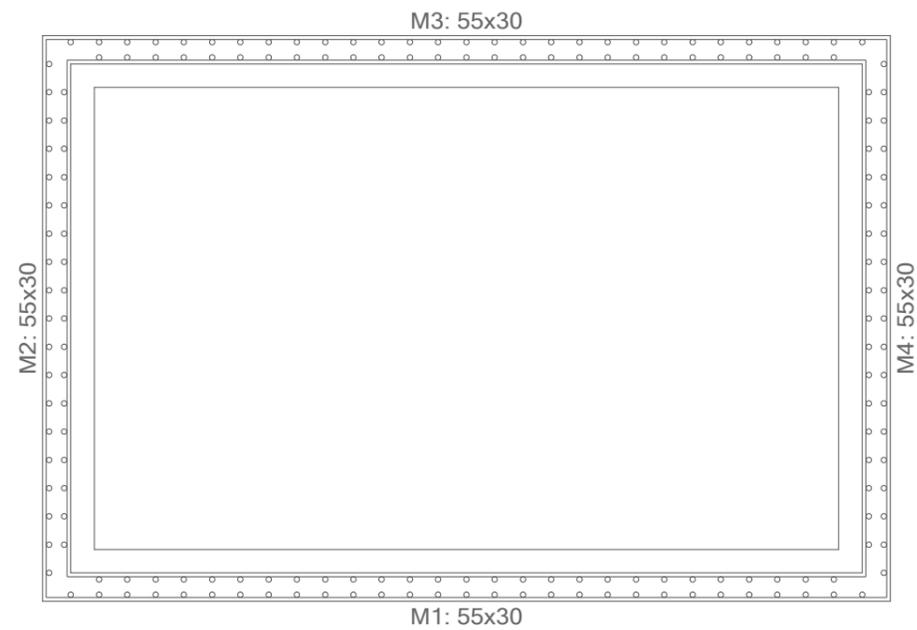
- Líneas Sector 1
- Líneas Sector 2
- ① Balsa Sector 1
- ② Balsa Sector 2



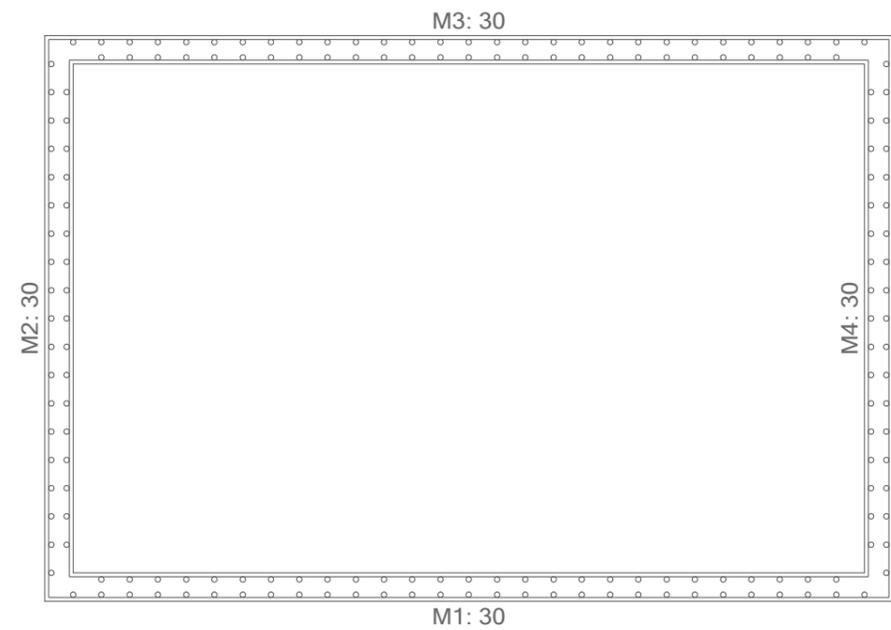
**LEYENDA:**

- Líneas Sector 1
- Líneas Sector 2
- ① Balsa Sector 1
- ② Balsa Sector 2



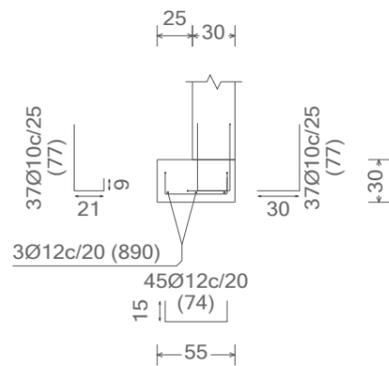


Cimentación  
 Despiece cimentación  
 Hormigón: HA-25, Control Estadístico  
 Aceros en cimentación: B 500 S, Control Normal  
 Escala: 1:75

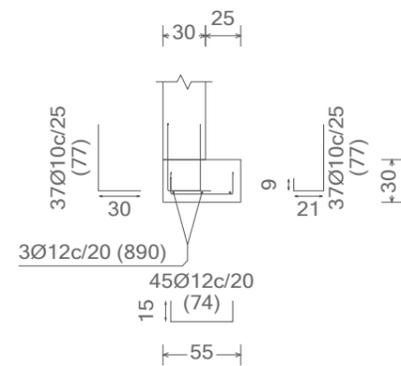


Forjado 1  
 Despiece cimentación  
 Hormigón: HA-25, Control Estadístico  
 Aceros en forjados: B 500 S, Control Normal  
 Escala: 1:75

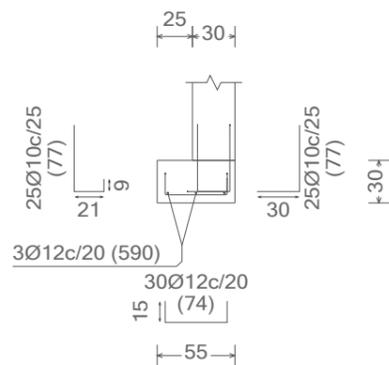
M1



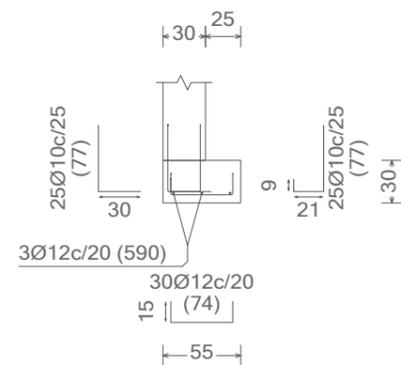
M3

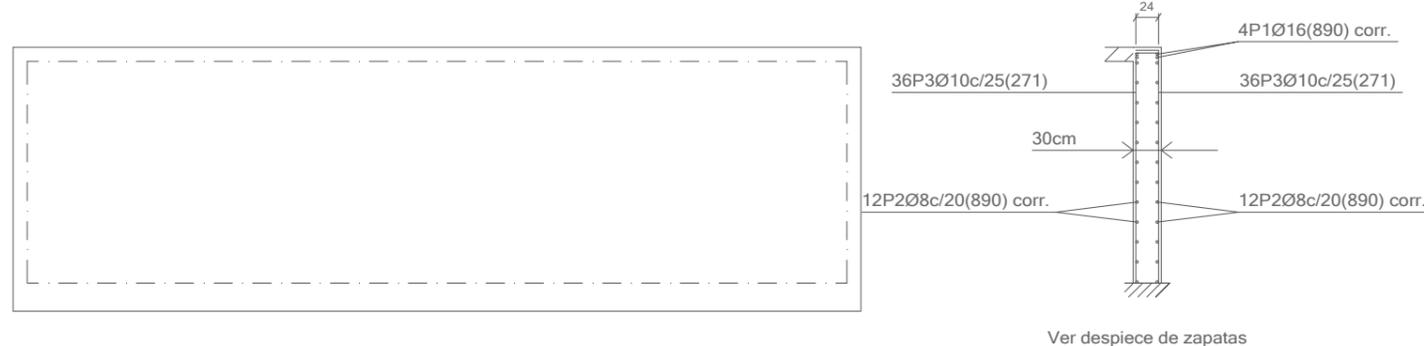


M4



M2

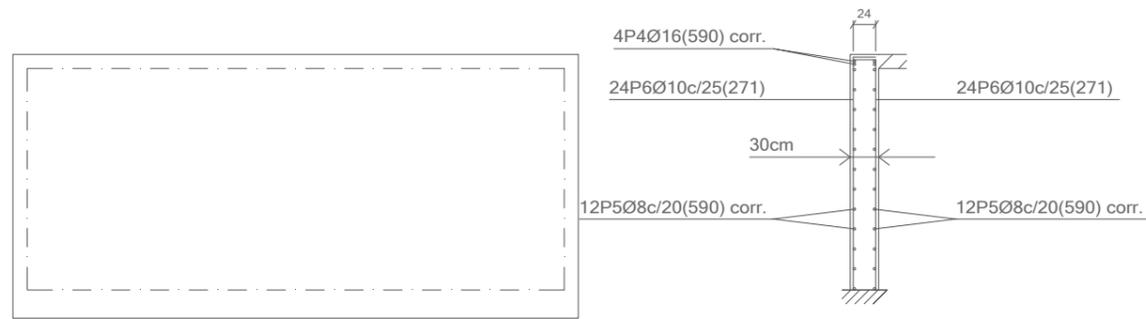




M1: Planta 1

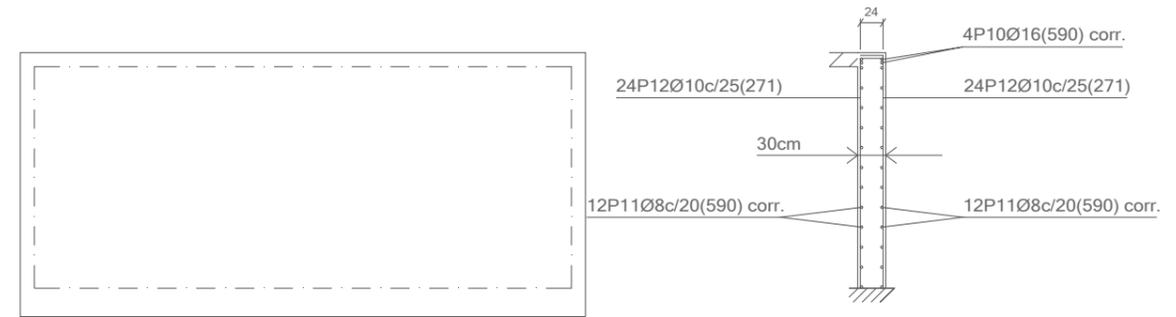
Ver despiece de zapatas

Escala: 1:75  
Arqueta  
No se detallan los refuerzos locales de los huecos.



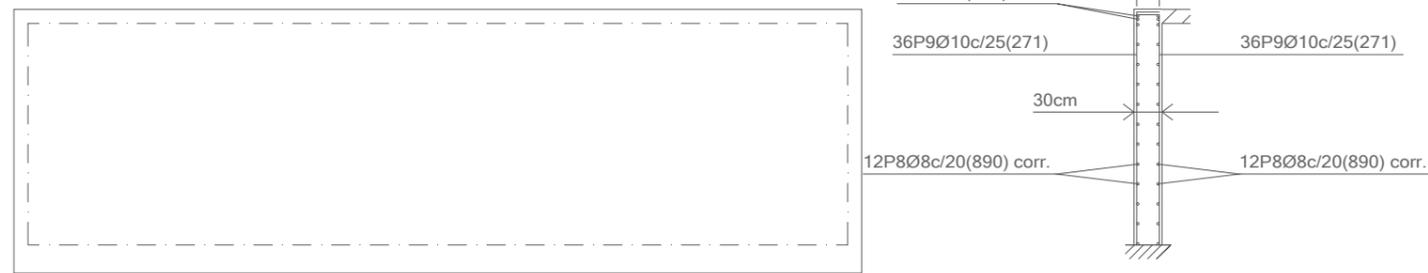
M2: Planta 1

Ver despiece de zapatas



M4: Planta 1

Ver despiece de zapatas



M3: Planta 1

Ver despiece de zapatas

Elemento	Pos.	Diám.	No.	Long. (cm)	Total (cm)	B 500 S, CN (kg)	
M1	1	Ø16	4	VAR.	3560	56.2	
	2	Ø8	24	VAR.	21360	84.3	
	3	Ø10	72	271	19512	120.3	
Total+10%:						286.9	
M2	4	Ø16	4	VAR.	2360	37.2	
	5	Ø8	24	VAR.	14160	55.9	
	6	Ø10	48	271	13008	80.2	
Total+10%:						190.6	
M3	7	Ø16	4	VAR.	3560	56.2	
	8	Ø8	24	VAR.	21360	84.3	
	9	Ø10	72	271	19512	120.3	
Total+10%:						286.9	
M4	10	Ø16	4	VAR.	2360	37.2	
	11	Ø8	24	VAR.	14160	55.9	
	12	Ø10	48	271	13008	80.2	
Total+10%:						190.6	
						Ø8:	308.6
						Ø10:	441.0
						Ø16:	205.4
						Total:	955.0

Resumen Acero	Long. total (m)	Peso+10% (kg)	Total
Muros de hormigón armado			
B 500 S, CN	Ø8	710.4	308
	Ø10	650.4	441
	Ø16	118.4	206
			955

# **ANEXOS**



## **ANEXO I. ESFUERZOS Y ARMADOS DE PILARES, PANTALLAS Y MUROS**

### **1. MATERIALES**

#### **1.1. Hormigones**

Elemento	Hormigón	$f_{ck}$ (kp/cm <sup>2</sup> )	$g_c$	Tamaño máximo del árido (mm)	$E_c$ (kp/cm <sup>2</sup> )
Todos	HA-25, Control Estadístico	255	1.50	15	277920

*Tabla 41. Hormigones empleados.*

#### **1.2. Aceros por elemento y posición**

##### *1.2.1. Aceros en barras*

Elemento	Acero	$f_{yk}$ (kp/cm <sup>2</sup> )	$g_s$
Todos	B 500 S, Control Normal	5097	1.15

*Tabla 42. Aceros en barras empleados.*

##### *1.2.2.- Aceros en perfiles*

Tipo de acero para perfiles	Acero	Límite elástico (kp/cm <sup>2</sup> )	Módulo de elasticidad (kp/cm <sup>2</sup> )
Acero conformado	S235	2396	2140673
Acero laminado	S275	2803	2140673

*Tabla 43. Aceros en perfiles empleados.*

### **2. ESFUERZOS DE PILARES, PANTALLAS Y MUROS POR HIPÓTESIS**

-Tramo: Nivel inicial / nivel final del tramo entre plantas.

-Nota:

Soporte	Planta	Dimensión (cm)	Tramo (m)	Hipótesis	Base						Cabeza							
					N (t)	Mx (t-m)	My (t-m)	Qx (t)	Qy (t)	T (t-m)	N (t)	Mx (t-m)	My (t-m)	Qx (t)	Qy (t)	T (t-m)		
M1	Forjado 1	30.0	-2.50/0.00	Peso propio	22.07	-0.02	-1.92	-0.00	-2.56	0.02	6.78	0.01	5.09	0.00	-3.30	0.03		
				Cargas muertas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
				Sobrecarga de uso	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
M2	Forjado 1	30.0	-2.50/0.00	Peso propio	13.42	-0.70	-0.01	-0.93	-0.00	-0.01	3.35	2.25	0.00	-1.66	0.00	-0.02		
				Cargas muertas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
				Sobrecarga de uso	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
M3	Forjado 1	30.0	-2.50/0.00	Peso propio	22.08	-0.02	1.92	-0.00	2.56	-0.02	6.78	0.01	-5.09	0.00	3.30	-0.03		
				Cargas muertas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
				Sobrecarga de uso	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
M4	Forjado 1	30.0	-2.50/0.00	Peso propio	13.43	0.70	-0.01	0.94	-0.00	0.01	3.34	-2.25	0.00	1.66	0.00	0.02		
				Cargas muertas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
				Sobrecarga de uso	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 44. Esfuerzos de pilares, pantallas y muros por hipótesis.

### 3. ARRANQUES DE PILARES, PANTALLAS Y MUROS POR HIPÓTESIS

-Nota:

Los esfuerzos de pantallas y muros son en ejes generales y referidos al centro de gravedad de la pantalla o muro en la planta.

Soporte	Hipótesis	Esfuerzos en arranques					
		N (t)	Mx (t-m)	My (t-m)	Qx (t)	Qy (t)	T (t-m)
M1	Peso propio	22.07	-0.02	-1.92	-0.00	-2.56	0.02
	Cargas muertas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Sobrecarga de uso	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
M2	Peso propio	13.42	-0.70	-0.01	-0.93	-0.00	-0.01
	Cargas muertas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Sobrecarga de uso	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
M3	Peso propio	22.08	-0.02	1.92	-0.00	2.56	-0.02
	Cargas muertas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Sobrecarga de uso	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
M4	Peso propio	13.43	0.70	-0.01	0.94	-0.00	0.01
	Cargas muertas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Sobrecarga de uso	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 45. Esfuerzos en muros.

### 4. PÉSIMOS DE PILARES, PANTALLAS Y MUROS

#### 4.1. Muros

Referencias:

Aprovechamiento: Nivel de tensiones (relación entre la tensión máxima y la admisible). Equivale al inverso del coeficiente de seguridad.

Nx : Axil vertical.

Ny : Axil horizontal.

Nxy: Axil tangencial.

Mx : Momento vertical (alrededor del eje horizontal).

My : Momento horizontal (alrededor del eje vertical).

Mxy: Momento torsor.

Qx : Cortante transversal vertical.

Qy : Cortante transversal horizontal.

<b>Muro M1: Longitud: 870 cm [Nudo inicial: 0.15;0.15 -&gt; Nudo final: 8.85;0.15]</b>											
Planta	Comprobación	Aprovechamiento (%)	Pésimos								
			Nx (t/m)	Ny (t/m)	Nxy (t/m)	Mx (t·m/m)	My (t·m/m)	Mxy (t·m/m)	Qx (t/m)	Qy (t/m)	
Forjado 1 (e=30.0 cm)	Arm. vert. der.	0.65	-3.92	-0.49	0.00	-0.53	-0.10	0.06	---	---	
	Arm. horz. der.	0.12	-3.88	-0.48	0.07	0.08	-0.13	-0.00	---	---	
	Arm. vert. izq.	1.07	-1.90	0.01	-0.01	1.36	0.17	0.01	---	---	
	Arm. horz. izq.	0.15	-2.30	-0.10	0.07	0.73	0.22	-0.03	---	---	
	Hormigón	3.21	-1.90	0.01	-0.01	1.36	0.17	0.01	---	---	
	Arm. transve.	0.64	-2.32	-0.11	-0.02	---	---	---	0.77	0.03	

Tabla 46. Pésimos muro M1.

<b>Muro M2: Longitud: 570 cm [Nudo inicial: 0.15;0.15 -&gt; Nudo final: 0.15;5.85]</b>											
Planta	Comprobación	Aprovechamiento (%)	Pésimos								
			Nx (t/m)	Ny (t/m)	Nxy (t/m)	Mx (t·m/m)	My (t·m/m)	Mxy (t·m/m)	Qx (t/m)	Qy (t/m)	
Forjado 1 (e=30.0 cm)	Arm. vert. der.	0.77	-1.61	0.19	0.02	-0.95	-0.12	0.01	---	---	
	Arm. horz. der.	0.10	-1.97	0.20	0.05	0.04	-0.18	-0.01	---	---	
	Arm. vert. izq.	0.45	-3.45	-0.43	-0.00	0.29	0.08	-0.00	---	---	
	Arm. horz. izq.	0.08	-3.45	-0.43	-0.00	-0.07	0.08	-0.00	---	---	
	Hormigón	2.35	-1.61	0.19	0.02	-0.95	-0.12	0.01	---	---	
	Arm. transve.	0.44	-1.97	0.20	0.05	---	---	---	-0.53	0.01	

Tabla 47. Pésimos muro M2.

Muro M3: Longitud: 870 cm [Nudo inicial: 0.15;5.85 -> Nudo final: 8.85;5.85]											
Planta	Comprobación	Aprovechamiento (%)	Pésimos								
			Nx (t/m)	Ny (t/m)	Nxy (t/m)	Mx (t·m/m)	My (t·m/m)	Mxy (t·m/m)	Qx (t/m)	Qy (t/m)	
Forjado 1 (e=30.0 cm)	Arm. vert. der.	1.07	-1.90	0.01	-0.01	-1.36	-0.17	-0.01	---	---	
	Arm. horz. der.	0.15	-2.30	-0.10	0.07	-0.73	-0.22	0.03	---	---	
	Arm. vert. izq.	0.65	-3.92	-0.49	0.00	0.53	0.10	-0.06	---	---	
	Arm. horz. izq.	0.12	-3.88	-0.48	0.07	0.41	0.13	0.00	---	---	
	Hormigón	3.21	-1.90	0.01	-0.01	-1.36	-0.17	-0.01	---	---	
	Arm. transve.	0.64	-2.32	-0.11	-0.02	---	---	---	-0.77	-0.03	

Tabla 48. Pésimos muro M3.

Muro M4: Longitud: 570 cm [Nudo inicial: 8.85;0.15 -> Nudo final: 8.85;5.85]											
Planta	Comprobación	Aprovechamiento (%)	Pésimos								
			Nx (t/m)	Ny (t/m)	Nxy (t/m)	Mx (t·m/m)	My (t·m/m)	Mxy (t·m/m)	Qx (t/m)	Qy (t/m)	
Forjado 1 (e=30.0 cm)	Arm. vert. der.	0.45	-3.45	-0.43	-0.00	-0.29	-0.08	0.00	---	---	
	Arm. horz. der.	0.08	-3.45	-0.43	-0.00	0.07	-0.08	0.00	---	---	
	Arm. vert. izq.	0.77	-1.61	0.19	0.02	0.95	0.12	-0.01	---	---	
	Arm. horz. izq.	0.10	-1.97	0.19	0.05	0.47	0.18	0.01	---	---	
	Hormigón	2.35	-1.61	0.19	0.02	0.95	0.12	-0.01	---	---	
	Arm. transve.	0.44	-1.97	0.19	0.05	---	---	---	0.53	-0.01	

Tabla 49. Pésimos muro M4.

## 5. LISTADO DE ARMADO DE MUROS DE SÓTANO

Muro M1: Longitud: 870 cm [Nudo inicial: 0.15;0.15 -> Nudo final: 8.85;0.15]											
Planta	Espesor (cm)	Armadura vertical		Armadura horizontal		Armadura transversal				F.C. (%)	Estado
		Izquierda	Derecha	Izquierda	Derecha	Ramas	Diám.	Sep.ver (cm)	Sep.hor (cm)		
Forjado 1	30.0	Ø10c/25 cm	Ø10c/25 cm	Ø8c/20 cm	Ø8c/20 cm	---	---	---	---	100.0	---

Tabla 50. Listado armado muro M1.

<b>Muro M2: Longitud: 570 cm [Nudo inicial: 0.15;0.15 -&gt; Nudo final: 0.15;5.85]</b>											
Planta	Espesor (cm)	Armadura vertical		Armadura horizontal		Armadura transversal				F.C. (%)	Estado
		Izquierda	Derecha	Izquierda	Derecha	Ramas	Diám.	Sep.ver (cm)	Sep.hor (cm)		
Forjado 1	30.0	Ø10c/25 cm	Ø10c/25 cm	Ø8c/20 cm	Ø8c/20 cm	---	---	---	---	100.0	---

Tabla 51. Listado armado muro M2.

<b>Muro M3: Longitud: 870 cm [Nudo inicial: 0.15;5.85 -&gt; Nudo final: 8.85;5.85]</b>											
Planta	Espesor (cm)	Armadura vertical		Armadura horizontal		Armadura transversal				F.C. (%)	Estado
		Izquierda	Derecha	Izquierda	Derecha	Ramas	Diám.	Sep.ver (cm)	Sep.hor (cm)		
Forjado 1	30.0	Ø10c/25 cm	Ø10c/25 cm	Ø8c/20 cm	Ø8c/20 cm	---	---	---	---	100.0	---

Tabla 52. Listado armado muro M3.

<b>Muro M4: Longitud: 570 cm [Nudo inicial: 8.85;0.15 -&gt; Nudo final: 8.85;5.85]</b>											
Planta	Espesor (cm)	Armadura vertical		Armadura horizontal		Armadura transversal				F.C. (%)	Estado
		Izquierda	Derecha	Izquierda	Derecha	Ramas	Diám.	Sep.ver (cm)	Sep.hor (cm)		
Forjado 1	30.0	Ø10c/25 cm	Ø10c/25 cm	Ø8c/20 cm	Ø8c/20 cm	---	---	---	---	100.0	---

Tabla 53. Listado armado muro M4.

F.C. = El factor de cumplimiento indica el porcentaje de área en el cual el armado y espesor de hormigón son suficientes.

## 6. SUMATORIO DE ESFUERZOS DE PILARES, PANTALLAS Y MUROS POR HIPÓTESIS Y PLANTA

-Sólo se tienen en cuenta los esfuerzos de pilares, muros y pantallas, por lo que si la obra tiene vigas con vinculación exterior, vigas inclinadas, diagonales o estructuras 3D integradas, los esfuerzos de dichos elementos no se muestran en el siguiente listado.

-Este listado es de utilidad para conocer las cargas actuantes por encima de la cota de la base de los soportes sobre una planta, por lo que para casos tales como pilares apeados traccionados, los esfuerzos de dichos pilares tendrán la influencia no sólo de las cargas por encima sino también la de las cargas que recibe de plantas inferiores.

### 6.1. Resumido

<b>Valores referidos al origen (X=0.00, Y=0.00)</b>								
Planta	Cota (m)	Hipótesis	N (t)	Mx (t·m)	My (t·m)	Qx (t)	Qy (t)	T (t·m)
Cimentación	-2.50	Peso propio	71.01	319.54	213.03	0.00	0.00	0.00
		Cargas muertas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		Sobrecarga de uso	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 54. Sumatorio esfuerzos resumido.