



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

Curso Académico:

AGRADECIMIENTOS

“Agradezco a todas aquellas personas que me han acompañado en mi etapa universitaria, especialmente a mis tres compañeros, con los que espero poder seguir trabajando en un futuro próximo. También quiero destacar el apoyo de mis padres, porque sin ellos no estaría donde estoy hoy. Como no hacer mención a mi fiel compañera, que paso a paso vamos logrando objetivos nuevos. Agradezco el gran apoyo proporcionado por mi tutora, ya que me ha guiado de la mejor manera posible para que este proyecto sea un éxito. Finalmente, gracias a la Universidad Politécnica de Valencia, por brindarme la oportunidad de crecer profesional y personalmente, y aportarme grandes conocimientos y unas ganas inmensas de lanzarme al mundo laboral para solucionar y afrontar todo tipo de situaciones”.

RESUMEN

El presente Trabajo de Fin de Máster consiste en realizar el estudio de una red de suministro de agua para una comunidad de regantes, mediante riego a presión, situada en el municipio de Nules (Castellón). A partir de los datos proporcionados por la comunidad de regantes, se comenzará realizando un diagnóstico energético de la red, observando la situación actual y el margen de mejora que posee. Seguidamente, se creará un modelo matemático de la red y con una serie de simulaciones se obtendrán los resultados para analizar el sistema y realizar un estudio de auditorías, por un lado, hídrica y por otro energética, observando cómo se distribuyen las pérdidas en ambos casos y enfocando el proyecto hacia unos puntos de mejora. Posteriormente, se propondrán una serie de alternativas que supongan una mejora del escenario actual, seleccionando una de ellas y realizando un análisis económico, mediante la elaboración de un presupuesto, junto a su repercusión tecnológica y medioambiental.

Palabras clave: Eficiencia energética, riego a presión, abastecimiento, diagnóstico energético, auditoría hídrica, auditoría energética, simulación energética, desarrollo sostenible, pérdidas de agua.

RESUM

El present Treball de Final de Màster consisteix en realitzar el estudi d'una xarxa de subministrament d'aigua per a una comunitat de regants, mitjançant reg a pressió, situada en el municipi de Nules (Castelló). A partir de les dades proporcionades per la comunitat de regants, es començarà realitzant un diagnòstic de la xarxa, observant la situació actual i el marge de millora que posseeix. Seguidament, es crearà un model matemàtic de la xarxa, i amb una sèrie de simulacions s'obtiniran els resultats per a analitzar el sistema i realitzar un estudi d'auditories, d'una banda hídrica i per l'altre energètica, observant com es distribuïxen les pèrdues en tots dos casos i enfocant el projecte cap a uns punts de millora. Posteriorment, es proposarà una sèrie d'alternatives que suposen una millora de l'escenari actual, seleccionant una d'elles i realitzant una anàlisi econòmica, mitjançant l'elaboració d'un pressupost, al costat de la seua repercussió tecnològica i mediambiental.

Paraules clau: Eficiència energètica, reg a pressió, abastiment, diagnòstic energètic, auditoria hídrica, auditoria energètica, simulació energètica, desenvolupament sostenible, pèrdues d'aigua.

ABSTRACT

The present Master Thesis consists of a study of a water supply network for an irrigators community, using pressure irrigation, located in Nules (Castellón). By means of the data provided by the company, it will begin making an energy diagnosis of the current network conditions, noting the situation and the rate of improvement that it has. Then, it is necessary to create a mathematical model of the network, which with different simulations, the results will be obtained to analyze the system and perform an audits study, on the one hand, hidric and on the oder hand energy, paying attention how losses are distributed in both cases and focusing the project towards improvements points. Subsequently, different alternatives will be proposed to improve the current situation, selecting one of them and making an economic analysis, through a budget elaboration, together with its technological and enviromental repersussions.

Key words: Energy efficiency, pressure irrigation, supply, energy diagnosis, hidric audit, energy audit, energy simulation, sustainable development, water losses.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1. MEMORIA

1. INTRODUCCIÓN	2
1.1. Motivación: Agua y energía.....	2
1.2. Objetivos	5
2. LA COMUNIDAD GENERAL DE REGANTES DE NULES - MASCARELL	6
2.1. Descripción general del sistema.....	6
2.2. Datos de partida proporcionados	7
2.3. Cálculos iniciales.....	9
2.4. Problemas en los contadores de la estación de bombeo	11
3. DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO.....	13
3.1. Introducción. ¿Qué es el diagnóstico energético?.....	13
3.2. Diagnóstico del sistema ideal	15
3.3. Diagnóstico del sistema real.....	16
3.4. Resultados del diagnóstico energético.....	18
4. CREACIÓN DEL MODELO EN EPANET	21
4.1. Exportación del plano en AutoCAD a Epanet	21
4.2. Configuración del modelo en Epanet.....	21
4.2.1. Introducción de los datos correspondientes a hidrantes, tuberías y nudos.....	22
4.2.2. Configuración de la estación de bombeo	23
4.2.3. Introducción de la curva de modulación	25
5. AUDITORÍA HÍDRICA	27
5.1. Introducción a las pérdidas de agua.....	27
5.2. Balances hídricos en redes de agua	29
5.2.1. Balance Hídrico Técnico (AEAS).....	29
5.2.2. Balance Hídrico de la IWA	32
5.2.3. Introducción de las fugas en el modelo	34
5.2.4. Actuaciones orientadas a disminuir las fugas	36
5.3. Resultados de la Auditoría Hídrica	38
5.3.1. Resultados para el periodo más representativo.	39
5.3.2. Resultados para el resto de periodos.....	41

6. AUDITORÍA ENERGÉTICA	42
6.1. Balance energético de una red de suministro de agua	42
6.2. Resultados de la Auditoría Energética	45
6.2.1. Resultados para el periodo más representativo	46
6.2.2. Resultados para el resto de periodos.....	52
7. MEJORAS PROPUESTAS	64
7.1. Escenario 1: Añadir otro variador de frecuencia a la estación de bombeo	64
7.2. Escenario 2: Disminución de las pérdidas por fricción en tuberías.....	68
7.3. Escenario 3: Sectorización de la red.....	72
7.3.1. Opción 1: Sectorización con válvulas	73
7.3.2. Opción 2: Sectorización desacoplando la estación de bombeo.....	74

CAPÍTULO 2. PRESUPUESTO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD

1. INTRODUCCIÓN	83
2. PRESUPUESTO DE LA MEJORA	84
2.1. Cuadro de precios descompuestos	84
2.2. Presupuesto y mediciones	86
3. ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE LA MEJORA.....	88
4. ESTUDIO DE LA FACTURA ELÉCTRICA	93
5. CONCLUSIONES.....	97
6. REFERENCIAS	98

CAPÍTULO 3. PLANOS Y ANEXOS

ANEXO I: ENSAYO DE LAS BOMBAS	100
PLANO 1: DISTRIBUCIÓN DE LA RED EN ESTUDIO.....	101

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1. Agua, energía y cambio climático. (Fuente: Las dos caras de la misma moneda, E. Cabrera, 2010).</i>	2
<i>Figura 2. Crecimiento de la población mundial. (Fuente: Previsión ONU, 2008).</i>	3
<i>Figura 3. Aumento de la superficie regada en España. (Fuente: Armario de estadística 2010 (MARM)).</i>	4
<i>Figura 4. Zona de riego del cabezal 2. (Fuente: Google Earth).</i>	6
<i>Figura 5. Horas de riego diarias por periodo en cada turno.</i>	10
<i>Figura 6. Impulsión de las 3 bombas horizontales en paralelo.</i>	12
<i>Figura 7. Ubicación de 3 filtros en la impulsión.</i>	12
<i>Figura 8. Ubicación de los contadores tras los filtros.</i>	12
<i>Figura 9. Distribución hacia 2 zonas de la red.</i>	12
<i>Figura 10. Evolución de la superficie regada según los tipos de riegos. (Fuente: Encuesta sobre superficies y rendimientos de cultivos, ESYRCE, MAGRAMA 2013).</i>	13
<i>Figura 11. Indicadores de producción y consumo de energía por usos del agua. (Fuente: Corominas, 2010).</i>	14
<i>Figura 12. Esquema del diagnóstico del sistema ideal.</i>	16
<i>Figura 13. Esquema del diagnóstico del sistema real.</i>	17
<i>Figura 14. Rendimiento objetivo de la red.</i>	18
<i>Figura 15. Resultado de la red tras exportarla con EpaCAD e incluir un mapa de fondo en Epanet.</i>	22
<i>Figura 16. Curva de las bombas. (Fuente: Informe ensayos del fabricante).</i>	24
<i>Figura 17. Curva de rendimiento de las bombas. (Fuente: Informe ensayos del fabricante).</i>	24
<i>Figura 18. Introducción de la Estación de Bombeo en Epanet</i>	25
<i>Figura 19. Curva de modulación para el periodo 1.</i>	26
<i>Figura 20. Pérdidas de agua.</i>	27
<i>Figura 21. Balance hídrico técnico. (Fuente: AEAS).</i>	30
<i>Figura 22. Balance Hídrico de la IWA.</i>	32
<i>Figura 23. Ejemplo de indicadores relativos. (Fuente: Lambert y col.,1998).</i>	33
<i>Figura 24. Proceso iterativo para el cálculo del coeficiente emisor.</i>	36
<i>Figura 25. Actuaciones orientadas a disminuir las fugas.</i>	37
<i>Figura 26. Balance hídrico del periodo 5.</i>	39
<i>Figura 27. Horquillas de huella energética unitaria del agua. (Fuente: CEC, 2005).</i>	42
<i>Figura 28. Términos del balance energético de una red.</i>	43
<i>Figura 29. Notación empleada en los términos del balance energético.</i>	43
<i>Figura 30. Balance de energía. (fuente: Energy Audits of Water Networks. Cabrera E. y col, 2010)</i>	44
<i>Figura 31. Términos de la auditoría energética. (Fuente: Cabrera E. y col, 2010).</i>	45
<i>Figura 32. Energía total aportada en el periodo 5.</i>	48
<i>Figura 33. Energía total consumida en el periodo 5.</i>	49
<i>Figura 34. Indicadores proporcionados por ITAEnergy.</i>	49
<i>Figura 35. Energía aportada total por periodo.</i>	54
<i>Figura 36. Porcentaje de energía entregada frente a la energía perdida en cada periodo.</i>	55
<i>Figura 37. Porcentajes de energía entregada a los usuarios en todos los periodos.</i>	55
<i>Figura 38. Porcentajes de pérdidas de energía en todos los periodos.</i>	56
<i>Figura 39. Pérdidas en los sistemas de la red.</i>	58
<i>Figura 40. Elementos de la estación de bombeo.</i>	59
<i>Figura 41. Energía total aportada anual.</i>	61
<i>Figura 42. Energía total consumida anual.</i>	62
<i>Figura 43. Comparativa de la energía entregada al usuario entre ambos escenarios.</i>	66
<i>Figura 44. Comparativa de las pérdidas de energía entre ambos escenarios.</i>	66
<i>Figura 45. Comparativa de la energía consumida para ambos escenarios.</i>	70
<i>Figura 46. Sectores de la red.</i>	72
<i>Figura 47. Resultados de la auditoría hídrica de la opción 1 del escenario 3.</i>	73

<i>Figura 48. Resultados de la auditoría energética de la opción 1 de la mejora 3</i>	73
<i>Figura 49. Sectorización de la opción 2 de la mejora 3.</i>	74
<i>Figura 50. Comparativa de la energía entregada de la opción 2 de la mejora 3.</i>	76
<i>Figura 51. Comparativa de la energía perdida de la opción 2 de la mejora 3.</i>	76
<i>Figura 52. Comparativa de la energía entregada para todos los periodos.</i>	80
<i>Figura 53. Comparativa de la energía perdida para todos los periodos.</i>	80
<i>Figura 54. Discriminación horaria Tarifa 6.1A</i>	88
<i>Figura 55. Ejemplo de factura eléctrica. (Fuente: Comunidad de Regantes).</i>	89
<i>Figura 56. Ensayo de las bombas del cabezal 2.</i>	100

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1. Datos generales de la red</i>	7
<i>Tabla 2. Periodos de estudio de la red 2.</i>	7
<i>Tabla 3. Volumen inyectado por el cabezal en cada periodo.</i>	9
<i>Tabla 4. Cálculo de las horas de riego diarias por periodo y turno.</i>	10
<i>Tabla 5. Comparación entre el volumen inyectado y registrado para cada periodo.</i>	11
<i>Tabla 6. Consumo de la estación de bombeo por periodo.</i>	19
<i>Tabla 7. Resultados del diagnóstico energético para cada periodo.</i>	19
<i>Tabla 8. Resultado global del diagnóstico energético.</i>	20
<i>Tabla 9. Volumen regado en cada turno.</i>	25
<i>Tabla 10. Estado de una red de acuerdo con el rendimiento volumétrico.</i>	31
<i>Tabla 11. Días y horas de riego de cada periodo.</i>	38
<i>Tabla 12. Balance hídrico del periodo 5.</i>	39
<i>Tabla 13. balance hídrico global. Comparativa entre todos los periodos.</i>	41
<i>Tabla 14. Energías que actúan en el balance.</i>	44
<i>Tabla 15. Modos de funcionamiento de la estación de bombeo en cada periodo.</i>	46
<i>Tabla 16. Resultados de la auditoría energética del periodo 5.</i>	47
<i>Tabla 17. Indicadores del sistema para el periodo 5.</i>	50
<i>Tabla 18. Resumen de la auditoría energética para cada periodo.</i>	53
<i>Tabla 19. Resumen de indicadores de los distintos periodos.</i>	57
<i>Tabla 20. Energía facturada en cada periodo.</i>	58
<i>Tabla 21. Cálculo del rendimiento de la estación de bombeo en cada periodo.</i>	59
<i>Tabla 22. Informe energético de la estación de bombeo para cada periodo.</i>	60
<i>Tabla 23. Resultados de la auditoría energética para la suma de los periodos.</i>	61
<i>Tabla 24. Pérdidas localizadas en la estación de bombeo en términos globales.</i>	62
<i>Tabla 25. Comparativa del balance hídrico entre la situación actual y la mejora del escenario 1.</i>	64
<i>Tabla 26. Comparativa de la auditoría energética entre la situación actual y la mejora del escenario 1.</i>	65
<i>Tabla 27. Comparativa de indicadores para ambos escenarios.</i>	67
<i>Tabla 28. Análisis económico mejora 1</i>	67
<i>Tabla 29. Comparativa del balance hídrico para ambos escenarios.</i>	69
<i>Tabla 30. Comparación de la auditoría energética para ambos escenarios.</i>	69
<i>Tabla 31. Comparativa de los indicadores para ambos escenarios.</i>	71
<i>Tabla 32. Análisis económico mejora 2.</i>	71
<i>Tabla 33. Resultados de la auditoría hídrica de la opción 2 de la mejora 3.</i>	75
<i>Tabla 34. Resultados de la auditoría energética de la opción 2 de la mejora 3.</i>	75
<i>Tabla 35. Comparativa de indicadores para la mejora 3.</i>	77
<i>Tabla 36. Comparativa de los indicadores en los 3 escenarios.</i>	78
<i>Tabla 37. Horas de riego diarias en el escenario mejorado.</i>	78

<i>Tabla 38. Resultados de la auditoría energética de la opción 2 de la mejora 3 para todos los periodos.</i>	<i>79</i>
<i>Tabla 39. Ahorro energético obtenido con la mejora 3.....</i>	<i>81</i>
<i>Tabla 40. Precios potencia y energía Tarifa 6.1A.....</i>	<i>88</i>
<i>Tabla 41. Parte proporcional del término de energía de la factura eléctrica actual (Cabezal 2: 40%).</i>	<i>89</i>
<i>Tabla 42. Cálculo de la energía facturada en el escenario mejorado.</i>	<i>90</i>
<i>Tabla 43. Cálculo del ahorro energético en la energía facturada.</i>	<i>90</i>
<i>Tabla 44. Coste del término de energía del escenario mejorado.</i>	<i>91</i>
<i>Tabla 45. Ahorro económico obtenido tras la implantación de la mejora.</i>	<i>91</i>
<i>Tabla 46. Análisis de viabilidad de la mejora.</i>	<i>92</i>
<i>Tabla 47. Cálculo de la potencia mínima a contratar.</i>	<i>93</i>
<i>Tabla 48. Curva de carga cuarto-horaria del periodo 5 mejorado.</i>	<i>94</i>
<i>Tabla 49. Coste de la factura eléctrica de la mejora.</i>	<i>95</i>
<i>Tabla 50. Cálculo del ahorro en la factura eléctrica tras la mejora.</i>	<i>95</i>
<i>Tabla 51. Análisis de viabilidad tras la mejora y el ajuste de la potencia contratada.</i>	<i>96</i>

Capítulo 1. Memoria

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Motivación: Agua y energía

El gran problema al que se enfrentan las generaciones actuales poco tiene que ver con el del siglo pasado. Los recursos hídricos se encuentran cada vez más deteriorados y resulta necesaria su gestión eficiente para asegurar el suministro de agua en prácticamente todo el mundo.

Hace tiempo únicamente se tenía un pensamiento, el agua como sistema para generar energía, pero llegó un punto en que otra vertiente tomó gran parte del papel, el agua como consumidora de energía. Factores como las sequías, el cambio climático o el aumento de la demanda energética ligada a los usos del agua son los responsables de dicha nueva perspectiva. De hecho, diversos estudios (Milly y col. 2008) aseguran esta disminución de los recursos hídricos, especialmente en la zona de levante, territorio en el que se encuentra el caso a estudiar en este proyecto.

El gran problema no reside únicamente en el agotamiento de este recurso tan esencial, sino también en la necesidad de realizar tratamientos al agua que consumen grandes cantidades de energía (depuraciones después de su uso), ya que, con el tiempo y el uso su calidad disminuye. Además, aumentan los niveles de contaminación y esto conlleva que las directivas europeas relacionadas con la calidad del agua se vuelvan más estrictas.

Por otro lado, el aumento en términos globales del consumo energético provoca la emisión de gases de efecto invernadero, lo que se traduce en una reducción de los recursos hídricos, favorecidos en parte, por el cambio climático. La siguiente figura define a la perfección este proceso:

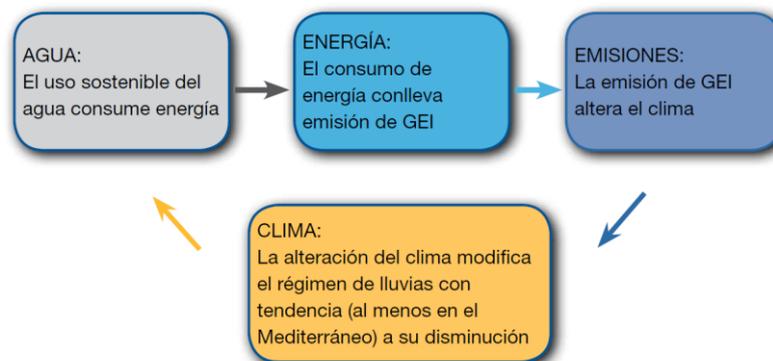


Figura 1. Agua, energía y cambio climático. (Fuente: Las dos caras de la misma moneda, E. Cabrera, 2010).

Lo que indica este proceso es que el uso del agua consume energía, por lo que un uso sostenible y eficiente del agua se traduciría como un ahorro energético. A su vez el consumo energético propicia la emisión de gases de efecto invernadero (GEI), que son los principales responsables del cambio climático. Finalmente, la alteración del clima provoca un descontrol en el régimen de lluvias, generando sequías, inundaciones y diversos fenómenos perjudiciales para el planeta. Por lo que un

uso eficiente de los recursos hídricos reduciría los efectos del cambio climático, esencial para un desarrollo sostenible.

Otro factor al que resulta interesante prestarle atención es el envejecimiento de las infraestructuras, que la mayoría fueron construidas durante el siglo XX y se encuentran deterioradas o incluso obsoletas. Esto lleva a pensar que cualquier día puedan ocurrir graves problemas. El gran inconveniente a este problema es que la renovación tiene un coste muy elevado sumado a una escasa visibilidad política.

Llegados a este punto, se hace necesario mencionar una serie de aspectos que dejan clara la necesidad de ser más eficientes y permiten observar el nexo agua – energía de una forma global, atendiendo al problema no únicamente desde el punto de vista de agua para energía, sino también como energía para el agua, y es una realidad que la importancia de este segundo seguirá creciendo sin cesar. Los aspectos más relevantes a destacar son los siguientes:

- **El aumento de la población:** Es un hecho irrefutable que la población mundial se ha disparado desde hace bastantes décadas. Según la ONU en 1950 la población mundial comenzó a crecer de forma exponencial donde se ha pasado de unos 2.500 millones de personas en ese año, a unos 7.300 millones actualmente, es decir, más del doble en poco más de medio siglo.



Figura 2. Crecimiento de la población mundial. (Fuente: Previsión ONU, 2008).

- **El aumento de la superficie cultivada:** Junto con el crecimiento de la población, se ha observado que en países como España, la superficie de riego se ha multiplicado por 7 en el último siglo, mientras que la población se ha multiplicado por 3,5, lo que indica un aumento considerable en el cultivo. La siguiente figura detalla el crecimiento de la superficie de riego en España, destacando que en la última década las cifras se estabilizan:



Figura 3. Aumento de la superficie regada en España. (Fuente: Armario de estadística 2010 (MARM)).

- **La urbanización del territorio:** Este factor afecta de diversas formas a la sostenibilidad de los recursos hídricos. Uno de los problemas a considerar es que en suelo urbano el agua tiene mayor dificultad de penetrar en el terreno, por lo que la escorrentía es mayor y se disminuye la recarga de los acuíferos.
- **El aumento de la contaminación:** Con el aumento de la población viene de la mano un aumento de la contaminación, no solo por el aumento de la demanda energética, sino más bien por la contaminación debida a vertidos de basura y plásticos en el medio natural. En este aspecto entra en escena el agua embotellada. Las botellas de plástico pueden tardar 700 años en degradarse, por lo que el consumo de agua embotellada propicia la contaminación. La OCU realizó un estudio en 2014 donde informaba que el agua embotellada no presentaba ninguna ventaja sanitaria respecto al agua de distribución si ésta es de calidad. Por otro lado, el agua embotellada resulta mucho más cara, ya que de media suele tener un precio de 0,33€/l mientras que el agua del grifo cuesta unos 0,005€/l. Este hecho lleva a concluir que ambientalmente el agua embotellada es mucho más ineficiente y cara.
- **El envejecimiento de las infraestructuras:** La edad de las tuberías en general es bastante elevada, ya que el suministro de agua a presión se afianza en el siglo XX. Por ejemplo, en el caso de España, la mayoría de las tuberías de uso urbano están en funcionamiento desde que finalizó la guerra civil, muchas de ellas con escaso mantenimiento, con más de 50 años, superando su vida útil, lo que puede acarrear grandes problemas de suministro como reventones y sobre todo fugas.
- **El cambio climático:** Como ya se ha observado en la *figura 1*, el cambio climático es uno de los factores que propicia la escasez de recursos hídricos, incluso trae consigo desastres naturales que resultan críticos para recuperar la estabilidad en un emplazamiento. El uso eficiente del agua resulta necesario para menguar los efectos de este problema global.

Es un hecho irrefutable que ahorrar agua es ahorrar energía y que las necesidades hídricas y energéticas continuarán creciendo de la mano, lo que obliga a analizar el concepto de manera conjunta. La reducción del consumo, de las pérdidas, el diseño o la sustitución de sistemas más eficientes y la planificación más sostenible, son algunos de los temas a tratar en relación a este concepto.

Toda esta problemática y lo que ello conlleva, motiva a la realización de este proyecto, en el cual se va a realizar el estudio en términos hídricos, energéticos e incluso económicos de una red de riego ubicada en la localidad de Nules (Castellón).

1.2. Objetivos

Los objetivos perseguidos en el presente estudio se basan en la mejora de la eficiencia de la red de suministro para una comunidad de regantes. La mejora se plasmará tanto en términos hídricos (ahorro de agua), como en términos de energía (ahorro energético), que en definitiva supondrá un ahorro económico. Para lograr un sistema más eficiente, se van a establecer una serie de objetivos que se detallan a continuación por orden de consecución:

- Estudio y comprensión de la red actual a partir de la información proporcionada por la Comunidad General de Regantes de Nules – Mascarell.
- Realización de un diagnóstico energético donde se observe la situación en la que se encuentra el sistema actual y el margen de mejora posible.
- Elaboración de un modelo de la red mediante el software Epanet para simular los datos en estudio y obtener e interpretar los distintos resultados. Se analizarán datos facilitados por la empresa que gestiona el servicio y la cartografía de la red en AutoCAD.
- Realización de una auditoría hídrica y energética, conociendo con precisión las entradas y salidas del sistema e interpretando los resultados con claridad.
- Propuesta de diversas estrategias de mejora con el fin de optimizar la eficiencia energética del sistema.
- Realización de un análisis económico de la mejora seleccionada, así como su evaluación tecnológica, social y medioambiental.

2. LA COMUNIDAD GENERAL DE REGANTES DE NULES - MASCARELL

2.1. Descripción general del sistema

Nules es un municipio perteneciente a la provincia de Castellón, en la comarca de la Plana Baja. Junto a Nules, Mascarell es una población pequeña amurallada que pertenecía a la Baronía y Marquesado de Nules y pasó a ser una pedanía de Nules a final del siglo XIX. Nules dispone de un litoral de unos 5 km de longitud acompañado de una gran superficie de cultivo.

La Comunidad General de Regantes de Nules – Mascarell, es la empresa encargada de proporcionar todos los datos necesarios para este estudio y la que posteriormente tomará la decisión de implantar las mejoras propuestas en este proyecto.

La red de riego de Nules se sectoriza por medio de dos cabezales, habiendo pues, dos redes separadas. Cada uno de ellos riega una superficie mediante riego a presión. El agua destinada a riego proviene de río y se almacena en un embalse en cada cabezal. De este modo, cada cabezal abastece a su red mediante una estación de bombeo con tres bombas horizontales en paralelo. Este proyecto está centrado en realizar el estudio de la red alimentada por el cabezal número dos, que es el más próximo a la zona litoral, lo que a priori indica que no habrá demasiada elevación con respecto al nivel del mar. En la siguiente figura se observa, marcada en azul oscuro, la superficie de riego abastecida por el cabezal a estudiar.



Figura 4. Zona de riego del cabezal 2. (Fuente: Google Earth).

El desnivel entre el punto más alto y el más bajo es de únicamente 6 metros. En la siguiente tabla se muestran algunos datos de interés para conocer más en detalle aspectos generales sobre el cabezal número 2 de la red de riego de Nules:

Datos generales cabezal 2	
Superficie regable (m2)	4.369.395
Superficie regando (m2)	2.786.500
Nº de Hidrantes	257
Presión mínima de servicio (mca)	30
Tipo de cultivo	Cítricos
Km de red	35
Material de las tuberías	PVC
Años funcionando	8

Tabla 1. Datos generales de la red.

Conocidas las ideas más importantes en cuanto a la red en estudio, a continuación se detallan los datos proporcionados por la comunidad de regantes para la realización del estudio.

2.2. Datos de partida proporcionados

Los datos proporcionados por la Comunidad General de Regantes de Nules son los que se detallan en los siguientes puntos:

- **Fichero Excel con los datos referentes a consumos, superficies, parcelas de los distintos hidrantes o puntos de consumo de la red:**

En la red número dos hay un total de 257 hidrantes o nudos de consumo, tal como se ha indicado en la *tabla 1*. La comunidad de regantes ha proporcionado el consumo de cada hidrante, que es un dato imprescindible a la hora de hacer el estudio. También resulta interesante conocer que cada hidrante riega una superficie determinada dividida en parcelas, pertenecientes a los distintos abonados de la red. Los datos referentes al consumo (en m³) de cada hidrante se han proporcionado para distintos periodos dentro del año en estudio. Concretamente se va a realizar el estudio desde el 31/12/2015 hasta el 22/11/2016. Los distintos periodos, junto con las horas de riego en cada periodo, se resumen en la siguiente tabla:

Periodo	Fecha inicio	Fecha fin	Horas de Riego
1	31/12/2015	27/02/2016	31
2	27/02/2016	30/04/2016	54
3	30/04/2016	01/07/2016	75
4	01/07/2016	05/08/2016	64
5	05/08/2016	03/09/2016	58
6	03/09/2016	31/10/2016	107
7	31/10/2016	22/11/2016	21
Total	31/12/2015	22/11/2016	410

Tabla 2. Periodos de estudio de la red 2.

- **Facturas eléctricas de las estaciones de bombeo:**

Para facturar la energía eléctrica consumida por las bombas, ambas estaciones de bombeo (cabezales 1 y 2), a pesar de ser independientes, facturan la energía de forma conjunta. De este modo, la empresa indicó que el 60% de la energía eléctrica facturada provenía del cabezal 1, mientras que el

40% restante venía dado por el cabezal 2. Cabe destacar que las facturas se han facilitado para los distintos periodos a estudiar, por lo que únicamente habrá que calcular cual es el 40% de la energía facturada para conocer la correspondiente al mismo.

- **Plano de situación de la red:**

La aportación de un plano en AutoCAD resulta esencial para este tipo de proyectos, ya que, sin conocer la ubicación de los distintos elementos de la red, resultaría muy complicado generar un modelo de la misma. En el propio plano se pueden identificar los hidrantes, las tuberías con sus respectivos diámetros e incluso las distintas parcelas a las que acomete cada hidrante. Todos estos datos son de mucha ayuda para realizar el modelo con una herramienta conocida como EpaCAD, de la que se hablará posteriormente. El único inconveniente, es que no se han podido proporcionar las cotas de los distintos hidrantes, dato crucial para el cálculo, pero que la empresa no disponía. Posteriormente se comentará el proceso de medida de dichas cotas. El plano de distribución de la red se puede consultar al final del documento, en el capítulo *Anexos y Planos*.

- **Información de la estación de bombeo:**

Otro dato muy importante es conocer el número de bombas, el tipo y la potencia de la estación de bombeo. Junto con las facturas, la empresa indica que la estación de bombeo está compuesta por 3 bombas horizontales en paralelo de 90 kW cada una (a 50 Hz), y una de ellas tiene un variador de frecuencia. Dichas bombas son de la marca *Ideal*, concretamente el modelo *CPT 150-460* y se ha proporcionado un informe de revisión de las bombas, con ensayos donde se puede identificar información muy útil para el cálculo. Dicho informe se puede consultar en el capítulo *Anexos y Planos* al final del documento. Posteriormente se empleará toda la información respectiva a las bombas para definir la estación de bombeo y realizar los cálculos necesarios.

- **Volumen inyectado por la estación de bombeo:**

Es necesario conocer el volumen inyectado, ya que, a partir de ese dato y el volumen registrado en los nudos de consumo, se puede conocer directamente el volumen incontrolado, que podría deberse por ejemplo a fugas en la red. De este modo, la comunidad de regantes proporciona una serie de datos referentes al caudal contabilizado por los contadores en cabecera. Para cada uno de los periodos en estudio, se ha proporcionado el caudal medido por 2 contadores colocados tras la impulsión de las bombas en la estación de bombeo, por lo que la suma de los dos caudales proporciona el caudal inyectado para cada uno de los 7 periodos. La siguiente tabla muestra el caudal inyectado por periodo:

Periodo	Volumen inyectado (m ³ /periodo)
1	102.032
2	181.551
3	253.674
4	231.829
5	180.998
6	339.669
7	64.473
Total	1.354.226

Tabla 3. Volumen inyectado por el cabezal en cada periodo.

Con todos estos datos de partida se pueden realizar una serie de cálculos antes de comenzar con el estudio energético de la red.

2.3. Cálculos iniciales

A continuación se exponen una serie de cálculos que van directamente ligados a la información proporcionada por la comunidad de regantes, detallada en el apartado anterior. Dichos cálculos constituyen pues, junto a todos los datos facilitados, el punto de partida para iniciar el estudio.

- **Medición de las cotas de los hidrantes:**

Como se ha comentado anteriormente, resulta imprescindible conocer la cota de cada punto de consumo, así como la del cabezal, es decir, la cota de aspiración de las bombas. Para ello, frente a la imposibilidad de conocer las curvas de nivel para facilitar la medida de todos los puntos, se decidió acudir personalmente al emplazamiento. El procedimiento consistía en medir mediante un alfilero la cota de los hidrantes más representativos, teniendo referencias suficientes para trazar curvas de nivel. De esta manera, y con ayuda de Google Earth, comprobando que la cota que proporcionaba era coherente, se pudieron identificar las cotas de todos los puntos de consumo, necesarias para cálculos posteriores.

- **Cálculo de las horas de riego diarias en cada periodo:**

Para definir el modelo de la red en Epanet se necesita conocer las horas que se van a regar diariamente. Cabe destacar que el modo de riego es por turnos, es decir, todos los hidrantes riegan a la vez, pero en cada turno regarán un porcentaje de su demanda diaria. En la red en estudio hay 4 turnos, en los que se riega un volumen determinado de agua (en apartados posteriores se explicará más en detalle la distribución de los distintos turnos) de manera que se suele regar por la noche, cuando la energía resulta más barata (periodo valle). Para realizar correctamente el cálculo de las horas de riego diarias, se han tenido en cuenta las siguientes hipótesis que han sido corroboradas por la empresa:

- a. Se riega entre semana y los sábados.
- b. Hay 4 turnos en los que se riegan a la vez todos los hidrantes.
- c. Se suele regar en el periodo más barato (por la noche).

- d. En todo el año, no se ha regado menos de 1 hora ni más de 10 horas al día:
 $Horas\ Riego\ día \in [1, 10]$

Con todo ello se ha podido establecer el número de horas diarias por periodo y turno de la siguiente manera, teniendo en cuenta que para cumplir la hipótesis d, se ha asumido que habrá días del periodo que no se regará.

Periodo	Hras. riego/periodo y turno	Días lab.	Horas Riego/día y turno
1	31	51	1
2	54	54	1
3	75	54	1,5
4	64	31	2
5	58	25	2,5
6	107	51	2
7	21	20	1
Total	410	286	1,5

Tabla 4. Cálculo de las horas de riego diarias por periodo y turno.

A modo de ejemplo, teniendo en cuenta que hay 4 turnos diarios, en el periodo 1 se regará un total de 4 horas, mientras que en el periodo 5 serán 10 horas.

Resulta de gran ayuda observar dicha tabla de una manera más visual mediante el siguiente gráfico. Cabe añadir que este cálculo servirá para generar la curva de modulación de la demanda de los hidrantes en cada periodo, a la hora de generar el modelo de la red.

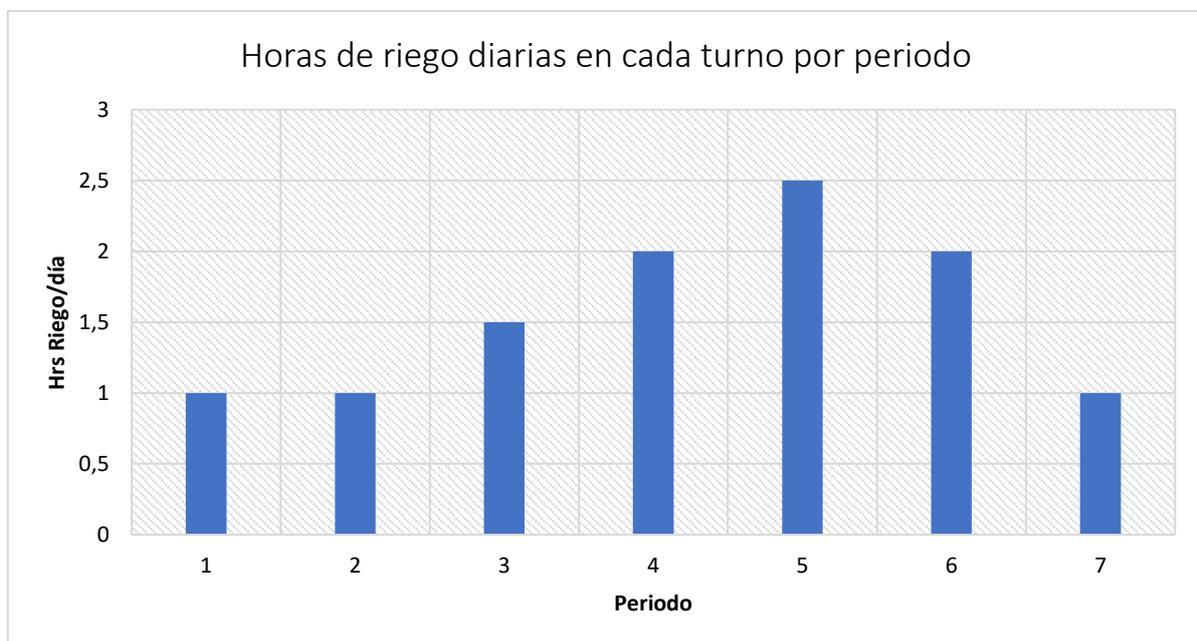


Figura 5. Horas de riego diarias por periodo en cada turno.

- **Cálculo del volumen registrado frente al volumen inyectado por periodo:**

Por último, se ha decidido calcular el volumen registrado en todos los puntos de consumo en cada periodo y así compararlo con el inyectado, de forma que se observe la situación actual del sistema en términos hídricos.

Simplemente hay que acudir a los datos proporcionados por la comunidad de regantes y realizar la suma del volumen registrado de todos los hidrantes para cada uno de los 7 periodos. La sorpresa sucede al observar la siguiente tabla:

Periodo	Volumen inyectado (m3/periodo)	Volumen registrado (m3/periodo)
1	102.032	101.132
2	181.551	192.997
3	253.674	266.098
4	231.829	226.046
5	180.998	202.469
6	339.669	371.975
7	64.473	70.362
Total	1.354.226	1.431.079

Tabla 5. Comparación entre el volumen inyectado y registrado para cada periodo.

Se puede observar como para la mayoría de los periodos, el caudal registrado supera al inyectado, lo que resulta físicamente imposible, ya que supondría que el volumen de agua va creciendo en la red. No habría fugas ni ningún otro tipo de pérdidas de agua. Ello lleva a detenerse y a prestarle la atención necesaria para continuar de forma coherente con el proyecto. En el siguiente punto se trata este problema.

2.4. Problemas en los contadores de la estación de bombeo

Para solucionar este problema se debe investigar sobre la manera de contabilizar el caudal inyectado, ya que los datos proporcionados no son coherentes. La comunidad de regantes asegura que los contadores situados en los hidrantes para contabilizar su caudal registrado funcionan correctamente, por lo que seguramente el problema residiría en cabecera. En efecto, consultando en la base de datos que gestiona el sistema de riego, en la monitorización del caudal medido por los contadores de cabecera se detectaron diversos problemas.

Para conocer en detalle el problema, se visitó la instalación y se observó la configuración de la estación de bombeo. El sistema consta de dos contadores en cabecera, cada uno colocado en tuberías iguales pero que distribuyen a zonas distintas de la red en estudio. Las siguientes imágenes muestran en detalle la disposición de la estación de bombeo, donde se puede observar la ubicación de contadores, colectores, filtros, válvulas, etc.:



Figura 6. Impulsión de las 3 bombas horizontales en paralelo.



Figura 7. Ubicación de 3 filtros en la impulsión.



Figura 8. Ubicación de los contadores tras los filtros.



Figura 9. Distribución hacia 2 zonas de la red.

Se puede observar que la configuración es muy enrevesada, ya que las bombas impulsan directamente a un colector situado a 1 metro de distancia. Posteriormente, el colector distribuye el agua a 3 filtros en paralelo, para repartirla después en dos tuberías donde hay un contador en cada una de ellas. Esta configuración seguramente supondrá una gran cantidad de pérdidas localizadas, pero ello no justifica que los contadores no midan correctamente.

Tras acceder a la base de datos se observan ciertos momentos en los periodos donde uno de los contadores falla o no contabiliza durante días, lo que hace que todos los datos proporcionados relativos al volumen inyectado sean poco fiables. De aquí en adelante, al no tener datos coherentes de volumen inyectado, se va a tener en cuenta que éste será muy aproximado al volumen registrado por los siguientes motivos:

- Se prevé que al tratarse de una instalación actual (8 años), no habrá muchas fugas en la red. (A la hora de realizar un diagnóstico inicial de la red se considerará que el volumen inyectado es igual al volumen registrado, pero posteriormente, en la realización del modelo se verá de qué manera se contabilizan las fugas en el sistema).
- La comunidad de regantes informa que no se han visto en todos estos años de funcionamiento ningún robo o consumo ilegal de agua.

Llegado este punto y solventado este problema, a continuación se presenta la primera parte del estudio, el diagnóstico energético de la red.

3. DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO

“El cambio climático no hace más que empeorar el problema que supone un uso insostenible del agua, provocando además desde violentas inundaciones hasta largas y severas sequías. Evitar así un empeoramiento del cambio climático es parte de las soluciones clave para aliviar la presión sobre el precioso recurso que es el agua” (Informe de las Naciones Unidas sobre el Desarrollo de los Recursos Hídricos en el Mundo 2015).

3.1. Introducción. ¿Qué es el diagnóstico energético?

El gran impacto social que ha tenido en España la transformación del riego tradicional al riego a presión no ha pasado ni mucho menos desapercibido en términos energéticos. Los elevados costes energéticos, junto a la necesidad de disminuir las emisiones de gases contaminantes, ha propiciado que la eficiencia energética de redes de agua a presión tenga un nivel de importancia que nunca había tenido.

El regadío es uno de los usos del agua más extendidos en España, que dada su ubicación geográfica, los efectos del cambio climático afectan negativamente al régimen de lluvias, generando cada vez más escasez. Por ejemplo, en verano sucede conjuntamente la escasez de lluvia con el momento de mayor demanda de agua, teniendo en cuenta que casi el 70% de la demanda de agua se asocia al riego (Diagnóstico del gasto energético de una red a presión, Aguas de Valencia, 2015).

Del mismo modo, la superficie regada sigue aumentando año a año, tendencia que se viene manteniendo desde 2006. Junto con este incremento, también ha habido un cambio de la evolución de los sistemas empleados. El riego localizado crece continuamente y el sistema automotriz también, aunque en menor medida, ya que se destina especialmente a cultivos herbáceos (ESYRCE, 2013). Por otro lado, el riego por gravedad disminuye continuamente. La siguiente figura detalla la evolución de la superficie regada de acuerdo con los tipos de riego:

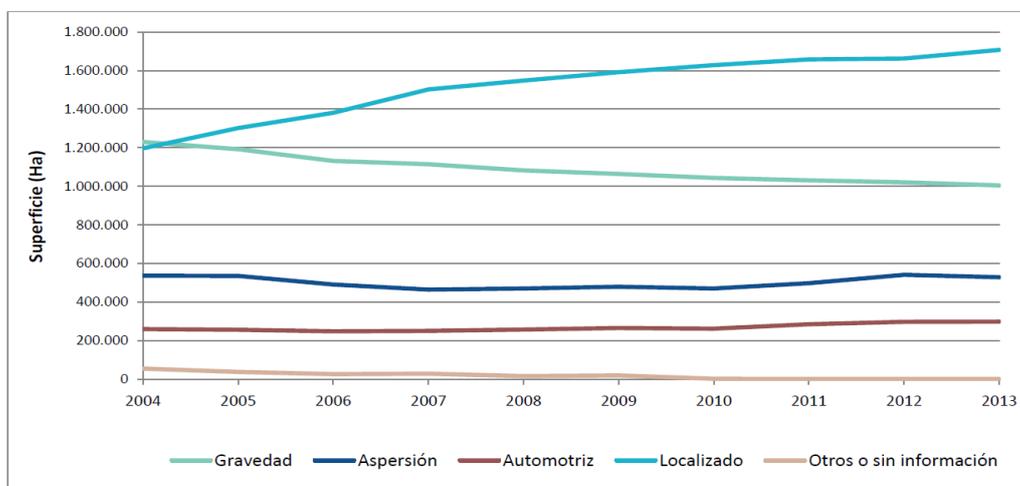


Figura 10. Evolución de la superficie regada según los tipos de riegos. (Fuente: Encuesta sobre superficies y rendimientos de cultivos, ESYRCE, MAGRAMA 2013).

El problema reside en que, a pesar de que las necesidades de agua para regar la misma superficie con riego a presión son mucho menores que con riego por gravedad, los campos antes requerían de un aporte energético mínimo o nulo. Ahora siendo sistemas mucho más eficientes hídricamente, requieren de consumos energéticos importantes que previamente no existían.

La siguiente figura muestra una serie de indicadores de producción y consumo de energía por usos del agua (Corominas, 2010). Pone de manifiesto que la modernización del regadío supone un gasto energético a tener en cuenta, incomparable con el gasto asociado a la obtención de agua, transporte o desalaciones:

Indicadores de producción y consumo de energía por usos del agua			
USO			kWh/m ³
PRODUCCIÓN	ELÉCTRICO	Hidroelectricidad (salto 100 m)	0,21
		Refrigeración central de ciclo combinado (circuito cerrado)	345
		Refrigeración central termosolar (circuito cerrado)	245
		Refrigeración central térmica (circuito abierto)	17,5
CONSUMO	RIEGO	Bombeo (100 m)	0,42
		Riego localizado	0,18
		Riego por aspersión	0,23
	ABASTECIMIENTO Y SANEAMIENTO	Potabilización (ETAP)	0,18
		Depuración secundaria (EDAR)	0,3 - 0,5
		Depuración terciaria	0,15 - 0,25
	TRANSPORTE	Proyecto trasvase Ebro (altura manom. media 723 m)	3,7
	DESALACIÓN	Desalación de agua marina	3,5 - 4
Desalación de agua salobre		1,4 - 1,8	

Figura 11. Indicadores de producción y consumo de energía por usos del agua. (Fuente: Corominas, 2010).

Dicho esto, el primer paso para la mejora de la eficiencia de una red es tomar conciencia de que hay un amplio margen de mejora. Esta falta de conciencia puede ser resuelta con un análisis como el que se va a realizar a continuación. Así pues, tras esta breve actualización sobre los conceptos energéticos actuales más importantes, llega el momento de comenzar con el diagnóstico energético.

El diagnóstico energético es una herramienta que determina, a partir de diversos parámetros energéticos, la situación actual en la que se encuentra el escenario en estudio, comparándola con la mejor versión que pudiera alcanzar en un caso ideal. De esta manera, lo que muestra el diagnóstico es el margen de mejora que tiene la instalación, comparando dos parámetros principales, denominados rendimiento ideal y real. La clave reside en que se analizan ambos rendimientos en términos globales del sistema, es decir, estudiando la red en todo su conjunto, dejando atrás la tendencia por analizar únicamente una parte de la red (por ejemplo, la estación de bombeo), con lo que conviene insistir en la conocida estrategia medioambiental, *think globally, act locally*.

En el caso ideal, se considera que el sistema no tiene ningún tipo de pérdidas, opción que resulta inalcanzable físicamente. Por otro lado, analizando el sistema real, se puede observar en qué

condiciones se encuentra el sistema actual (con pérdidas) y así compararlo con la mejor versión de sí mismo.

Hay diversas herramientas para realizar el diagnóstico energético. Entre alguna de ellas, el ITA (Instituto Tecnológico del Agua) pone a disposición de los alumnos una herramienta para realizar el cálculo del diagnóstico energético denominada EAGLE (Energy Assessment of Global Pressurized Water System).

Antes de comenzar con los cálculos, se deben conocer los distintos factores que comprenden el cálculo del rendimiento ideal y real, por lo que a continuación se analizarán ambos sistemas.

3.2. Diagnóstico del sistema ideal

Para comenzar, los factores intervinientes en el cálculo del rendimiento ideal de la instalación son los siguientes:

- **Energía mínima requerida por los usuarios** (E_{uo}), correspondiente a la que se debe entregar en todos los nudos de consumo, a la cota que se encuentren:

$$E_{uo} = \gamma \sum v_j \left[\frac{P_0}{\gamma} + (z_j - z_l) \right]$$

- **Energía topográfica ideal** (E_{ti}), que el sistema está obligado a entregar debido a las irregularidades del terreno, y es aquella que se debe aportar para alcanzar el nudo crítico, es decir el más alto. (En una red completamente plana, la energía topográfica sería nula):

$$E_{ti} = \gamma \sum v_j [z_h - z_j]$$

- **Energía de exceso ideal** (E_{ei}), aquella suministrada por encima de la estrictamente necesaria en el nudo crítico y por tanto en el resto también. Un ejemplo de este tipo de energía se daría en el caso de existencia de un depósito de regulación con cota superior a la cota mínima o incluso en situaciones donde las bombas funcionen en un punto superior al punto de funcionamiento nominal:

$$E_{ei} = \gamma \sum v_j \frac{P_{ei}}{\gamma}$$

De este modo, la **energía suministrada en un sistema ideal** queda definida por la suma de estas tres energías:

$$E_{si} = E_{uo} + E_{ti} + E_{ei} = \gamma \sum v_j \left[\frac{P_0}{\gamma} + (z_h - z_l) \right]$$

En la formula anterior, el término de energía de exceso ideal desaparece ya que, en el caso de estudio, no hay ningún tipo de depósito de regulación. La siguiente figura define cada uno de los parámetros que componen dicho sistema, donde:

- $\gamma = \rho \cdot g = 9810 \frac{N}{m^3}$, es el peso específico del agua.
- v_j , es la demanda (m^3 /periodo) del nudo en estudio.
- z_j , es la cota del nudo en estudio.
- z_h , es la cota más alta de la red y a su vez el nudo más crítico.
- z_l , es la cota más baja de la red, se debe elegir como origen del sistema y referir las cotas a este punto.
- Cabe destacar que todas las energías anteriores tienen las unidades de: kWh/periodo.

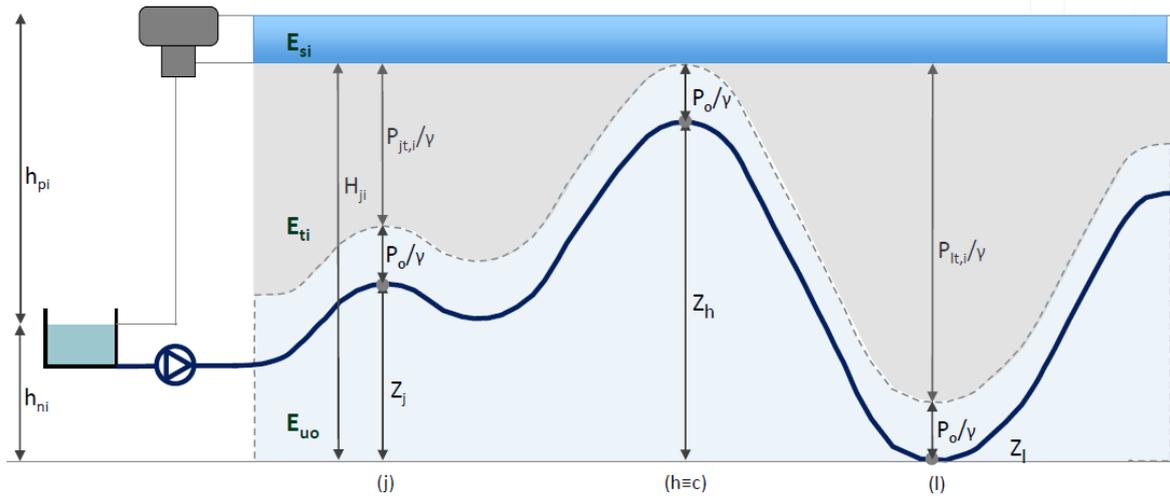


Figura 12. Esquema del diagnóstico del sistema ideal.

Finalmente, el **rendimiento del sistema ideal** se calcularía con la relación entre la energía mínima requerida por los usuarios (útil) y la energía suministrada ideal.

$$\eta_{ai} = \frac{E_{uo}}{E_{si}}$$

3.3. Diagnóstico del sistema real

Una vez conocido el sistema ideal, los factores que participan en el análisis del sistema real son los que se detallan a continuación:

- **Energía mínima requerida por los usuarios (E_{uo})**, igual que en el caso ideal:

$$E_{uo} = \gamma \sum v_j \left[\frac{P_0}{\gamma} + (z_j - z_l) \right]$$

- **Energía topográfica real (E_{tr})**, en este caso cambia, debido a que existen pérdidas como se verá posteriormente, de manera que la línea de alturas piezométricas no será una recta horizontal, sino que tendrá pendiente negativa. En este caso, cabe tener en cuenta que el nudo crítico ya no tiene por qué coincidir con el nudo más alto:

$$E_{tr} \neq E_{ti}$$

- **Energía de exceso real (E_{er})**, en caso de suministrar más energía de la necesaria en el nudo crítico de la red, también distinta al caso ideal:

$$E_{er} \neq E_{ei}$$

- **Energía debida a pérdidas (E_{rg}):**

E_{rl} , Energía perdida por fugas.

E_{rf} , Energía perdida por fricción.

E_{rp} , Energía perdida de eje.

E_{ro} , Energía perdida por otras causas.

La **energía suministrada en un sistema real** sería la suma de todas ellas, exactamente igual que en el caso ideal, de manera que quedaría lo siguiente:

$$E_{sr} = E_{uo} + E_{tr} + E_{er} + E_{rg} = (E_{uo} + E_{tr}) + (E_{rl} + E_{rf} + E_{rp} + E_{ro})$$

En este caso, en el esquema que comprende el sistema real se observa una pendiente decreciente, fruto de las pérdidas mencionadas:

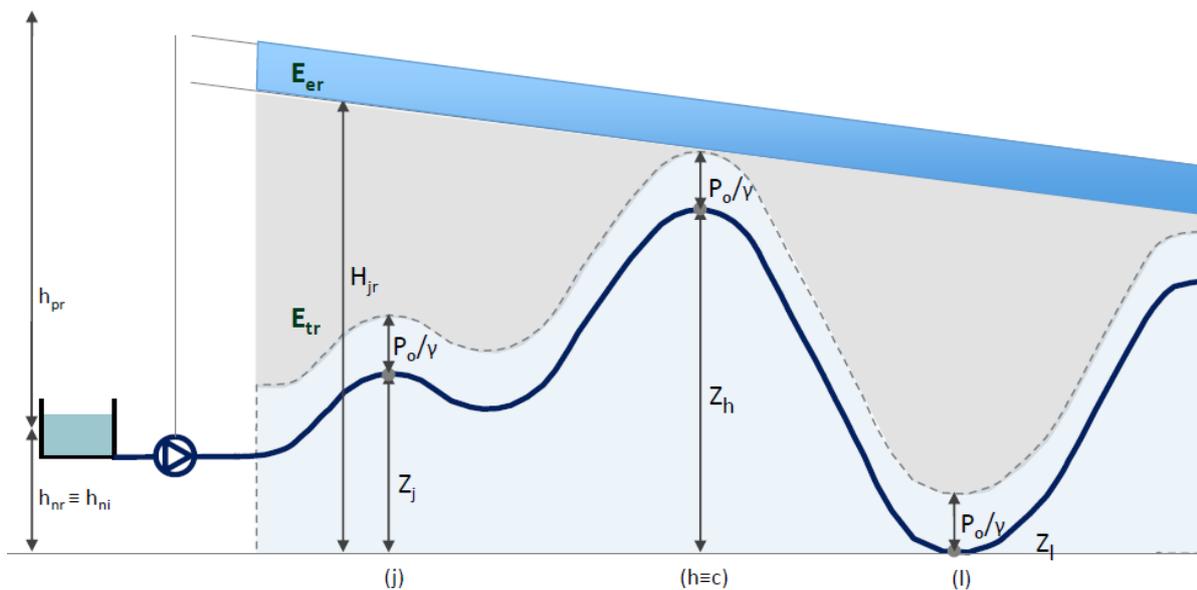


Figura 13. Esquema del diagnóstico del sistema real.

Finalmente, el **rendimiento del sistema real** se calcula con la relación entre la energía mínima requerida por los usuarios y la energía suministrada real.

$$\eta_{ar} = \frac{E_{uo}}{E_{sr}}$$

El rendimiento real del sistema va a ser considerablemente inferior al rendimiento ideal, que tal como se ha mencionado anteriormente, resultaría inalcanzable, pues supone un sistema sin pérdidas. Entre estas dos opciones existe la posibilidad de alcanzar un **rendimiento real objetivo**:

$$\eta_{ar,o} = \frac{E_{uo}}{E_{sr,o}}$$

La forma de conseguirlo es actuando sobre las pérdidas mencionadas, buscando un valor objetivo (alcanzable) en cada una de ellas, teniendo así una **energía suministrada objetivo** ($E_{sr,o}$). Para ello, en el momento de realizar las propuestas para mejorar la eficiencia de la red, se actuará sobre las distintas pérdidas mencionadas. La siguiente figura deja clara la idea que se debe seguir, partiendo del rendimiento real, buscando un rendimiento objetivo que sea lo más próximo posible al del sistema ideal:

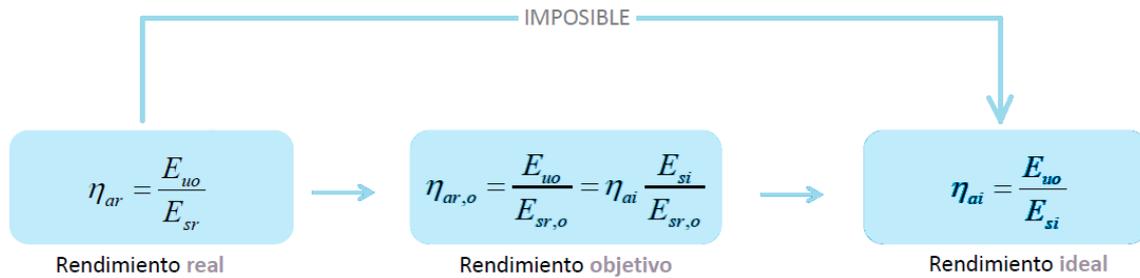


Figura 14. Rendimiento objetivo de la red.

Por tanto, a continuación se van a analizar los rendimientos ideal y real de la red, estudiando los distintos periodos en los que se ha proporcionado la información, teniendo así una idea desglosada de la situación de la red.

3.4. Resultados del diagnóstico energético

Los parámetros básicos a tener en cuenta para realizar el diagnóstico energético son el volumen inyectado por periodo (V), la cota máxima de la red (Z_h), la cota mínima (Z_i), la cota de aspiración de la estación de bombeo (Z_n), la cota del depósito de regulación (inexistente) y la presión mínima de servicio (P_0). De este modo se tiene lo siguiente, para los 7 periodos:

- V : Como volumen inyectado se va a considerar el registrado, tal como se describió en el *apartado 2.3*.
- Z_h : 6 m
- Z_i : 0 m
- Z_n : 3 m
- P_0 : 30 mca

Asimismo, teniendo en cuenta la cota de cada nudo, y la demanda en cada periodo (m^3 /periodo), se puede calcular con los datos y las expresiones explicadas anteriormente, las energías E_{uo} y E_{ti} de cada nudo (se recuerda que la E_{ei} es nula porque no hay ningún depósito y se considera que las bombas funcionan en su punto nominal). De esta manera, sumando estas dos energías para cada hidrante de la red, se obtiene la E_{si} tal como se ha descrito en el *apartado 3.2*, pudiendo calcular el rendimiento ideal del sistema.

Por otro lado, teniendo en cuenta que no se conocen las pérdidas del sistema, el cálculo de la E_{sr} se puede calcular de la siguiente manera:

$$E_{sr} = E_{sr,p} + E_{sr,n}$$

Donde $E_{sr,p}$ es la **energía total del eje**, o lo que viene a ser lo mismo, la energía consumida por la estación de bombeo, mientras que el siguiente término, $E_{sr,n}$ es la **energía natural**, proporcionada por fuentes externas al sistema, como el embalse que proporciona el agua al cabezal, situado a una cota de 3 metros.

La energía consumida por la estación de bombeo se puede consultar mediante las facturas eléctricas facilitadas por la empresa. Para cada periodo, se tiene la siguiente energía consumida por las bombas, conocida tal como se explicó en el apartado 2.2:

Periodo	Consumo (kWh/periodo)
1	22.478,6
2	39.507,6
3	53.509,6
4	53.060,4
5	32.374,0
6	82.138,8
7	16.161,2

Tabla 6. Consumo de la estación de bombeo por periodo.

Por otro lado, la energía natural a calcular en cada periodo depende del volumen inyectado, y la diferencia entre la cota del embalse y la cota mínima, es decir:

$$E_{sr,n} = \gamma V (Z_{embalse} - Z_l)$$

Este parámetro es el único que depende del volumen inyectado del periodo. Cabe señalar que, al tratarse de una diferencia de cotas tan pequeña, este término va a aportar muy poco peso en el cálculo, de modo que el error al considerarlo igual al volumen registrado va a ser prácticamente nulo.

Dicho esto, haciendo los cálculos correspondientes, a continuación se resume una tabla con todos los resultados del diagnóstico energético para cada uno de los periodos en estudio:

Diagnóstico Energético	Diagnóstico ideal				Diagnóstico real	
	Periodo	E_{uo} (kWh/per)	E_{ti} (kWh/per)	$E_{si} = E_{uo} + E_{ti}$ (kWh/per)	η ideal	E_{sr} (kWh/per)
1	8.677,41	1.243,64	9.921,05	87%	22.431,21	38,39%
2	16.594,04	2.338,96	18.933,01	88%	41.873,29	39,63%
3	22.841,58	3.262,63	26.104,21	88%	57.295,01	39,87%
4	19.412,58	2.762,53	22.175,11	88%	46.397,47	41,84%
5	17.373,74	2.488,47	19.862,21	87%	45.531,85	38,16%
6	31.956,32	4.534,43	36.490,75	88%	80.083,90	39,90%
7	6.047,58	854,94	6.902,51	88%	14.762,87	40,96%

Tabla 7. Resultados del diagnóstico energético para cada periodo.

Como se observa, el rendimiento ideal no cambia prácticamente en cada uno de los periodos. Ello que indica que los resultados son coherentes, pues la relación entre la energía mínima requerida por los usuarios y la energía suministrada se debe mantener en cada uno de los periodos para que este análisis tenga sentido. Por otro lado, el rendimiento real va variando en cada periodo, eso se debe principalmente a la estacionalidad, y con ella, a las lluvias, que afectan directamente a la energía consumida por la estación de bombeo, ya que la demanda de agua puede ser mayor o menor, y en cada periodo se dan casos diferentes.

Si se realiza el mismo análisis, pero para todos los periodos sumados, es decir para todo el año, se tiene una idea de cómo se encuentra el sistema de manera global.

Periodo	Diagnóstico ideal				Diagnóstico real	
	Eu _o (kWh/per)	Eti (kWh/per)	Esi = Eu _o +Eti (kWh/per)	η ideal	Esr,p = Esr (kWh/per)	η ideal
Anual	122.910,1	17.478,72	140.388,80	88%	308.375,61	40%

Tabla 8. Resultado global del diagnóstico energético.

Se observa como obviamente el rendimiento real sigue la tendencia que mostraban los distintos periodos, siendo menor de la mitad que el ideal, que ya se conoce que es inalcanzable. Se observa un gran margen de mejora. Buscar un rendimiento real objetivo que mejore las condiciones de la red, va a ser la misión principal de las mejoras que se propongan.

Unas pérdidas complicadas de contabilizar sin una auditoría son, por ejemplo, las pérdidas por fricción, por lo que el siguiente apartado consiste en la creación de modelo para poder realizar el estudio de las auditorías y así conocer en detalle dónde se sitúan cada una de las pérdidas.

4. CREACIÓN DEL MODELO EN EPANET

Antes de comenzar con la auditoría para analizar las entradas y salidas al sistema, se debe crear un modelo matemático de la red. Para ello, se va a emplear el software Epanet, ampliamente extendido para realizar cálculos y simulaciones de flujo a presión.

Para la realización del modelo se han empleado los datos mencionados en el *apartado 2.2*, partiendo del plano de la red en AutoCAD y siguiendo los pasos que a continuación se describen.

4.1. Exportación del plano en AutoCAD a Epanet

El Instituto Tecnológico del Agua (ITA) de la UPV pone a disposición de los usuarios un programa que permite la transformación de un plano de AutoCAD a Epanet. Dicho software, llamado **EpaCAD**, requiere de una serie de datos de entrada de modo que permita exportar la red a Epanet. Los datos requeridos por EpaCAD son los siguientes:

- Fichero de AutoCAD en formato *.dxf*: Es el formato necesario para poder realizar la transformación del archivo. Para ello, se ha empleado el plano proporcionado por la comunidad de regantes, realizando previamente una serie de arreglos para evitar futuros errores, como por ejemplo nudos sueltos o duplicados.
- Selección de las capas del plano a exportar: Dentro del plano proporcionado hay una infinidad de capas, por lo que se deben seleccionar las que realmente se vayan a emplear. Concretamente se importaron aquellas correspondientes a tuberías, hidrantes y sus respectivos nombres y dimensiones para poder facilitar la configuración del modelo en Epanet.
- Selección del modo de conversión: EpaCAD permite convertir el plano de dos formas distintas. Por un lado, se encuentra el modo vértices y por otro el modo nodos. En este caso, el modo nodos resulta más adecuado, ya que asigna a cada vértice un nudo, mientras que el otro solo asigna los nudos a los vértices finales de una tubería.
- Selección de la tolerancia de conectividad: Para la creación de la red se ha considerado una tolerancia de 0,1 en el caso de que haya algún punto conflictivo en el plano.

Con todo ello, solo queda lanzar el programa para generar el fichero legible por Epanet, cuyo formato es *.net*.

4.2. Configuración del modelo en Epanet

Una vez generada la red en Epanet, hay que configurarla para que el modelo realice las simulaciones correspondientes de forma correcta.

Resulta una tarea laboriosa, ya que la red consta de 257 hidrantes, unidos mediante una gran cantidad de tuberías y nudos que requieren de la introducción de numerosos parámetros para su

correcto funcionamiento. En este proyecto se considera un manejo avanzado del software Epanet, por lo que no se va a realizar una explicación del funcionamiento del mismo.

Dicho esto, los pasos para la configuración del modelo se van a explicar brevemente en los siguientes puntos.

4.2.1. Introducción de los datos correspondientes a hidrantes, tuberías y nudos.

Para comenzar, al fichero del modelo de la red, se ha incluido un mapa de fondo, para facilitar la introducción de todos los datos. La siguiente figura, muestra la red con el mapa de fondo. Concretamente, en la figura se ha plasmado una zona de la red donde se observan los números de los hidrantes, longitudes de las tuberías etc.:

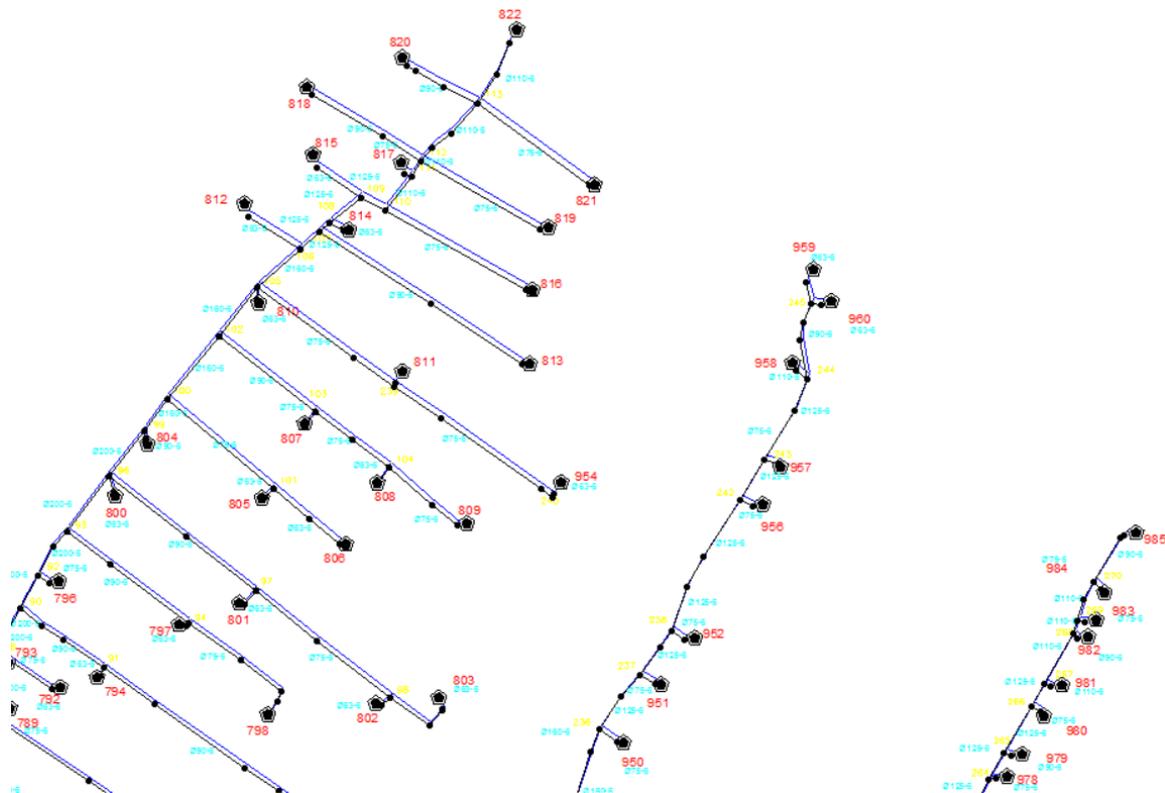


Figura 15. Resultado de la red tras exportarla con EpaCAD e incluir un mapa de fondo en Epanet.

El siguiente paso es introducir el código o nombre correspondiente a cada hidrante o nudo de consumo, de forma que para el cálculo resulte sencillo identificar cada elemento y además tengan la misma identificación que la proporcionada por la comunidad de regantes.

Se ha decidido realizar esta tarea manualmente, ya que, precisamente la inclusión del mapa de fondo es para facilitar la introducción. Del mismo modo se han definido los diámetros de las tuberías (las longitudes de las tuberías ya quedan definidas tras la exportación de la red con EpaCAD).

La introducción de estos datos resulta laboriosa, pero una vez distinguidos los hidrantes con sus códigos correspondientes, se puede exportar la red en formato *.inp*. con el cual se puede trabajar mediante programas de manejo de datos como por ejemplo el Excel, facilitando así la configuración del modelo.

De este modo, si se exporta el archivo mediante el citado formato, resulta muy simple la gestión de los datos, ya que, con cierto manejo de Excel, se puede asignar a cada hidrante su cota, calculada en el *apartado 2.3*, sin necesidad de introducirla de uno en uno. Del mismo modo se introduce la demanda base de cada hidrante, que como ya se comentó con anterioridad, hay 7 periodos en estudio, por lo que se crearán 7 modelos distintos en Epanet, donde se estudiará la red con las condiciones específicas de cada periodo.

Seguidamente, al exportar la red desde EpaCAD mediante el modo nodal, hay una gran cantidad de nudos en la red que no son de consumo y obviamente su demanda debe ser nula para cualquier hora en estudio, pero si es necesario introducir la cota correspondiente a cada uno de ellos. Esto se resuelve introduciendo la cota del hidrante más próximo a ellos, de forma que la configuración del modelo quede lo más semejante posible a la realidad. Cabe tener en cuenta que la diferencia entre la cota más elevada y la más baja de la red es de 6 metros, por lo que el margen de error será mínimo.

Con estos datos introducidos, ya se tiene una configuración del modelo en términos conceptuales y geométricos. El siguiente paso será preparar el modelo para poder realizar los cálculos y simulaciones necesarias.

4.2.2. Configuración de la estación de bombeo

Mediante la información proporcionada por la comunidad de regantes, concretamente el informe realizado por el fabricante *Bombas Ideal* para revisar el funcionamiento de las bombas, se pueden extraer las características de funcionamiento de dichos equipos, de manera que el cálculo será incluso más exacto que si se hubiera consultado la hoja de catálogo de las bombas. En el *Anexo I* se puede observar con detenimiento el informe con dichos ensayos.

Las siguientes figuras, muestran las curvas características de las bombas del cabezal número 2. Cabe recordar que se trata de 3 bombas en paralelo, modelo *CPT 150 - 460*, 2 de ellas funcionando en modo de velocidad fija (*BVF_1* y *BVF_2*) y la otra posee un variador de frecuencia (*BVV*):

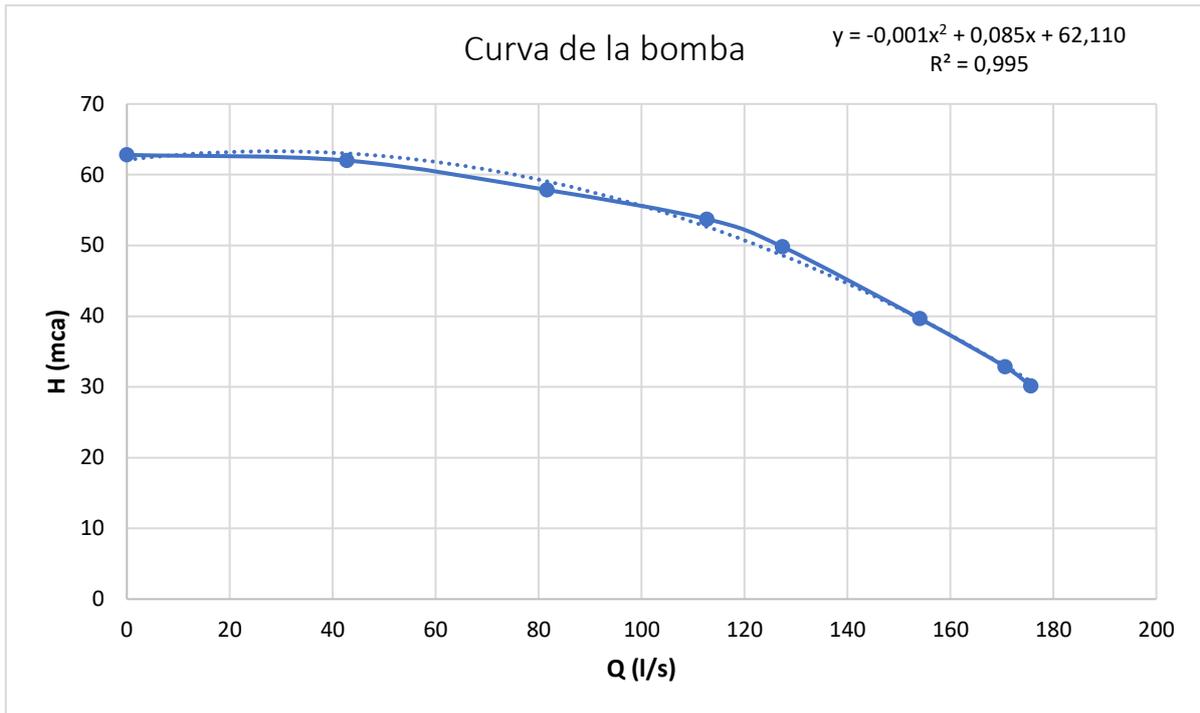


Figura 16. Curva de las bombas. (Fuente: Informe ensayos del fabricante).

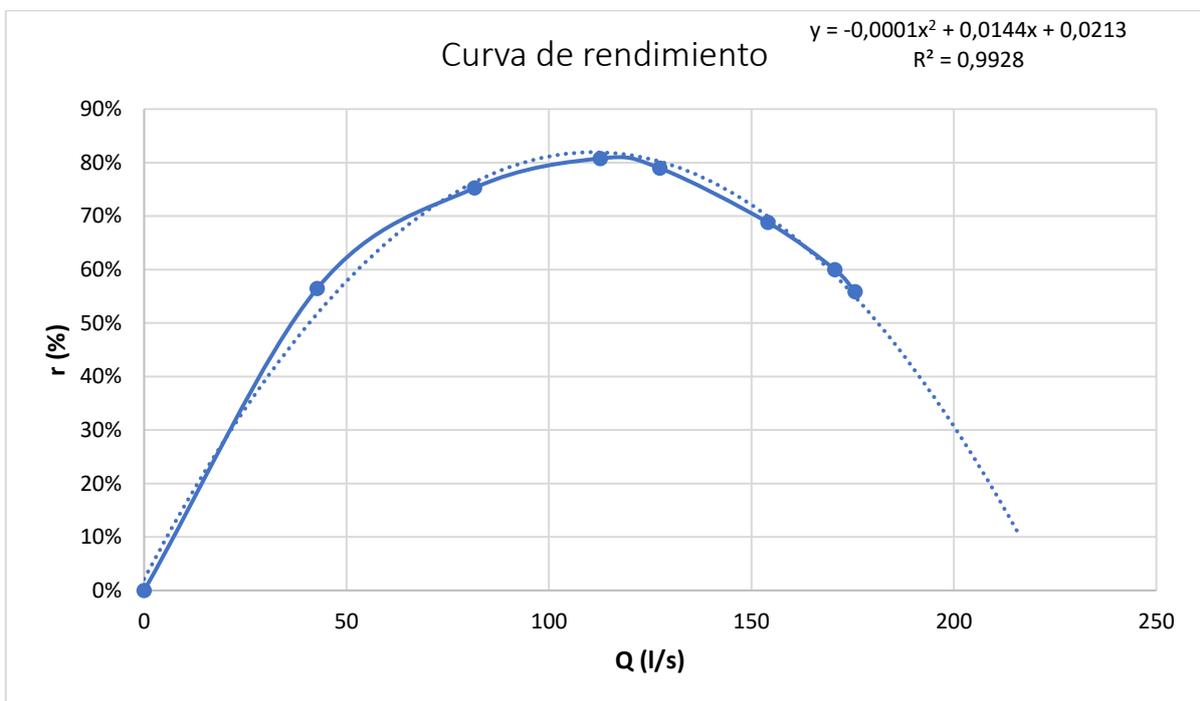


Figura 17. Curva de rendimiento de las bombas. (Fuente: Informe ensayos del fabricante).

El siguiente paso será introducir los datos referentes a las curvas de las bombas en Epanet, teniendo en cuenta que aspiran de un embalse situado a una cota de 3 metros. El esquema de la estación de bombeo en Epanet se muestra en la siguiente figura:

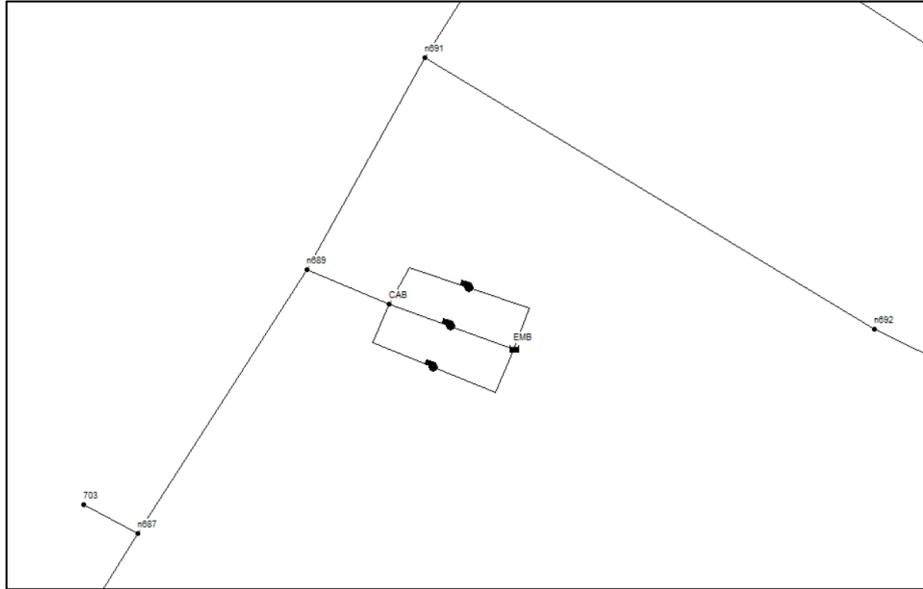


Figura 18. Introducción de la Estación de Bombeo en Epanet

La velocidad de giro de la BVV se ajustará en cada periodo para cubrir las necesidades de consumo y presión correspondientes. Posteriormente se observará en detalle este concepto.

4.2.3. Introducción de la curva de modulación

Como ya se comentó en el apartado 2.3, hay 4 turnos de riego en la red, en los cuales riegan todos los hidrantes. Cada turno tiene la misma duración y la única diferencia entre ellos es que cada hidrante riega parcelas diferentes entre las que acomete. La programación de las horas de riego de cada parcela va variando a lo largo del año, dependiendo de las necesidades de los abonados. De esta manera, la empresa ha proporcionado una distribución del porcentaje de demanda de cada hidrante que se riega en cada turno, habiendo básicamente 2 turnos iguales donde se riega un volumen de agua ligeramente mayor, y otros dos turnos, también iguales, donde el volumen es algo menor. Estos datos quedan constatados en la siguiente tabla, información proporcionada por la comunidad de regantes:

Turno	1	2	3	4
% Volumen Regado	27,0%	27,0%	23,0%	23,0%

Tabla 9. Volumen regado en cada turno.

Dicho esto, la curva de modulación es un dato esencial a la hora de completar el modelo. Mediante ella, se indica el momento de riego de los nudos de consumo de la red, pudiendo definir que se riegue de acuerdo a los porcentajes definidos en la tabla superior. Para ello simplemente hay que asignar a los nudos correspondientes la curva de modulación creada.

Según las horas de riego diarias calculadas en el *apartado 2.3*, la curva de modulación presentará más o menos horas por turno. Por ejemplo, en el caso del primer periodo, teniendo en cuenta que únicamente se riega 1 hora y que se riega en las horas que menos coste tiene la energía eléctrica, la curva de modulación sería la siguiente:

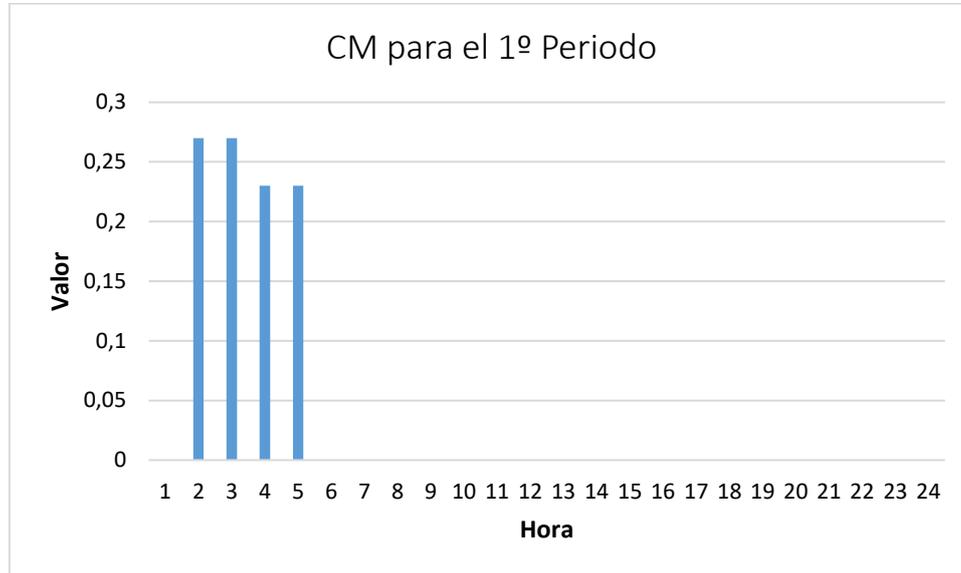


Figura 19. Curva de modulación para el periodo 1.

Se puede observar como el eje vertical toma el valor de 0,27 o 0,23, de modo que la demanda base de cada nudo de consumo se multiplicará por el valor de la curva de modulación en las horas correspondientes. En este periodo solo se riega 1 hora por turno, por lo que a lo largo del día se regarán 4 horas en total, donde en las 2 primeras se abastecerá el 54% de la demanda de cada hidrante, mientras que en las 2 restantes, el 46% de su demanda.

Una vez conocidos todos estos conceptos e introducidos de forma adecuada en Epanet, queda configurado el modelo matemático, a falta de introducir una serie de parámetros para tener en cuenta las pérdidas de agua, que se explicarán en el siguiente apartado. Al tratarse de la misma red, lo único que se debe hacer para estudiar un periodo u otro es modificar la demanda base de los nudos, dependiendo el periodo que se desee estudiar.

El siguiente paso es simular el modelo para conocer la situación del sistema en términos hídricos y energéticos. Así se podrá observar dónde se encuentran las pérdidas, para proponer mejoras y alcanzar el rendimiento objetivo mencionado en el *apartado 3* del diagnóstico energético.

5. AUDITORÍA HÍDRICA

Tanto este apartado como el posterior, correspondiente a la auditoría energética, conforman el núcleo central de este proyecto. En ellos se conocerá en que partes o sistemas de la red se encuentran la mayor parte de las pérdidas. Para ello, resulta esencial haber elaborado correctamente el modelo en Epanet, de modo que los resultados sean precisos y se puedan tomar decisiones que mejoren considerablemente sus condiciones actuales.

Antes de comenzar con las simulaciones, es importante prestar atención a diversos conceptos derivados de la eficiencia energética de instalaciones hidráulicas, que ayudarán a comprender e interpretar todos los resultados obtenidos. Asimismo, se deberá completar el modelo descrito en el apartado anterior, incluyendo las pérdidas de agua descritas a lo largo de este apartado.

5.1. Introducción a las pérdidas de agua

Resulta imprescindible presentar cuáles son las principales pérdidas de agua en redes de suministro y dónde se sitúan.

Las pérdidas de agua se dividen principalmente de dos maneras. Por un lado, pueden ser reales (o físicas) y por otro lado, aparentes:

- Las **pérdidas reales** se deben a defectos físicos de la red como fisuras o roturas en la tubería entre otros sucesos.
- Las **pérdidas aparentes** son debidas a errores de medición en contadores y a robos de agua. No se trata de pérdidas del sistema físico, sino agua consumida pero que no se controla.

En la actualidad, aunque cada sistema es diferente, del total de las pérdidas en la red, las pérdidas reales suelen tener una importancia del 75% del total, mientras que las aparentes supondrían el 25% restante. Del mismo modo, del total de pérdidas reales, aproximadamente el 70% se encuentra en las acometidas, mientras que el resto se sitúan en las tuberías.

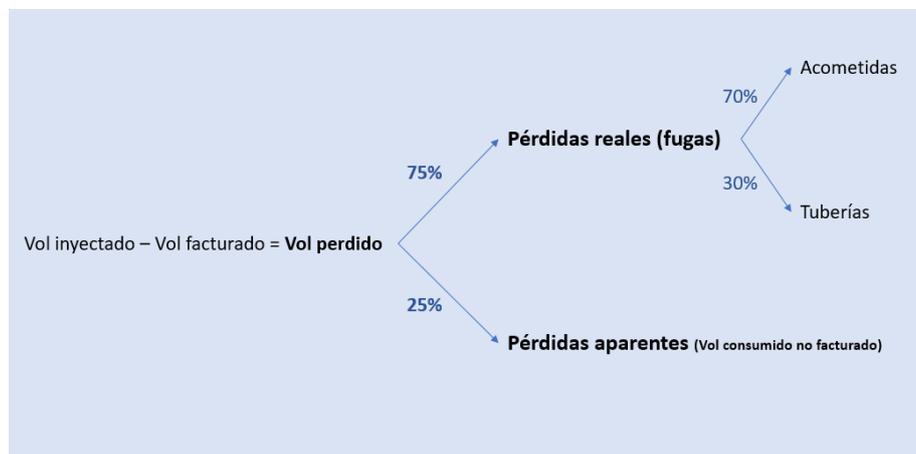


Figura 20. Pérdidas de agua.

Las pérdidas de agua pueden alcanzar un volumen importante del total inyectado. Puede haber sistemas muy eficientes, con un volumen total de pérdidas que no alcanza el 10% o sistemas muy ineficientes, donde los niveles de pérdidas pueden superar el 50% del volumen inyectado. Lo peor de todo es que los usuarios en la mayoría de los casos, no son conscientes de la gran cantidad de agua y consiguientemente de energía y dinero que están “tirando a la basura”.

A la pregunta de ¿Por qué las redes de agua pierden tanta agua? Hay diversas respuestas como las que se explican en los siguientes puntos:

- Las redes de distribución de agua están integradas por una gran cantidad de elementos (tuberías, válvulas, juntas, acometidas, etc.) que están continuamente sometidos a grandes presiones traducidas en esfuerzos mecánicos significativos, lo que aumenta la posibilidad de fallo.
- Las presiones que soportan las redes son variables en el tiempo y con ellas los esfuerzos mecánicos. Las tuberías sufren gran estrés por las variaciones de presión, por lo que en muchos casos, los principales responsables de roturas en tuberías son los esfuerzos mecánicos variables.
- En algunos casos, cuando se hacen maniobras u operaciones no previstas se pueden generar transitorios, derivando en el mejor de los casos, en fugas, y en el peor, en roturas de tuberías completas.

Por otro lado, tal como se presentó en la introducción a este proyecto, las pérdidas de agua son muy inconvenientes ambiental, económica y socialmente:

- Desde la óptica ambiental, se extrae más agua del medio natural y se consume más energía (ya se vio el gran impacto energético que suponía el transporte, la potabilización o la desalación), lo que conlleva el aumento de la emisión de gases de efecto invernadero y la aceleración del cambio climático. Además, éste aumenta la presión de los recursos hídricos, lo que básicamente se convierte en un ciclo que pide a gritos el hecho de ser más eficiente (*figura 1*).
- Económicamente, resulta obvio reconocer que el aumento energético repercute negativamente sobre el coste de una instalación ineficiente.
- Por último, desde la óptica social, las pérdidas de agua deterioran la imagen de la empresa, ya que da a entender que no se controla la actividad. Del mismo modo, un nivel de pérdidas alto obliga a anticipar las inversiones, cometiendo errores en el dimensionado de instalaciones, que conlleva a la necesidad de más inversiones.

Un elevado nivel de fugas pone de manifiesto el hecho de prestar el servicio de modo intermitente, pero ello supone diversos inconvenientes como por ejemplo:

- Se transmite una gran inquietud al ciudadano.
- Los cambios bruscos en el ritmo de una actividad suponen un aumento en el consumo de energía, a diferencia de una operación bien organizada.
- La continua presurización y despresurización del sistema propicia la denominada intrusión patógena, es decir, que el agua previamente fugada reingrese en el sistema.

- Los cambios extremos de presión favorecen el crecimiento de las averías, de tal manera que, el indicador de roturas por kilómetro y año se multiplica, al cabo de un año, por tres.
- Los ciudadanos optan por aljibes domésticos para disponer de agua continuamente, lo que supone grandes inconvenientes.

Dicho esto, cabe preguntarse ¿por qué se ha llegado a esta situación? Por un lado, en la mayoría de países el agua está subsidiada y por otro, hay muy poca educación ambiental del ciudadano, es decir, en muchos países piensan que el servicio de suministro de agua se debe prestar sin coste alguno. Además, políticamente resulta poco vistoso invertir capital en la reparación y sustitución de tuberías, habiendo manifestaciones de políticos que lo definen como “enterrar dinero”. De esta manera, no existe apenas mantenimiento en este sentido, sino que directamente se actúa en corregir el problema cuando no hay más remedio.

La buena gestión de las redes de agua supondría un yacimiento importante de empleo, que conllevaría en el aumento de la fiabilidad del servicio, además de un alcance de la sostenibilidad ambiental, reduciendo gastos innecesarios, como el uso de aljibes, bombeos innecesarios, el consumo de agua embotellada, resultando a nivel global, un sistema mucho más económico.

5.2. Balances hídricos en redes de agua

Partiendo de todo lo comentado en el apartado anterior, se van a explicar los distintos puntos de vista a la hora de plantear un balance hídrico, así como cada uno de los componentes que intervienen en ellos. Se va a comenzar explicando el **balance hídrico técnico de la AEAS**, donde el agua inyectada en el sistema se desglosa en diferentes niveles desde un punto de vista técnico, explicando los diferentes rendimientos volumétricos que se pueden considerar y sus diferentes interpretaciones. Por otro lado, se explicará el **balance hídrico de la IWA**, donde se desarrollan un poco más cada uno de los componentes y se expondrán algunos de los indicadores más representativos en términos de fugas, así como otros parámetros de la red importantes. Finalmente, se definirá brevemente una serie de actuaciones orientadas a la disminución de fugas.

Antes de comenzar, es importante destacar la importancia de las auditorías como un punto de partida para conocer la situación inicial del sistema. También facilitan el control de las pérdidas de agua y ayudan a repartir inversiones en función de las necesidades reales.

5.2.1. Balance Hídrico Técnico (AEAS)

La Asociación Española de Abastecimientos de Agua y Saneamiento (AEAS) publicó una guía de “Control del agua no registrada. Metodología para una correcta implementación”, para comprender los conceptos y así cuantificar el agua no registrada (ANR) de un abastecimiento. De este documento se ha extraído la información ilustrada en la siguiente figura:

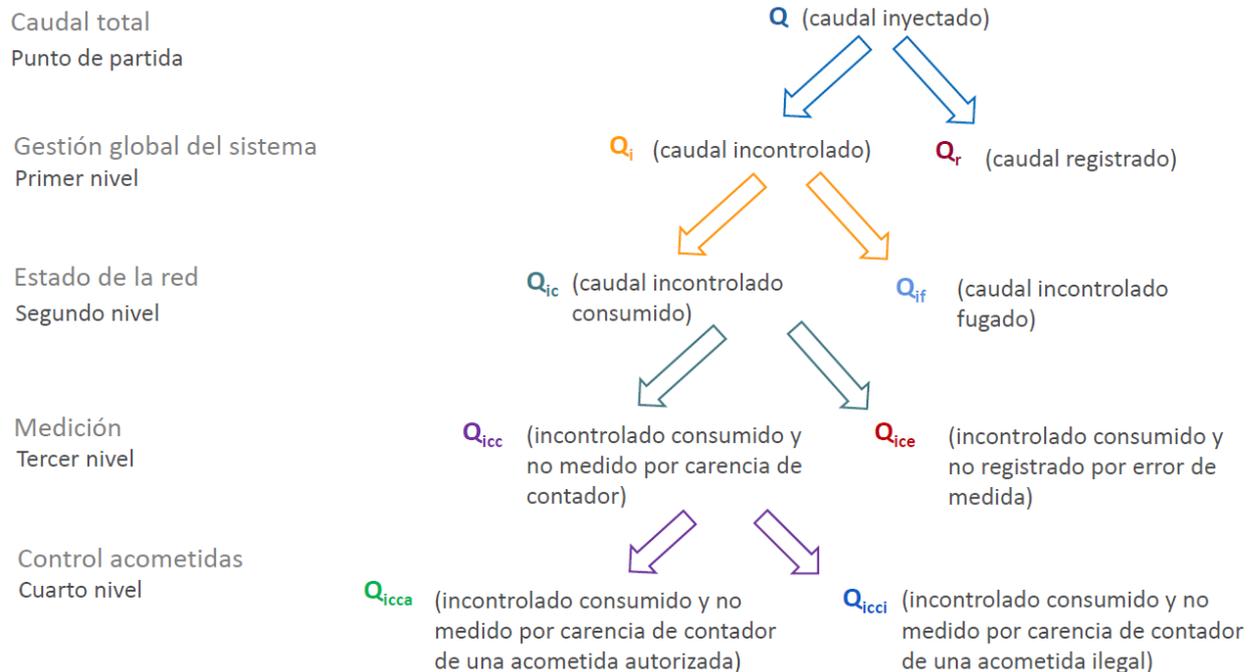


Figura 21. Balance hídrico técnico. (Fuente: AEAS).

En el caso de estudio, únicamente resulta interesante profundizar hasta el segundo nivel, en el que se desglosan las pérdidas en reales y aparentes. Para conocer un poco más los tipos de pérdidas y su origen, conviene explicar los términos en los que se divide el **caudal incontrolado** (Q_i).

$$\text{Pérdidas de agua} = \text{Caudal incontrolado } (Q_i)$$

- **Caudal incontrolado consumido** (Q_{ic}): Es el que se ha denominado anteriormente como pérdidas aparentes, es decir, agua consumida sin que la compañía tenga constancia de ella por las siguientes causas:
 - Estimación incorrecta en la facturación por cuota.
 - Error de medida.
 - Acometidas ilegales.
- **Caudal incontrolado fugado** (Q_{if}): Es el que se ha denominado anteriormente como pérdidas reales, es decir, el caudal que sale a través de una fisura en una tubería.

Una vez conocido el concepto de caudal incontrolado (Q_i), y en concreto el caudal incontrolado consumido (Q_{ic}), cabe prestarle atención a un parámetro que se debe introducir en el modelo de Epanet para tenerlo en cuenta a la hora de realizar cualquier simulación. Este parámetro se denomina **factor de demanda** y se define según la siguiente ecuación:

$$FD = \frac{Q_r + Q_{ic}}{Q_r}$$

Mediante este parámetro se tendrá en cuenta las pérdidas aparentes en la red, que a largo del estudio se ha concluido que van a ser prácticamente despreciables, por lo que el factor de demanda a introducir en el modelo será de 1 para que no tenga en cuenta este tipo de pérdidas.

$$FD_{Modelo} = 1$$

El factor de demanda solo tiene en cuenta el caudal incontrolado consumido, no el fugado. Para tener en cuenta el caudal fugado hay otros factores que se desarrollarán en un apartado posterior.

Asimismo, es interesante conocer las posibles derivaciones de las pérdidas de agua de los siguientes niveles, donde en el caso de un estudio profundo de una red urbana, se podría llegar a nivel de acometidas, pero que no es objeto de este proyecto.

Para conocer los distintos conceptos de rendimiento volumétrico que se pueden extraer de una red de suministro de agua, entra en escena otro parámetro, el **caudal suministrado** (Q_s):

$$Q_s = Q_r + Q_{ic} = Q - Q_{if}$$

El caudal suministrado simplemente es la suma del registrado y el incontrolado consumido, es decir, lo que se consume sea cual sea el destino, sin tener en cuenta las fugas. De este modo, se tienen los siguientes rendimientos volumétricos:

- Rendimiento global del sistema: $\eta_g = \frac{Q_r}{Q}$
- Rendimiento de la red: $\eta_r = \frac{Q_s}{Q}$
- Rendimiento de la medición: $\eta_m = \frac{Q_r}{Q_s}$

$$\text{Dónde, } \eta_g = \eta_r \cdot \eta_m$$

Se observa como el rendimiento volumétrico se puede definir de estas tres maneras. Atendiendo al rendimiento global del sistema, una red de suministro de agua puede interpretarse como buena o mala de acuerdo a lo indicado en la siguiente tabla:

Rango	Calificación
$\eta_g \geq 0.9$	Excelente
$0.8 \leq \eta_g < 0.9$	Bueno
$0.7 \leq \eta_g < 0.8$	Regular
$0.6 \leq \eta_g < 0.7$	Malo
$0.5 \leq \eta_g < 0.6$	Inaceptable
$\eta_g < 0.5$	Inadmisible

Tabla 10. Estado de una red de acuerdo con el rendimiento volumétrico.

La interpretación del rendimiento volumétrico de una red no siempre es adecuada, es más, el rendimiento no indica el estado de la red, ya que depende de muchos factores. Por ejemplo, si aumenta la demanda, aumenta el caudal registrado y obviamente se tendrá que inyectar más agua. Además, disminuye la presión de la red, por lo que el caudal fugado disminuirá. Por tanto:

$$\uparrow \text{Demanda} \rightarrow \uparrow Q_r \rightarrow \uparrow Q \rightarrow \downarrow P \rightarrow \downarrow Q_{if} \rightarrow \uparrow \eta_g : \eta_g = f(\text{Demanda})$$

La demanda puede variar por diversos motivos, por ejemplo, un aumento o disminución del turismo debido a la estacionalidad, que puede provocar que el rendimiento volumétrico varíe considerablemente sin haber mejorado las características físicas del sistema. También ocurriría lo mismo en el caso de sequías, entre otros sucesos. Esto indica claramente que no hay que fiarse únicamente de este parámetro para conocer el estado de una red, se necesita más información.

5.2.2. Balance Hídrico de la IWA

El criterio que sigue la International Water Association (IWA) no se corresponde con el de medición universal, es decir, medir el agua consumida por los usuarios con los correspondientes contadores, sino que lo expone de la siguiente manera:

Agua que entra al sistema (Fuentes propias o agua importada)	Consumo Autorizado	Consumo autorizado facturado ≈ 50%	Medido ≈ 40 – 50%	Agua Facturada
			No medido ≈ 1%	
		Consumo autorizado no facturado ≈ 10%	Medido ≈ 4%	
			No medido ≈ 5%	
	Pérdidas de Agua	Pérdidas aparentes ≈ 15%	Consumo no autorizado ≈ 10%	Agua NO Facturada
			Errores de contadores ≈ 2 – 3%	
Errores de tratamiento de datos ≈ 1%				
Pérdidas reales (Fugas) ≈ 25 – 30%		Tuberías ≈ 9%		
		Acometidas ≈ 20%		
		Depósitos ≈ 1%		

Figura 22. Balance Hídrico de la IWA.

Si hubiera medición universal, el balance de la IWA se simplificaría y las tres primeras columnas coincidirían con el balance técnico. Se aprecia además la componente económica, ya que la última de las columnas muestra lo que al final se factura. Los porcentajes reflejados son estimativos y pueden variar dependiendo del tipo de red.

Para aclarar algunos de los conceptos mostrados en este balance y que no se habían desarrollado anteriormente se van a mencionar una serie de ejemplos:

- Consumo autorizado no facturado: Hidrantes contraincendios, limpieza de tuberías, baldeo de calles, riego de jardines, fuentes públicas incluidas las ornamentales, piscinas públicas, obras, consumo de agua en organismos públicos, etc. (En algunos se suele medir a modo informativo, pero en ningún caso se factura).
- Consumo no autorizado: Conexiones ilegales a la red, manipulación de contadores, robo y destrucción de los contadores, bypass del contador, reconexiones no autorizadas de contadores, manipulación de los equipos de lectura, conexiones no autorizadas a hidrantes, etc.

La IWA proporciona una serie de indicadores relativos (más enfocados a redes urbanas que a las de riego) que si que aportan información significativa del sistema, y que sirven para establecer comparaciones entre diferentes sistemas:

- Fugas por unidad de tiempo (m^3/h)
- Fugas por unidad de longitud y de tiempo ($\text{m}^3/\text{km}\cdot\text{h}$)
- Fugas por unidad de longitud, tiempo y presión ($\text{m}^3/\text{km}\cdot\text{h}\cdot\text{mca}$)
- Fugas por unidad de longitud, tiempo y acometida ($\text{m}^3/\text{km}\cdot\text{h}\cdot\text{acometida}$)

La siguiente figura expone, a modo de ejemplo, una situación para comprender cómo influye el nivel de fugas en estos indicadores:

- 5.000 personas
- 10 h/día porque sólo se dispone de un volumen de suministro de $1000 \text{ m}^3/\text{día}$
- Fugas: $50 \text{ m}^3/\text{h}$
- 4 etapas sucesivas a intervalos de $10 \text{ m}^3/\text{h}$, las fugas se reducen hasta los $10 \text{ m}^3/\text{h}$

	Caudal inyect ($\text{m}^3/\text{día}$)	Fugas (m^3/hora)	Horas de servicio	Consumo		Fugas	
				l/hab·día	$\text{m}^3/\text{día}$	$\text{m}^3/\text{día}$	%
Inicial	1.000	50	10	100	500	500	50
Etapla 1	1.000	40	11	112	560	440	44
Etapla 2	1.000	30	13,3	120	600	400	40
Etapla 3	1.000	20	17,5	130	650	350	35
Final	1.000	10	54	140	760	240	24

Figura 23. Ejemplo de indicadores relativos. (Fuente: Lambert y col.,1998).

Se observa como el nivel de fugas porcentual pasa del 50% al 24%, es decir, la mitad, aunque en condiciones distintas. Por otro lado, el caudal fugado pasa de $50 \text{ m}^3/\text{h}$ a $10 \text{ m}^3/\text{h}$, es decir, una quinta parte, lo que quiere decir que el rendimiento porcentual no refleja bien el esfuerzo realizado.

Otro indicador destacable es el **Índice de Fugas Estructural (IFE)**, un parámetro que incluye todos los factores de riesgo, como el número de acometidas, la longitud de la red, la longitud de las acometidas y la presión:

$$IFE = \frac{I_1}{UMF}$$

Donde,

- I_1 (litros/acometida y día): Es el factor más crítico ya que contempla acometidas, donde se concentran la mayor parte de las pérdidas reales.

$$I_1 = \frac{Q_{if}}{N_a}$$

- UMF (Umbral Mínimo de Fugas): Intenta cuantificar el nivel mínimo de fugas que, con el actual nivel de tecnología y las condiciones económicas del momento, es razonable alcanzar.

$$UMF = \frac{(A \cdot L_T + B \cdot N_a + C \cdot L_a) \cdot P}{N_a}$$

El IFE no compara un abastecimiento con otro, sino con la mejor versión que se podría alcanzar del mismo, si se redujeran pérdidas de la forma más eficiente posible, con un valor ideal de la unidad.

5.2.3. Introducción de las fugas en el modelo

Antes de explicar cómo se deben introducir las fugas en el modelo, conviene recordar los aspectos más relevantes a considerar sobre las pérdidas reales.

El caudal incontrolado fugado (Q_{if}), es aquel que sale a través de una fisura, siguiendo la **expresión de Torricelli**, con la condición de que el área del orificio se corresponde al área de la misma (A_f).

Teniendo en cuenta algunas expresiones fundamentales de la mecánica de fluidos se tiene el siguiente desarrollo de la expresión:

$$Q_{if} = A \cdot v ; v = \sqrt{2gh}$$

El caudal que se escapa en una fuga genérica (i) es:

$$Q_{if,i} = A_{f,i} \sqrt{2g \frac{P}{\gamma}}$$

Del mismo modo, el volumen fugado en un intervalo determinado es:

$$V_{if} = \sum V_{if,i} = \sum A_{f,i} \sqrt{2g \frac{P}{\gamma}} \cdot \Delta t$$

Por tanto, el volumen fugado en un sistema solo depende de:

- El tamaño de la fisura ($A_{f,i}$)
- El tiempo de actividad (Δt)
- La presión en el punto en el que se encuentra la falla (P)

De esta manera, el volumen fugado depende de la presión por varios caminos, ya que el área de la fuga sigue la siguiente expresión:

$$A_f = A_{f0} \cdot P^{(0,5-0,7)}$$

Por lo que definitivamente el caudal fugado se expresa de la siguiente manera:

$$Q_{if} = K \cdot P^\gamma , \text{ con } 0,5 \leq \gamma \leq 2,5$$

Donde K es el **coeficiente emisor** y γ es el **exponente emisor**. Por un lado, el valor de γ queda fijo de acuerdo al tipo de tubería según la expresión superior (desde 0,5 en tuberías rígidas hasta 2,5 en tuberías plásticas). Por otro lado, K puede tomar cualquier valor. Ambos parámetros se deben introducir en el modelo de Epanet para tener en cuenta el caudal fugado. Asimismo, para tener en cuenta las fugas en el modelo, se ha establecido un valor de rendimiento volumétrico del 85%, que de acuerdo a la *tabla 10*, sería un valor considerado como “bueno”. Este valor se ajusta al caso de la red en estudio, en la que las fugas no son un factor determinante, como se ha concluido anteriormente, pero hay que considerarlas.

Dicho esto, la inclusión de las fugas en Epanet, consiste en la introducción de los dos parámetros descritos a lo largo de este apartado, el exponente emisor y el coeficiente emisor. Como exponente emisor (γ), se va a tomar el valor de 1,1, un valor intermedio que se ajusta a este tipo de redes. La clave del problema reside en el cálculo del coeficiente emisor (K).

Para su cálculo, es necesario realizar un proceso iterativo en el que a cada hidrante se le asigne su correspondiente coeficiente emisor, de modo que el rendimiento volumétrico global de la red sea del 85% (es el η_g descrito arriba, pero de aquí en adelante se mencionará como rendimiento volumétrico por simplificar). Debido a la complejidad de alcanzar una solución para asignarle una K diferente a cada uno de los 257 hidrantes, se va a optar por una solución aproximada. Mediante un proceso iterativo se calculará una K global que se asignará a cada uno de los hidrantes, de modo que los resultados tras las simulaciones no serán exactos, pero sí muy aproximados. Los pasos para alcanzar el coeficiente emisor que consiga que la red tenga un rendimiento volumétrico del 85% son los descritos a continuación:

Nota: Se ha escogido el Periodo 5 para realizar el estudio del cálculo del coeficiente emisor, por ser el más representativo, ya que es el que más horas de funcionamiento diarias tiene (10h, 2,5h por turno).

- Cálculo de la presión media de todos los nudos de consumo durante todas las horas de funcionamiento del periodo.
- Calcular la K global teórica, mediante la presión media, el caudal fugado y el exponente emisor:

$$K_{global,teórica} = \frac{Q_f}{P_m^\gamma}$$

Donde se tiene que:

- $Q_f = 397 \text{ l/s}$, calculado a partir del caudal registrado del periodo en estudio, teniendo en cuenta que el Rendimiento volumétrico será del 85%
- $P_m = 36,9$, es la presión media de todos los hidrantes, para las 10 h de funcionamiento
- $\gamma = 1,1$, es el exponente emisor.
- Calculando se obtiene $K_{global,teórica} = 7,49$

- Dividir la K global teórica entre todos los hidrantes (257):

$$K_{hidrante,teórica} = 0,029$$

- Ajustar por tanteo la K , de modo que el volumen inyectado (el que circula por la línea de impulsión) sea un 15% superior que el volumen registrado, siendo así el rendimiento volumétrico del 85%.

Nota: No solo se tiene que cumplir que el rendimiento volumétrico sea el indicado, también se debe ajustar correctamente la velocidad de giro de la bomba de velocidad variable para que la presión mínima en el nudo más desfavorable sea de 30 mca, asegurando un buen suministro.

Finalmente se obtiene:

$$K_{hidrante,real} = 0,0028185$$

Este coeficiente emisor calculado define las fugas del sistema sea cual sea el periodo que se estudie. La siguiente figura muestra el proceso iterativo realizado en un diagrama de procesos:

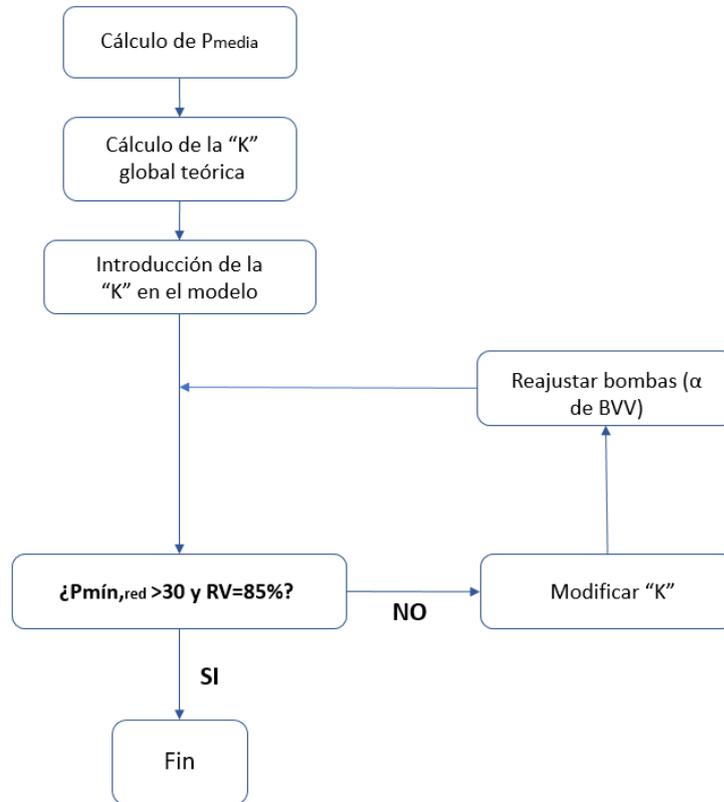


Figura 24. Proceso iterativo para el cálculo del coeficiente emisor.

5.2.4. Actuaciones orientadas a disminuir las fugas

Una vez comprendida la explicación anterior, se pueden mencionar una serie de actuaciones que se destinan a la disminución de las fugas. Teniendo en cuenta que el nivel de fugas en la red no es muy elevado, estas actuaciones simplemente aportan información extra en el proyecto, que resulta interesante conocer, puesto que generalmente las fugas suponen grandes pérdidas energéticas en cualquier sistema. En concreto se van a explicar las 4 actuaciones que se observan en la siguiente figura:

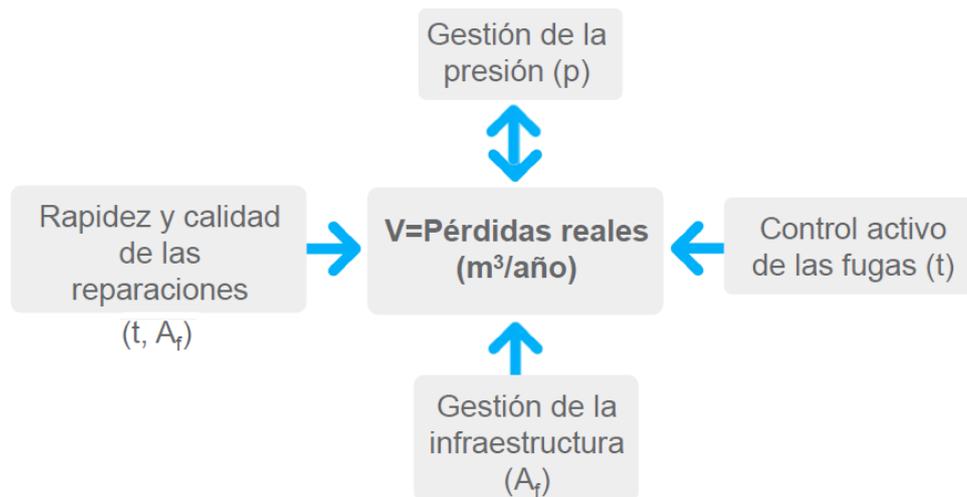


Figura 25. Actuaciones orientadas a disminuir las fugas.

Cada una de las cuatro estrategias inciden al menos en una de las variables que intervienen en la expresión del volumen fugado, $V_{if} = \sum V_{if,i} = \sum A_{f,i} \sqrt{2g \frac{P}{\gamma}} \cdot \Delta t$, de la siguiente manera:

- **Control activo de fugas:** Minimiza el tiempo (Δt) que la fuga está activa, localizándolas cuanto antes para su reparación. Comprende 4 etapas:
 - Detectar la existencia de una fuga (Mediante varillas de escucha, geófonos, correladores acústicos, georradars, gas inyectado o provocando un transitorio hidráulico).
 - Localización de la fuga con precisión.
 - Confirmarla visualmente con la apertura de una zanja.
 - Repararla.
- **Rapidez y calidad de las reparaciones:** Supone minimizar el tiempo (Δt y $A_{f,i}$) desde que se tiene conocimiento de la existencia de la fuga, bien detectada y ya notificada, hasta su reparación completa.
- **Gestión Patrimonial de Infraestructuras (GPI):** Consiste en la rehabilitación y/o renovación de las tuberías más problemáticas, siguiendo un análisis multicriterio, es decir, la tubería que primero se va a cambiar se analiza con el sistema conjunto. Se observa la importancia de la tubería y su repercusión en el sistema, la edad, el número de roturas por kilómetro y año que presenta, etc. Normalmente, las tuberías tienen una vida útil de 50 años, siguiendo la característica curva de la bañera, bien conocida en el mundo de la ingeniería.
- **Gestión de la presión:** Afecta a los términos de presión y área de la fuga (P y $A_{f,i}$) y hay diversos métodos de gestionar la presión:
 - **PMA (Pressure Management Area):** Consiste en estructurar la red en distintas zonas de presión y para ello conviene tener el modelo de la red.
 - **DHR (Distritos Hidrométricos Reales):** Sistema en el que se debe controlar el ingreso de agua, lo que conlleva una gran inversión en válvulas de corte y en

equipos de medición. Es una estrategia ampliamente aceptada debido a que las inversiones se recuperan en pocos años.

- **DMA + SCADA** (Supervisory Control And Data Acquisition): Monitorización de datos que ayuda a detectar problemas en la red como fugas, una toma de incendios abierta bruscamente o cualquier otra urgencia.

Definitivamente, ya se han explicado todos los conceptos necesarios para poder realizar y comprender una auditoría hídrica. Todo lo explicado en este apartado es bastante más amplio de lo que abarca la red de riego de este proyecto, pero esencial para comprender cualquier balance hídrico. Sin más, se procede a continuación al estudio de la red, mediante las correspondientes simulaciones.

5.3. Resultados de la Auditoría Hídrica

A continuación se van a detallar los resultados obtenidos en los distintos periodos que componen el horizonte de cálculo de la red. Cabe destacar, que el periodo 5 es el más representativo a la hora de realizar los cálculos, ya que es en el que más horas diarias se riega. Por ello, se va a hacer hincapié en la explicación de los resultados obtenidos en dicho periodo y posteriormente se mostrarán comparaciones con el resto de periodos.

Para hacer todos los cálculos se va a emplear una herramienta denominada **ITAEnergy**, un software propio del ITA de la UPV cuya función principal es realizar la auditoría energética de la red a partir de su modelo matemático en Epanet. El programa no solo proporciona los resultados de la auditoría energética, que se expondrán en el siguiente apartado, sino también los del balance hídrico y una serie de indicadores del sistema. Simplemente hay que introducir el archivo de Epanet correspondiente, en formato *.inp*, y el programa realiza los cálculos. Es esencial que el modelo matemático esté completamente calibrado y exento de errores, ya que ITAEnergy emplea los resultados de las simulaciones de Epanet para realizar las auditorías, lo que quiere decir que si el modelo no funciona bien, los resultados serán incorrectos.

La siguiente tabla resume para cada periodo los días de riego, así como las horas diarias, que quedan divididas en 4 turnos (realmente se van a considerar 2 turnos, pues los dos primeros y los dos últimos turnos son iguales). Los resultados se pueden exponer diariamente o extendidos a todo el periodo:

Periodo	Días periodo	Horas Riego/día
1	51	4
2	54	4
3	54	6
4	31	8
5	25	10
6	51	8
7	20	4

Tabla 11. Días y horas de riego de cada periodo.

Sin más dilación, se comienza explicando los resultados de la auditoría para el periodo crítico (5) y posteriormente se compararán los resultados de todos los periodos en conjunto.

5.3.1. Resultados para el periodo más representativo.

Como se observa en la tabla anterior, para ser un periodo en el que únicamente se riega 25 días, el volumen de agua trasegado es muy elevado, siendo el número de horas de riego diarias muy alto, debiendo regar incluso en horas más caras, no solo en periodo valle.

Se procede a analizar la auditoría hídrica o balance hídrico, necesario para la posterior auditoría energética, pues para obtener los distintos flujos energéticos es necesario conocer los flujos hídricos, habiendo resuelto el balance hídrico, función principal de ITAenergy.

De este modo, ejecutando el programa, los resultados proporcionados por ITAenergy, referentes al balance hídrico para el periodo 5 se detallan en la siguiente tabla:

Balance Hídrico	Diario	Periodo
Volumen inyectado total (m³)	9.527,84	238.196,03
Volumen consumido (m³)	8.098,74	202.468,43
Volumen fugado (m³)	1.429,11	35.727,70
Indicadores	Rendimiento volumétrico (%)	85%
	Fugas por unidad de longitud (m ³ /km·h)	4,10

Tabla 12. Balance hídrico del periodo 5.

Como se observa, junto al balance hídrico el programa proporciona dos indicadores. Por un lado, se encuentra el rendimiento volumétrico de la red y por otro, un indicador correspondiente a las fugas. No tiene mucho sentido hablar de ellos sin compararlos con el resto de periodos, por lo que posteriormente se explicarán estos parámetros. El siguiente gráfico concluye la distribución del volumen inyectado entre el consumido y el fugado:

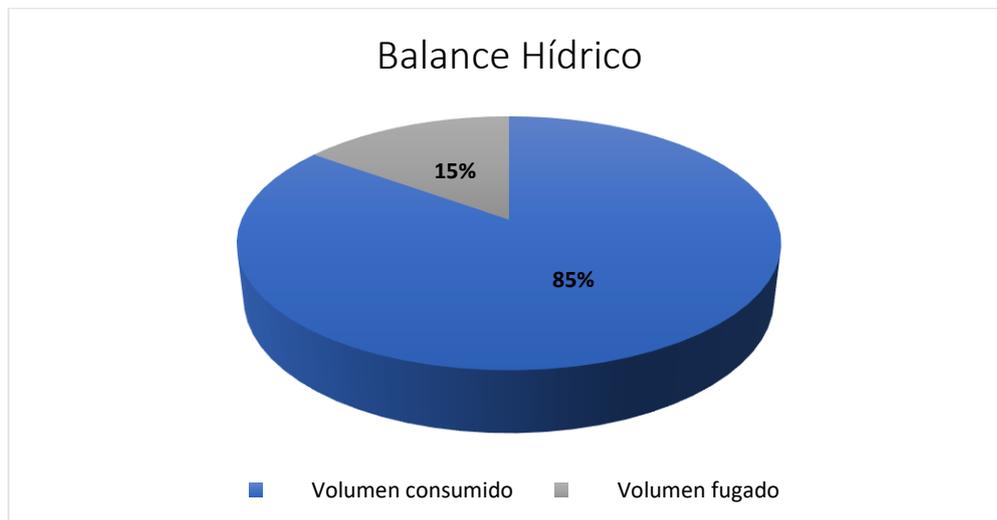


Figura 26. Balance hídrico del periodo 5.

El valor de volumen consumido se corresponde a la suma del volumen registrado en cada hidrante, dato proporcionado por la comunidad de regantes. Por otro lado, tal como se indicó, no se ha considerado ningún tipo de volumen incontrolado consumido y por ello del total del volumen inyectado, el 85% es volumen consumido y el restante 15% es volumen incontrolado, destinado en su

totalidad a las fugas. Resulta interesante destacar que en este periodo se han empleado 2 de las 3 bombas disponibles, la BVF_1 y la BVV. La BVF_2 se va a emplear solo en momentos puntuales de algún periodo, lo que indica que el papel que va a desempeñar dicha bomba es como bomba de reserva. Asimismo, en el apartado de auditoría energética se explicará la configuración de las bombas para cada periodo.

Para tener una visión más global del sistema, en el siguiente apartado se expone una comparativa del balance hídrico para cada periodo:

5.3.2. Resultados para el resto de periodos.

Conocido el balance en el periodo más representativo del estudio, a continuación se expone un resumen de resultados para el resto de periodos. Cabe recordar que se ha partido del periodo crítico para configurar las fugas del resto de periodos, y los resultados pueden variar entre unos periodos y otros. En este caso, los resultados se proporcionan para cada periodo completo, es decir, para todos los días que lo componen.

Balance Hídrico total		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 7
Volumen	Volumen inyectado (m3/periodo)	129.105,94	224.897,36	310.776,43	262.043,65	238.196,03	431.215,61	82.238,66
	Volumen consumido (m3/periodo)	101.129,99	192.999,67	266.096,23	226.045,37	202.468,43	371.976,46	70.362,58
	Volumen fugado (m3/periodo)	27.975,59	31.897,58	44.678,41	35.997,94	35.727,70	59.240,68	11.875,98
Indicadores	Rendimiento Volumétrico (%)	78,33%	85,82%	85,62%	86,26%	85,00%	86,26%	85,56%
	Fugas por ud. de long. (m3/km·h)	3,93	4,23	3,95	4,16	4,10	4,16	4,255

Tabla 13. balance hídrico global. Comparativa entre todos los periodos.

Atendiendo a los rendimientos volumétricos, el único periodo para el que se ha obtenido el valor exacto del 85% es el periodo 5, que resulta obvio, pues es el periodo para el cual se han calibrado los parámetros emisores. Como se puede observar, en el resto no son iguales, porque para configurar el sistema para que la mínima presión en el nudo crítico sea de 30 mca, se ha retocado la configuración de la estación de bombeo sin modificar el coeficiente emisor, pues es un parámetro fijo en todo el sistema, lo que produce variaciones que provocan que el rendimiento volumétrico no sea exactamente el mismo, aunque presenta valores cercanos. En el caso del primer periodo, el rendimiento volumétrico ha disminuido, pero tal como se explicó en el apartado 5, este parámetro no refleja el estado real de la red al depender de muchos factores, por lo que habrá que detenerse en el análisis energético para observar lo ocurrido en ese periodo. Por otro lado, el programa de cálculo proporciona un indicador del estado de la red desde el punto de vista de las pérdidas de agua, definido como fugas por unidad de longitud, y lo calcula como el volumen fugado (en este caso al día, ya que el programa hace la simulación diaria) entre los kilómetros de tubería de la red y las horas de simulación. En ese caso, se observa como este parámetro es muy parejo en todos los periodos, presentando el primer periodo el valor mínimo, mientras que en el séptimo, el máximo.

6. AUDITORÍA ENERGÉTICA

En cualquier red de distribución de agua, la energía es un elemento clave e imprescindible en cada punto. Resulta sencillo identificar las distintas etapas esenciales para evaluar el consumo de energía de una red. Concretamente, en una red de riego serían las siguientes:

- Presurización del agua en cabecera de la red
- Distribución a través de las tuberías
- Suministro al usuario en cada hidrante o punto de consumo

De este modo, el objetivo de la auditoría energética es identificar todos los elementos referentes a las entradas y salidas al sistema, evaluando y extrayendo conclusiones para determinar que puntos requieren de una reestructuración para implantar las mejoras que se consideren necesarias.

A modo de introducción se presenta la siguiente figura, que muestra la amplia horquilla energética consumida en cada etapa de una red típica, estudiado en el informe de la Comisión de Energía en California (CEC, 2005):

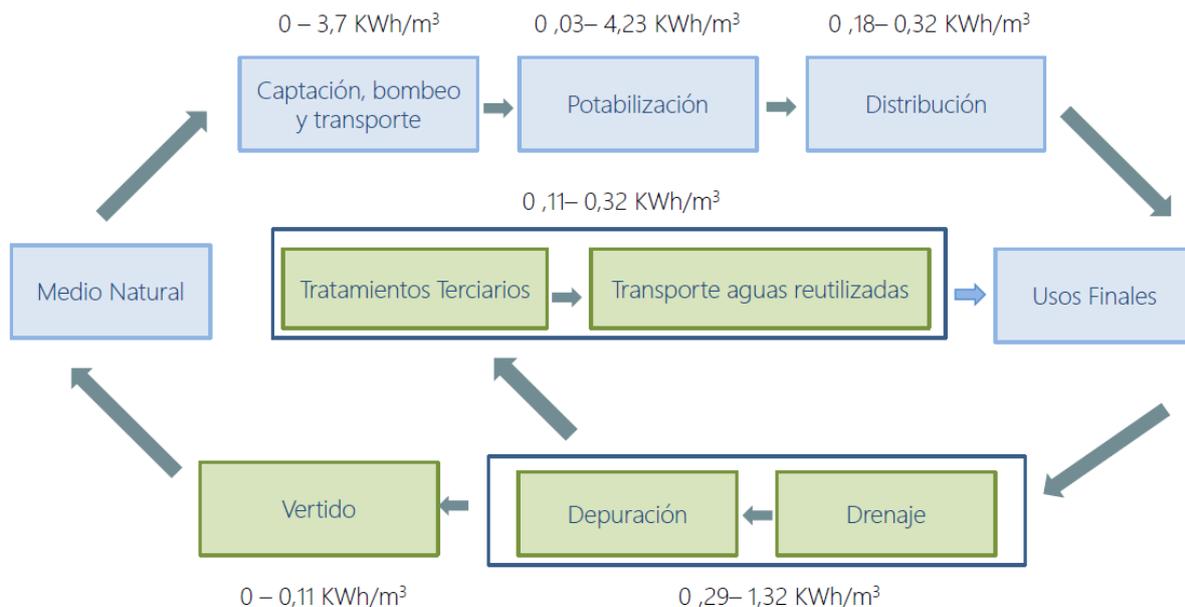


Figura 27. Horquillas de huella energética unitaria del agua. (Fuente: CEC, 2005).

6.1. Balance energético de una red de suministro de agua

La ecuación integral de la energía se aplica a un volumen de control limitado por una superficie atravesada por flujos hídricos y energéticos conocidos, y para ello hay que resolver el balance hídrico y conocer el modelo matemático de la red. Con respecto al volumen de control, puede haber elementos que no estén integrados en él (Bombas, embalses) y por tanto contribuirán con energía, mientras que los elementos contenidos dentro del volumen de control pueden almacenar energía

(depósitos) o por otro lado disparla (tuberías o válvulas). El modelo matemático de la red resulta esencial para conocer los distintos flujos energéticos. El desarrollo de todo ese trabajo se puede encontrar en “Energy Audit of Water Networks”. Cabrera E y col. (2010).

La siguiente figura muestra, para un caso genérico, los componentes de un balance energético con respecto a un volumen de control, o lo que es lo mismo, las entradas y salidas al sistema.

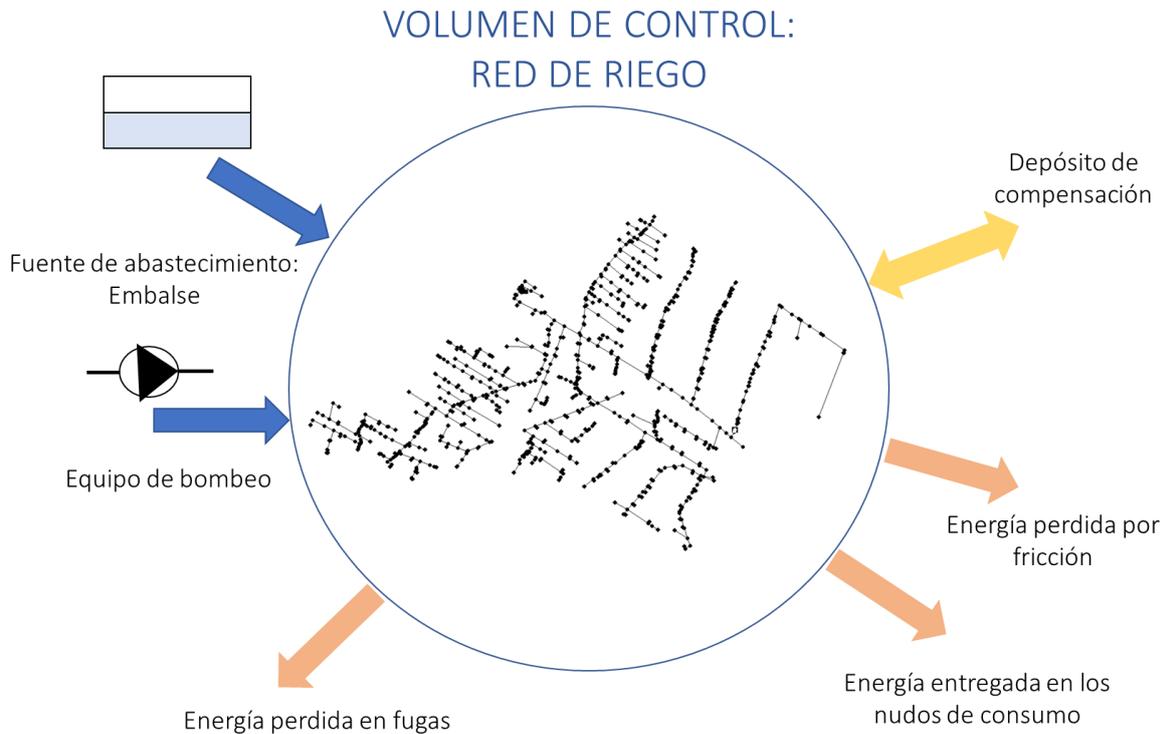


Figura 28. Términos del balance energético de una red.

Antes de comenzar a explicar qué ocurre en el balance, primero se debe comprender la notación utilizada en los términos que lo componen:

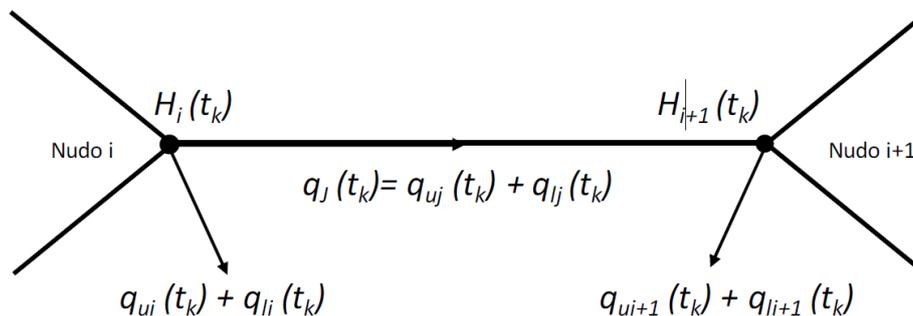


Figura 29. Notación empleada en los términos del balance energético.

Donde:

- $q_{ui}(t_k)$ es el caudal útil consumido que circula por la línea j en el instante t_k
- $q_{li}(t_k)$ es el caudal fugado en la línea j en el instante t_k

- $H_i(t_k)$ es la altura piezométrica en el nudo i en el instante t_k

De esta manera, la siguiente tabla resume las distintas energías que componen el balance y la notación que reciben:

Tipo de Energía	Notación
Energía natural suministrada (aportada por fuentes externas)	$E_N(t)$
Energía de eje (aportada por la EB)	$E_P(t)$
Energía útil cedida a los usuarios (para satisfacer sus necesidades)	$E_U(t)$
Energía asociada a fugas	$E_L(t)$
Energía invertida en vencer el rozamiento (fricción en tuberías)	$E_F(t)$
Energía de compensación (asociada a depósitos internos del sistema)	$E_C(t)$

Tabla 14. Energías que actúan en el balance.

Todos estos términos se han descrito en el diagnóstico energético, por lo que sería recurrente volver a explicarlos. Se puede escribir este balance de la siguiente manera, distinguiendo la entrada (input) y la salida (output):

$$E_{input} = E_N(t) + E_P(t) = E_U(t) + E_L(t) + E_F(t) = E_{output} + E_{disipada}$$

El término de compensación se desprecia, pues no influye en el cálculo. La siguiente figura refleja los componentes de esta ecuación:

$E_{Input}(t_p)$	$E_N(t_p)$ (natural input energy)	$E_U(t_p)$ (energy delivered to users)	$E_{Output}(t_p)$
	$E_P(t_p)$ (shaft input energy)	$E_L(t_p)$ (outgoing energy through leaks)	
		$E_F(t_p)$ (friction energy)	

Figura 30. Balance de energía. (fuente: Energy Audits of Water Networks. Cabrera E. y col, 2010)

Las siguientes expresiones se corresponden a cada término que compone el balance, además son las que el software de cálculo desarrolla para extraer los resultados:

ENERGÍA CONSUMIDA kWh	Energía útil	Energía útil entregada a los usuarios	$E_u(t_p) = \gamma \cdot \sum_{t_k=0}^{t_k=t_p} \left(\sum_{i=1}^n q_{ui}(t_k) \cdot h_i(t_k) \right) \cdot \Delta t_k$
	Pérdidas de energía	Energía perdida en fugas	$E_l(t_p) = \gamma \cdot \sum_{t_k=0}^{t_k=t_p} \left(\sum_{i=1}^n q_{li}(t_k) \cdot h_i(t_k) \right) \cdot \Delta t_k$
		Energía perdida por fricción	$E_f(t_p) = \gamma \cdot \sum_{t_k=0}^{t_k=t_p} \left(\sum_{j=1}^{nl} (q_{ij}(t_k) + q_{lj}(t_k)) \Delta h_j(t_k) \right) \cdot \Delta t_k$
		Energía perdida en estaciones de bombeo	$E_{wp}(t_p) = \gamma \cdot \sum_{t_k=0}^{t_k=t_p} \left(\sum_{i=1}^{np} q_{pi}(t_k) \cdot h_{pi}(t_k) \left(1 - \frac{1}{\eta_{pi}(t_k)} \right) \right) \cdot \Delta t_k$
ENERGÍA ENTREGADA kWh	Energía suministrada por las bombas		$E_p(t_p) = \gamma \cdot \sum_{t_k=0}^{t_k=t_p} \left(\sum_{i=1}^n \frac{q_{pi}(t_k) \cdot h_{pi}(t_k)}{\eta_{pi}(t_k)} \right) \cdot \Delta t_k$
	Energía suministrada natural		$E_n(t_p) = \gamma \cdot \sum_{t_k=0}^{t_k=t_p} \left(\sum_{i=1}^n q_{ni}(t_k) \cdot h_{ni}(t_k) \right) \cdot \Delta t_k$

Figura 31. Términos de la auditoría energética. (Fuente: Cabrera E. y col, 2010).

Se ha añadido un término correspondiente a las pérdidas en la estación de bombeo. Éste va a ser muy significativo en esta parte del estudio, ya que, al realizar el diagnóstico inicial se pudo ver como había un margen de mejora muy amplio, por lo que alguna de las mejoras podría residir en la estación de bombeo.

Finalmente, solo queda comprobar los resultados de la auditoría, observando donde se sitúan las pérdidas energéticas y si las suposiciones se constatan con los resultados.

6.2. Resultados de la Auditoría Energética

Antes de comenzar a mostrar los resultados obtenidos, se procede a presentar el modo de funcionamiento de las bombas de la estación de bombeo para cada uno de los periodos. Se ha mantenido el coeficiente emisor calculado en el periodo más representativo (ya que define las fugas en todo el sistema) y se ha ajustado la configuración de la estación de bombeo para conseguir la mínima presión (30 mca) en el nudo más desfavorable de la red.

Se recuerda que de los cuatro turnos que conforman 1 día de estudio de cualquier periodo, el primer y el segundo turno son iguales (0,27% y 0,27% de la demanda de cada hidrante) y el tercero y el cuarto también lo son (23% y 23% de la demanda de cada hidrante) por lo que se va a considerar que solo hay dos turnos. De esta manera, la siguiente tabla indica la configuración de la estación de bombeo para cada uno de los turnos y cada periodo:

Periodo	P1		P2		P3		P4	
Turno	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2
BVF_1	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
BVF_2	-	-	Si	-	-	-	Si	-
BVV	Si ($\alpha=0,8$)	-	Si ($\alpha=0,87$)	Si ($\alpha=0,9$)	Si ($\alpha=0,96$)	Si ($\alpha=0,85$)	Si ($\alpha=0,855$)	Si ($\alpha=0,91$)

Periodo	P5		P6		P7	
Turno	T1	T2	T1	T2	T1	T2
BVF_1	Si	Si	Si	Si	Si	Si
BVF_2	-	-	Si	-	Si	-
BVV	Si ($\alpha=0,97$)	Si ($\alpha=0,86$)	Si ($\alpha=0,855$)	Si ($\alpha=0,91$)	Si ($\alpha=0,87$)	Si ($\alpha=0,89$)

Tabla 15. Modos de funcionamiento de la estación de bombeo en cada periodo.

Los aspectos más relevantes para interpretar correctamente esta tabla son los siguientes:

- Una de las bombas de velocidad fija (BVF_1) está en continuo funcionamiento en todos los turnos de todos los periodos.
- La otra bomba de velocidad fija (BVF_2), funciona solo en algunos periodos y únicamente en uno de los dos turnos, tal como se adelantó previamente.
- Hay algunos periodos donde el sistema puede quedar en notable sobrepresión, debido a que el ajuste de la bomba de velocidad variable no permite físicamente ajustar el sistema de forma óptima, es decir, que en el nudo más desfavorable haya una presión de 30 mca. Este hecho se verá reflejado en una energía de exceso. Ese caso se suele acentuar en los turnos donde se emplean las 3 bombas.

Se va a comenzar observando los resultados en detalle de la auditoría energética para el periodo 5 y posteriormente se verá más brevemente el resto de resultados para el resto de periodos.

6.2.1. Resultados para el periodo más representativo

El programa de cálculo realiza la auditoría energética dividiendo las distintas energías que intervienen en la red en dos términos, la energía total aportada o entregada y la energía total consumida, descritas a lo largo de este apartado. Se trata de un balance sobre un volumen de control en el que la energía entrante debe coincidir con la saliente.

Se recuerda que la energía total aportada viene dada por la suma de la energía aportada por la estación de bombeo y la energía natural. Por otro lado, la energía total consumida viene definida por la suma de la energía útil entregada a los usuarios (formada a su vez por la suma de la energía mínima requerida por los usuarios, la energía topográfica real y la energía de exceso real, descritas en el diagnóstico energético), donde se considera el total de la presión entregada en los nudos de consumo,

la energía disipada por fricción, la energía disipada en válvulas (que en este caso se ha despreciado), la energía perdida a través de fugas y la energía perdida en las bombas.

Realizando los cálculos con ITAenergy, los resultados correspondientes a la auditoría energética del periodo 5, tanto diarios, como para el periodo completo, son los siguientes:

Nota: se recuerda que en la tabla 11 se pueden consultar los días de casa periodo, así como el número de horas de riego en cada uno de ellos.

Auditoría Energética	Periodo 5		
	kWh/día	kWh/periodo	%
Energía total aportada	1.534,286	38.357,15	
Energía aportada por las bombas	1.456,40	36.409,90	94,92%
Energía de la bomba BVF_1	851,80	21.294,93	58,49%
Energía de la bomba BVF_2	0	0	0,00%
Energía de la bomba BVV	604,60	15.114,98	41,51%
Energía natural	77,89	1.947,25	5,08%
Energía total consumida	1.534,239	38.355,98	
Energía entregada a los usuarios	876,29	21.907,30	57,12%
Energía mínima requerida	694,95	17.373,63	79,31%
Energía topográfica	99,55	2.488,73	11,36%
Energía de exceso	81,79	2.044,65	9,33%
Energía disipada por fricción	118,31	2.957,70	7,71%
Energía perdida a través de las fugas	154,87	3.871,78	10,09%
Energía perdida en las bombas	384,77	9.619,23	25,08%
Energía perdida en la bomba BVF_1	245,91	6.147,70	63,91%
Energía perdida en la bomba BVF_2	0	0	0,00%
Energía perdida en la bomba BVV	138,86	3.471,53	36,09%

Tabla 16. Resultados de la auditoría energética del periodo 5.

Para comenzar, observando el valor de la energía total aportada y el de la energía total consumida, se observa una ligera diferencia. Ésta se debe al tiempo de simulación con el que se realizan los cálculos y ocurrirá en todos los periodos. A medida que aumenta el tiempo de simulación este error se acentúa, pero en este caso, y como se verá en el resto de casos, el error es prácticamente despreciable.

Con respecto a la energía aportada total, se observa que en la energía aportada por las bombas, la bomba de velocidad fija aporta una cantidad mayor al sistema, ya que está funcionando al 100% continuamente, mientras que la bomba de velocidad variable funciona a un régimen de giro menor del nominal, ajustando los valores de presión lo más próximo a los valores de referencia. Por otro lado, hay un 5% de la energía aportada correspondiente a la energía natural, que como se explicó en el apartado 3, el sistema se ve beneficiado por una pequeña cantidad de energía, debido a que el embalse se encuentra a una cota mayor que la mínima de la red.

En cuanto a la energía total consumida, el término de energía útil entregada a los usuarios supone únicamente un poco más de la mitad de la consumida, lo que indica que las pérdidas energéticas son muy grandes. Asimismo, esta energía entregada se destina, en mayor medida, a la mínima requerida por los usuarios, y en menor medida en energía topográfica y de exceso. La energía topográfica, que se entrega en los puntos de consumo, como consecuencia de llegar con la presión de referencia al nudo más alto, no puede ser evitada a menos que se haga un replanteamiento del diseño del sistema. En el caso de la energía de exceso, que es aquella energía que supera a la de referencia en el nudo más desfavorable, se ha visto influida en el sistema. La causa principal se debe a que el punto de funcionamiento de la estación de bombeo es superior al necesario, aunque en un pequeño porcentaje. En este caso, se podría reducir para optimizar la energía útil entregada a los usuarios.

Finalmente, con respecto a las energías disipadas por fricción, pérdidas en fugas y pérdidas en la estación de bombeo, son las últimas las que más acentuadas en este balance, participando con un 25% de la energía total consumida. Es normal que si la bomba de velocidad fija funciona más horas que la bomba de velocidad variable suponga aproximadamente el doble de pérdidas. Por otro lado, la energía perdida en fugas supone un 10% de la consumida, mientras que la energía por fricción supone el menor porcentaje de las tres, esto quiere decir que las tuberías están bien dimensionadas, al menos así resulta para este periodo. A pesar de todo, se pueden tomar medidas para reducir cada una de estas pérdidas, de manera que la energía entregada a los usuarios sea mayor.

A continuación se presentan una serie de gráficos que permiten interpretar los resultados de la auditoría energética de forma visual:

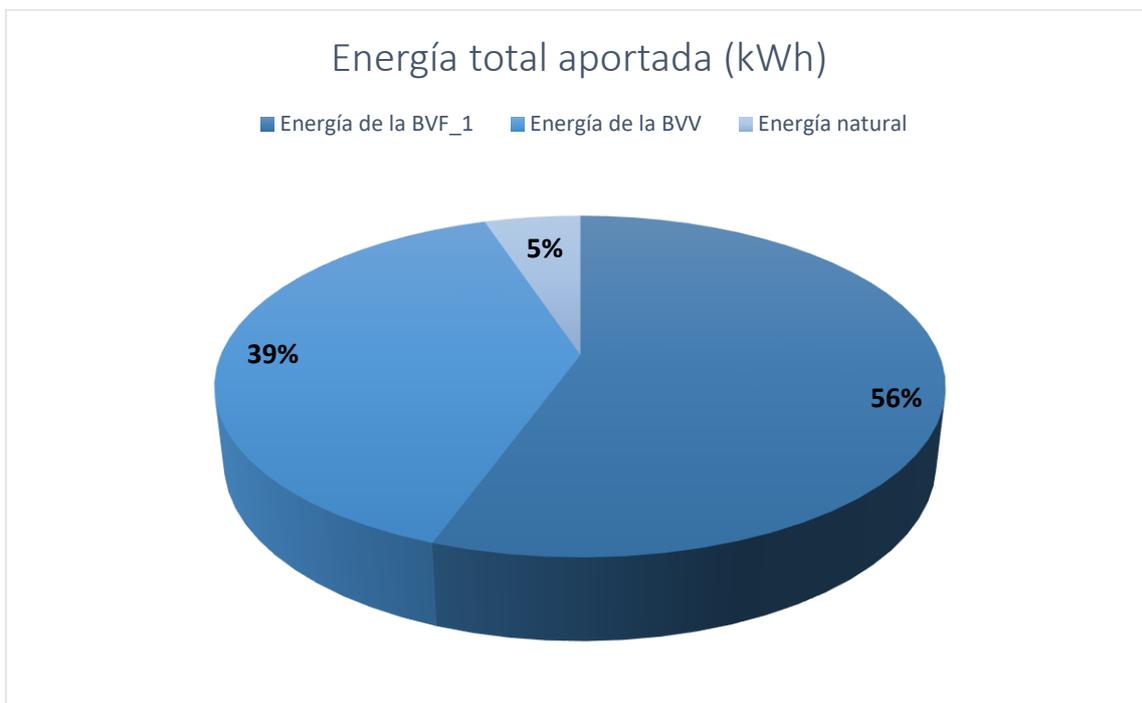


Figura 32. Energía total aportada en el periodo 5.

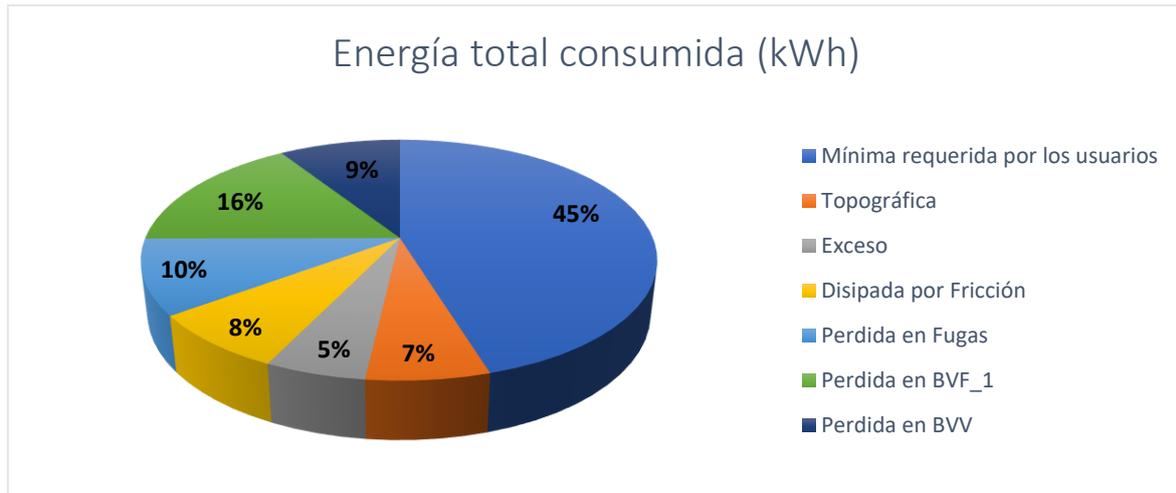


Figura 33. Energía total consumida en el periodo 5.

En este gráfico se aprecia claramente que la energía mínima requerida por los usuarios no llega a ser ni la mitad de la consumida por el sistema (45%). Por otro lado, las pérdidas más representativas se encuentran claramente en la estación de bombeo (25%).

Para comprender el estado actual de la red e interpretar más claramente los resultados, ITAenergy proporciona adicionalmente una serie de indicadores energéticos, que pueden ayudar a decidir las estrategias de mejora para aumentar la eficiencia del sistema. Principalmente, se trata de dos indicadores de contexto y seis indicadores energéticos de gestión. Los primeros, dependen de las características físicas de la red, mientras que los segundos, proporcionan información de la situación de la red y se podrían modificar según las medidas realizadas para reducir el consumo de energía. Por último, también proporciona una serie de indicadores de diagnóstico que concluyen calculando el rendimiento ideal y real. La siguiente figura, muestra los distintos indicadores, así como su expresión para realizar su cálculo:

INDICADORES	
Indicadores de Contexto	
Procedencia de la energía	$C_1 = \frac{E_{Natural}}{E_{Entrada}}$
Exigencia energética de la red	$C_2 = \frac{E_{uo}}{E_{min,plana}}$
Indicadores de Gestión	
Exceso de energía suministrada	$I_1 = \frac{E_{Entrada}}{E_{uo}}$
Eficiencia de la red	$I_2 = \frac{E_{Util}}{E_{Entrada}}$
Energía de fricción	$I_3 = \frac{E_{Friccion}}{E_{Entrada}}$
Energía asociada a las fugas	$I_4 = \frac{E_L + E_F - E'_F}{E_{Entrada}}$
Suficiencia en el cumplimiento de estándares	$I_5 = \frac{E_{Util}}{E_{uo}}$
Energía adicional de bombeo generada por fugas	$k = \frac{E_{bombeo}}{E'_{bombeo}}$

Figura 34. Indicadores proporcionados por ITAenergy.

Los resultados proporcionados por el programa con respecto a esta serie de indicadores, para el periodo 5 se muestran en la siguiente tabla:

Indicadores del sistema (Periodo 5)		
Contexto	Procedencia de la energía	0,051
	Exigencia energética de la red	1,05
Gestión	Exceso de energía suministrada	2,208
	Eficiencia de la red	0,571
	Energía de fricción	0,077
	Energía asociada a las fugas	0,129
	Suficiencia en el cumplimiento de estándares	1,261
	Energía adicional de bombeo generada por fugas	1,084
Diagnóstico	Energía suministrada ideal	812,858 kWh
	Energía mínima requerida por los usuarios	694,945 kWh
	Energía topográfica ideal	117,913 kWh
	Energía de exceso ideal	0,000 kWh
	Energía suministrada real	1.534,286 kWh
	Rendimiento ideal	85%
	Rendimiento real	45%

Tabla 17. Indicadores del sistema para el periodo 5.

Comenzando con los **indicadores de contexto del sistema**, el indicador de **procedencia de la energía (C₁)** mide en términos coloquiales “lo gratis que es la energía”, es decir, si dicho parámetro oscila entre 1 y 0, se tomaría como valor la unidad si toda la energía inyectada fuese gravitatoria. Por ejemplo, se tomaría el valor unidad si hubiese un embalse situado a una cota suficiente para satisfacer las necesidades de todos los nudos de la red sin necesidad de bombear. El caso opuesto sucedería cuando toda la energía inyectada procediese de la estación de bombeo. Los valores intermedios entre 0 y 1 dependen de la topografía de la red. En este caso, debido a que el embalse está situado a una cota muy baja y próxima a la de los nudos de la red, prácticamente la energía natural es despreciable frente a la energía proporcionada por la estación de bombeo, por ello este indicador toma un valor muy cercano a 0.

Por otro lado, la **exigencia energética de la red (C₂)** sirve para conocer la dificultad de gestionar una red energéticamente, es decir, manteniendo el nivel de presiones ligeramente superior al nivel mínimo o de referencia y lo más constante posible. Por tanto, este parámetro es el cociente entre la energía mínima requerida y la energía mínima teórica requerida por una red llana e ideal, es decir, sin fricción ni fugas, que coincidiría con la de una red plana con los nudos de consumos situados a la máxima cota de la red. A mayor valor de C₂ mayor será el desnivel topográfico de los nudos, siendo el valor óptimo el de la unidad, considerado como el de una red totalmente plana. En este caso se puede decir que la red está bien gestionada pues este indicador toma un valor muy cercano a la unidad.

Con respecto a los **indicadores energéticos del sistema**, el primer indicador, el **exceso de energía suministrada (I₁)** es la energía real que entra al sistema entre la energía mínima requerida, representando así las veces que la energía que entra, supera o excede a la energía útil necesaria. De

esta manera se observa como en ese caso, si que hay cierta notoriedad de este parámetro, lo que puede suponer un foco de mejora en la operación del sistema.

El segundo indicador, denominado **eficiencia de la red (I_2)**, es el cociente entre la energía útil y la que entra al sistema. Este indicador proporciona el porcentaje de energía que se inyecta desde cabecera que es realmente útil. A mayor valor de I_2 , mayor eficiencia en la distribución de agua, siendo imposible alcanzar el valor de la unidad debido a que hay pérdidas inevitables. En este caso, no llega al valor del 60%, y justamente coincide con el porcentaje de energía útil entregada al usuario descrita en la *Tabla 16*. Resultados de la auditoría energética del periodo 5. lo que indica que hay una gran cantidad de energía que no se destina a dar servicio a los usuarios y un importante margen de mejora.

El tercer indicador, correspondiente a la **energía de fricción (I_3)**, representa el correcto dimensionado de las conducciones hidráulicas, por lo que cuanto menor sea, menos energía supondrán las pérdidas de carga en el sistema. Resulta imposible obtener un valor nulo, pero un rango razonable sería entre 0,2 y 0,4. En este caso, tal como se adelantaba en la *Tabla 16*, las pérdidas por fricción influían en una pequeña parte al sistema, y se confirma observando que este indicador toma un valor de 0,077.

En cuanto al indicador que representa la **energía asociada a fugas (I_4)**, se tiene en cuenta no solo la energía perdida debido a ellas mismas, sino también la pérdida de carga adicional que ellas provocan, que es la resta entre la energía de fricción real y la energía de fricción de la misma red sin tener en cuenta las fugas. En este caso el valor que toma este indicador no es muy elevado, además se ha construido el modelo teniendo en cuenta un nivel de fugas bajo.

El indicador correspondiente a la **suficiencia en el cumplimiento de estándares (I_5)**, es la energía entregada a los usuarios entre la energía útil mínima necesaria. En este caso, un valor por debajo de la unidad sería propio de una red con un nivel de presiones insuficiente, mientras que un valor superior a la unidad, la red presenta niveles de presión superiores a los mínimos necesarios, lo que indica que el valor de la unidad sería el ideal y por tanto más eficiente la red. En este caso, para el periodo en estudio, mediante este parámetro se aprecian ciertas sobrepresiones que podrían ajustarse para mejorar la eficiencia de la red.

En cuanto a la **energía adicional de bombeo generada por fugas (I_6)**, simplemente contabiliza el gasto energético extra de la estación de bombeo por la existencia de fugas. Al haber en este caso un rendimiento volumétrico del 85%, y no ser excesivamente notables las fugas, la energía adicional tampoco es excesiva, pero si que se podría optimizar, ya que viene totalmente ligada a la existencia de fugas.

Para terminar, también se observan unos **indicadores de diagnóstico**, donde cabe destacar el amplio margen de mejora que presenta la red tras observar el rendimiento real e ideal del sistema. En el *apartado 3*, correspondiente al diagnóstico energético, se observó el gran margen de mejora actual, y con estos resultados se verifica el diagnóstico previo que se hizo, obteniendo resultados semejantes a los estudiados anteriormente.

6.2.2. Resultados para el resto de periodos

Tras este análisis, se presentará un resumen de los resultados para el resto de periodos. Resulta necesario mostrar todos los periodos conjuntamente para poder comparar los resultados e interpretarlos de forma correcta. Se van a exponer dichos resultados primero en una tabla, donde se representan los valores energéticos diarios (kWh/día), ya que cada periodo tiene un número de días distinto, y no tendría sentido compararlos. Posteriormente se van a mostrar una serie de gráficos para comparar parámetros más específicos:

Auditoría Energética	P1		P2		P3		P4		P5		P6		P7	
	kWh/día	%	kWh/día	%	kWh/día	%	kWh/día	%	kWh/día	%	kWh/día	%	kWh/día	%
Energía total aportada	419,836		708,95		914,79		1.427,35		1.534,29		1.427,53		701,20	
Aportada por bombas	399,141	95,07%	674,90	95,20%	867,74	94,86%	1.358,24	95,16%	1.456,40	94,92%	1.358,41	95,16%	667,59	95,21%
Energía de la bomba BVF_1	351,58	88,08%	334,13	49,51%	515,94	59,46%	672,30	49,50%	851,80	58,49%	672,35	49,50%	334,19	50,06%
Energía de la bomba BVF_2	0	0,00%	162,41	24,06%	0	0,00%	328,42	24,18%	0	0,00%	328,44	24,18%	162,11	24,28%
Energía de la bomba BVV	47,56	11,92%	178,37	26,43%	351,80	40,54%	357,53	26,32%	604,60	41,51%	357,62	26,33%	171,29	25,66%
Natural	20,70	4,93%	34,05	4,80%	47,05	5,14%	69,10	4,84%	77,89	5,08%	69,12	4,84%	33,62	4,79%
Energía total consumida	419,82		708,93		914,80		1.427,29		1.534,24		1.427,54		701,17	
Entregada a los usuarios	209,67	49,94%	401,68	56,66%	518,36	56,66%	800,60	56,09%	876,29	57,12%	801,49	56,14%	396,85	56,60%
Energía mínima requerida	170,07	81,11%	307,17	76,47%	422,81	81,57%	625,94	78,18%	694,95	79,31%	626,32	78,14%	302,24	76,16%
Energía topográfica	24,45	11,66%	43,41	10,81%	60,52	11,68%	89,30	11,15%	99,55	11,36%	89,14	11,12%	42,88	10,81%
Energía de exceso	15,15	7,23%	51,10	12,72%	34,99	6,75%	85,37	10,66%	81,79	9,33%	85,99	10,73%	51,76	13,04%
Disipada por fricción	14,77	3,52%	62,20	8,77%	72,84	7,96%	129,82	9,10%	118,31	7,71%	129,00	9,04%	59,99	8,56%
Perdida en fugas	57,98	13,81%	66,62	9,40%	87,22	9,53%	127,90	8,96%	154,87	10,09%	127,98	8,96%	67,29	9,60%
Perdida en las bombas	137,41	32,73%	178,43	25,17%	236,39	25,84%	368,97	25,85%	384,77	25,08%	369,07	25,85%	177,05	25,25%
Perdida en la bomba BVF_1	116,70	84,93%	89,44	50,13%	155,14	65,63%	184,05	49,88%	245,91	63,91%	184,13	49,89%	89,64	50,63%
Perdida en la bomba BVF_2	0	0,00%	38,24	21,43%	0	0,00%	80,99	21,95%	0	0,00%	81,00	21,95%	37,88	21,40%
Perdida en la bomba BVV	20,71	15,07%	50,75	28,44%	81,25	34,37%	103,94	28,17%	138,86	36,09%	103,94	28,16%	49,53	27,97%

Tabla 18. Resumen de la auditoría energética para cada periodo.

Nota: Para mejorar la visibilidad de la tabla, en color negro se encuentran los niveles superiores, correspondientes a las energías aportadas y consumidas, en color azul se encuentran niveles intermedios, que expresan porcentajes del total de energía aportada o consumida, según el caso, y finalmente en gris se encuentran niveles inferiores o subniveles que expresan los porcentajes de acuerdo con el total de su nivel superior.

En lo correspondiente a los porcentajes de la energía aportada, la aportada por las bombas se encuentra en torno al 95% en todos los periodos, pero la configuración de las bombas puede influir en la energía consumida, especialmente en la pérdida en la estación de bombeo. Por otro lado, la influencia de la energía natural en el sistema es muy pequeña y varía muy poco de unos periodos a otros porque la diferencia de cotas entre el embalse y la mínima es muy pequeña. Esto provoca que no cambie apenas frente a las variaciones de volumen inyectado de un periodo a otro. Atendiendo a términos numéricos de la energía total aportada, se comprende por qué se ha considerado el periodo 5 como el más crítico, ya que presenta el valor máximo. Esto se debe a que la demanda diaria en ese periodo es muy elevada y por ello tiene que regar más horas que en otros periodos. El siguiente gráfico de barras muestra la energía aportada total diaria en cada uno de los periodos:

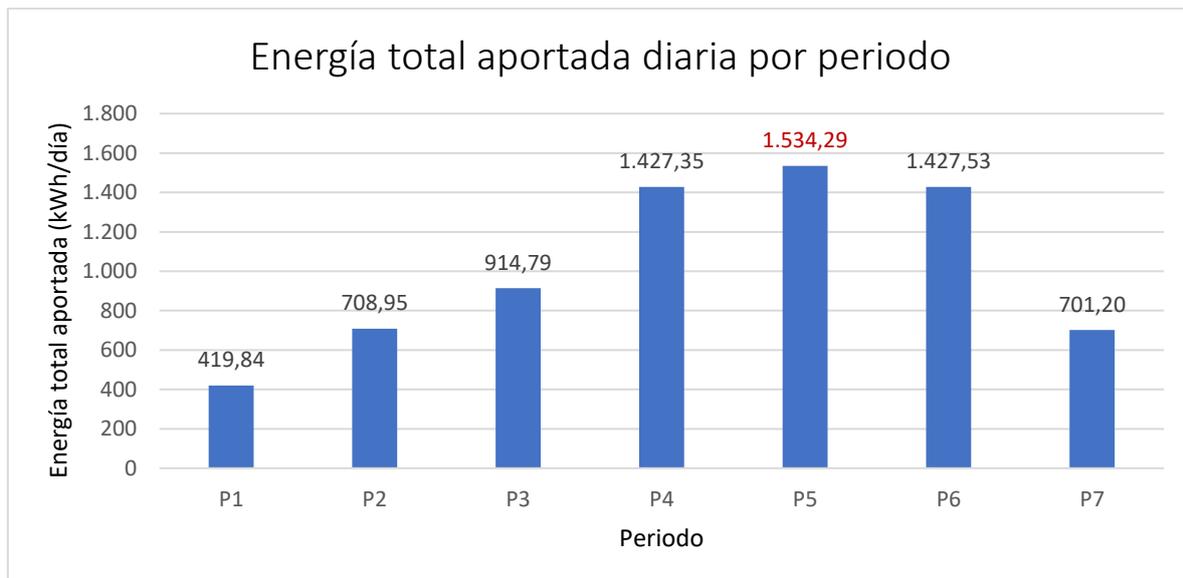


Figura 35. Energía aportada total por periodo.

Se observa cierto crecimiento hasta el periodo 5 donde alcanza el pico máximo y posteriormente vuelve a decrecer. Tal como se observa en el gráfico, en los periodos de verano, al tratarse de una localidad con altas temperaturas, la demanda crece. Obviamente, si se graficara la energía total consumida, se tendría prácticamente el mismo resultado, ya que ambos términos deben ser iguales.

En cuanto a la energía total consumida, observando los niveles intermedios (en azul), referentes a la energía entregada a los usuarios y las pérdidas de energía (fricción, fugas y en la estación de bombeo) se observa como en términos porcentuales hay valores muy parecidos en todos los periodos, excepto en el primero. Ello se muestra en el siguiente gráfico:

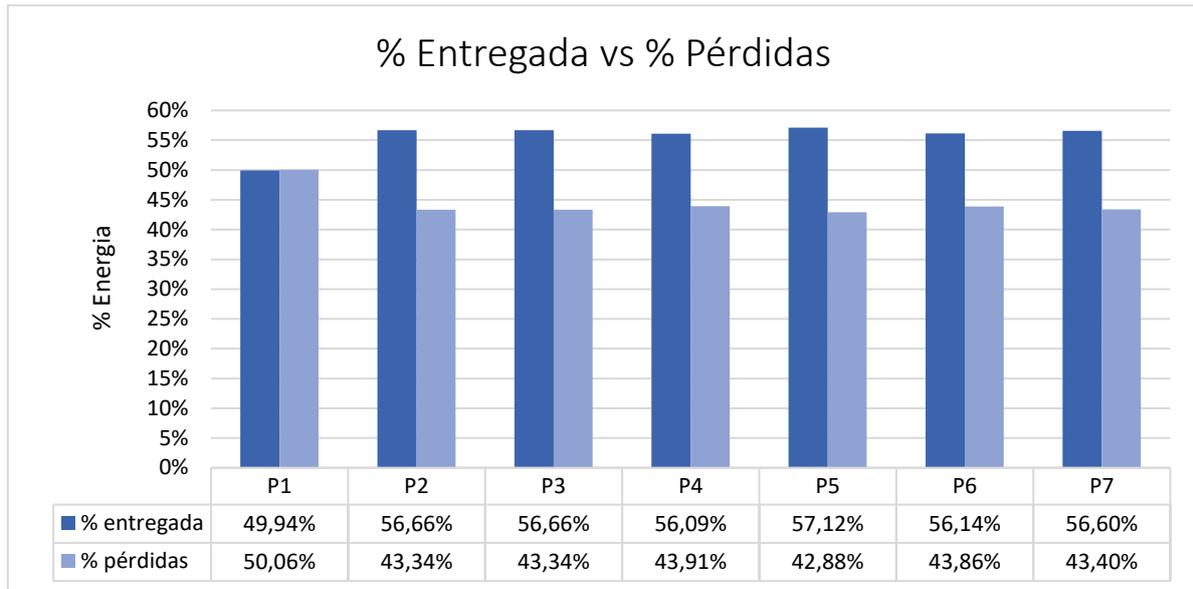


Figura 36. Porcentaje de energía entregada frente a la energía perdida en cada periodo.

Se observa cierta diferencia entre el primer periodo y el resto. Además, es el periodo en el que el rendimiento volumétrico desciende con respecto al resto de periodos. Ello se debe a que las pérdidas suponen un gran porcentaje del consumo de energía, llegando a un valor del 50% mientras que en el resto de periodos no pasan de 43,9%.

Con respecto a la energía entregada a los usuarios, resulta interesante observar gráficamente como se distribuyen sus componentes en cada periodo:

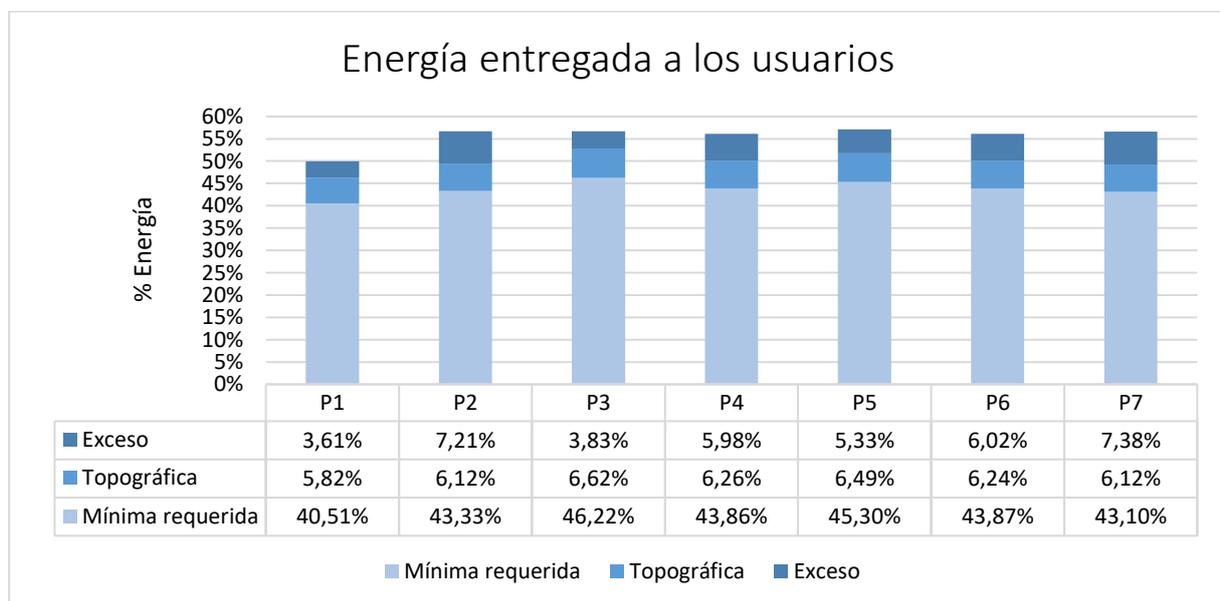


Figura 37. Porcentajes de energía entregada a los usuarios en todos los periodos.

Los porcentajes del gráfico anterior están referidos al total de energía consumida, no al total de energía entregada a los usuarios, como se muestra en la *tabla 18*. Se aprecia una disminución de la energía mínima requerida por los usuarios en el primer periodo, lo que justifica las variaciones en los resultados con respecto al resto de periodos. De este modo, el periodo 3 sería el que más eficiencia

presenta, pues el valor porcentual de la energía mínima requerida por los usuarios es el mayor de todos. Por otro lado, si se observa la energía topográfica, prácticamente permanece constante su valor porcentual en todos los periodos, dado que la topografía no ha cambiado de un periodo a otro. Por último, con respecto a la energía de exceso, se observan ciertas variaciones entre los distintos periodos, alcanzando el porcentaje máximo en el periodo 7. Estas variaciones se deben a la configuración de la estación de bombeo, que para algunos periodos se ajusta el punto de funcionamiento mejor que en otros. Además, justamente en los periodos donde la energía de exceso es más alta de lo normal (los periodos 2 y 7), los caudales que circulan por las conducciones son mayores que en el resto en cada turno, lo que provoca que las presiones en la red sean mayores, y difíciles de equilibrar. Sin embargo, para el primer periodo la energía en exceso es muy pequeña porque los caudales que circulan son mínimos y la red está mejor equilibrada. En cualquier caso, sea cual sea el periodo, dicha energía se podría minimizar con ciertos ajustes en el punto de funcionamiento de las bombas.

Otro gráfico que aporta una mejor visualización de los resultados es el mismo que el anterior, pero teniendo en cuenta cómo se distribuyen las pérdidas en cada periodo:

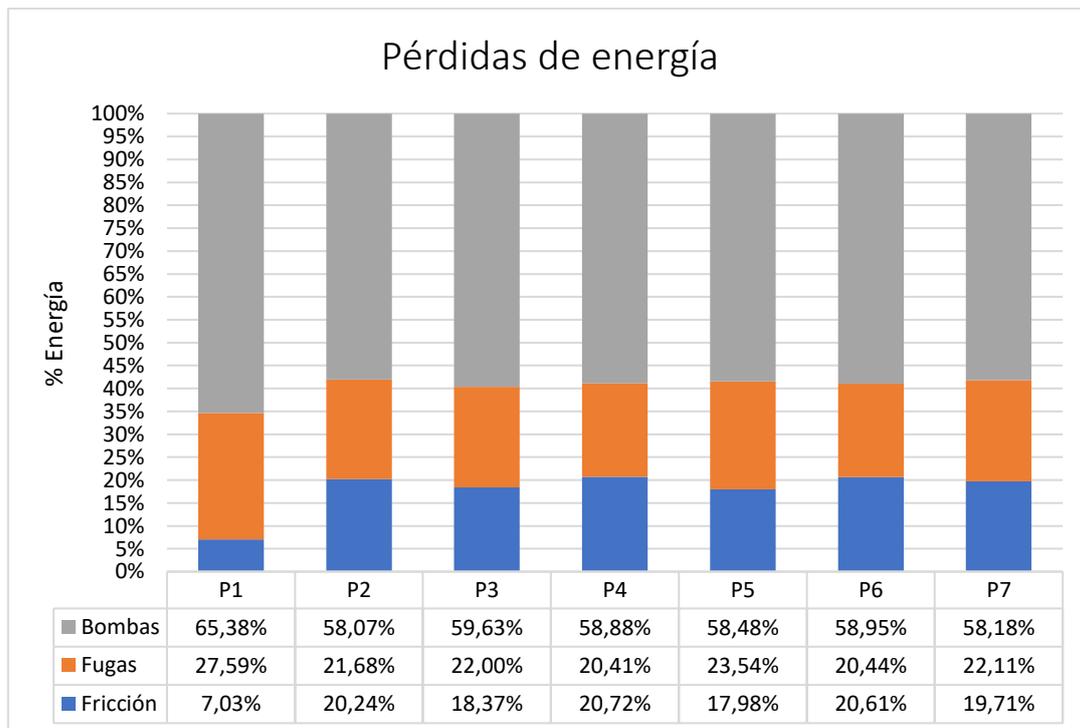


Figura 38. Porcentajes de pérdidas de energía en todos los periodos.

Los porcentajes mostrados en este caso se han representado referidos al total de las pérdidas, es decir la suma de las 3 energías mostradas en el gráfico, no al total de la energía consumida como se muestra en la *tabla 18*, por ello el gráfico es sobre el 100% de las pérdidas, a diferencia del gráfico anterior. En este caso se aprecia muy bien el equilibrio que presentan todos los periodos excepto el primero, donde tanto el porcentaje de energía perdida por fugas, como de energía perdida en las bombas superan considerablemente al del resto de periodos.

A continuación se presenta una tabla resumen de los indicadores proporcionados por el programa para cada uno de los periodos. En ella se pueden comparar unos con otros y permitiendo observar las condiciones del sistema desde un punto de vista distinto:

Indicadores del sistema		P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7
Contexto	Procedencia de la energía	0,049	0,048	0,051	0,048	0,051	0,048	0,048
	Exigencia energética de la red	1,049	1,051	1,05	1,05	1,05	1,05	1,051
Gestión	Exceso de energía suministrada	2,469	2,308	2,164	2,28	2,208	2,279	2,32
	Eficiencia de la red	0,499	0,567	0,567	0,561	0,571	0,561	0,566
	Energía de fricción	0,035	0,088	0,08	0,091	0,077	0,09	0,086
	Energía asociada a las fugas	0,156	0,124	0,123	0,12	0,129	0,12	0,126
	Suficiencia en el cumplimiento de estándares	1,233	1,308	1,226	1,279	1,261	1,28	1,313
	Energía adicional de bombeo generada por fugas	1,219	1,152	1,081	1,142	1,084	1,142	1,153
Diagnóstico	Energía suministrada ideal (kWh)	201,56	358,21	494,05	730,28	812,86	730,48	352,79
	Energía mínima requerida por los usuarios (kWh)	170,07	307,17	422,81	625,94	694,95	626,32	302,24
	Energía topográfica ideal (kWh)	31,48	51,04	71,24	104,34	117,91	104,16	50,56
	Energía de exceso ideal (kWh)	0	0	0	0	0	0	0
	Energía suministrada real (kWh)	419,836	708,95	914,792	1.427,35	1.534,29	1.427,53	701,204
	Rendimiento ideal	0,84	0,86	0,86	0,86	0,85	0,86	0,86
	Rendimiento real	0,41	0,43	0,46	0,44	0,45	0,44	0,43

Tabla 19. Resumen de indicadores de los distintos periodos.

Las diferencias de los indicadores de contexto entre unos periodos u otros son mínimas e inapreciables, ya que este tipo de indicadores dependen de las características físicas de la red.

Con respecto a los de gestión, se observa claramente la diferencia en el indicador I_2 (eficiencia de la red) entre el periodo 1 y el resto, donde prácticamente no varía. Lo mismo ocurre con la energía asociada a fugas, así como con la energía adicional de bombeo generada por las fugas. Por otro lado, el periodo 5 presenta la mayor eficiencia de la red, pero en general se mantienen unos valores bastante parejos entre unos periodos y otros. Con respecto al diagnóstico, se reafirma que el periodo 1 es el menos eficiente, mientras que el periodo 3 presenta el mayor rendimiento real.

Resulta interesante detenerse a observar cómo afectan al sistema las pérdidas localizadas en la estación de bombeo. Previamente se observó que su configuración era un tanto enrevesada, pues en ella había una gran cantidad de codos y elementos que podían repercutir negativamente en el sistema. Para comprobarlo, se va a echar mano de las facturas proporcionadas por la comunidad de regantes y se va a comparar la energía facturada con la aportada por la estación de bombeo. Se van a extender los resultados de cada periodo a todos los días de cada uno de ellos, es decir, en lugar de comparar valores energéticos diarios, se compararán valores energéticos por periodo, simplemente multiplicando la energía diaria por el número de días del periodo mostrado en la *tabla 11*. En la siguiente tabla se observa la energía facturada:

Periodo	Energía facturada (kWh/ Periodo)
P1	21.597,10
P2	40.389,11
P3	55.221,23
P4	44.502,27
P5	44.052,20
P6	77.307,11
P7	14.235,80
Total	297.304,81

Tabla 20. Energía facturada en cada periodo.

Esta energía es la correspondiente al 40% del término de energía de la factura eléctrica de cada periodo. Se aprecia que en el periodo 6 la energía facturada es la mayor de todas ya que el número de días y de horas de riego diarias son los más elevados.

Antes de realizar la comparación, conviene prestarle atención a la siguiente figura que muestra los distintos sistemas intervinientes en la red:

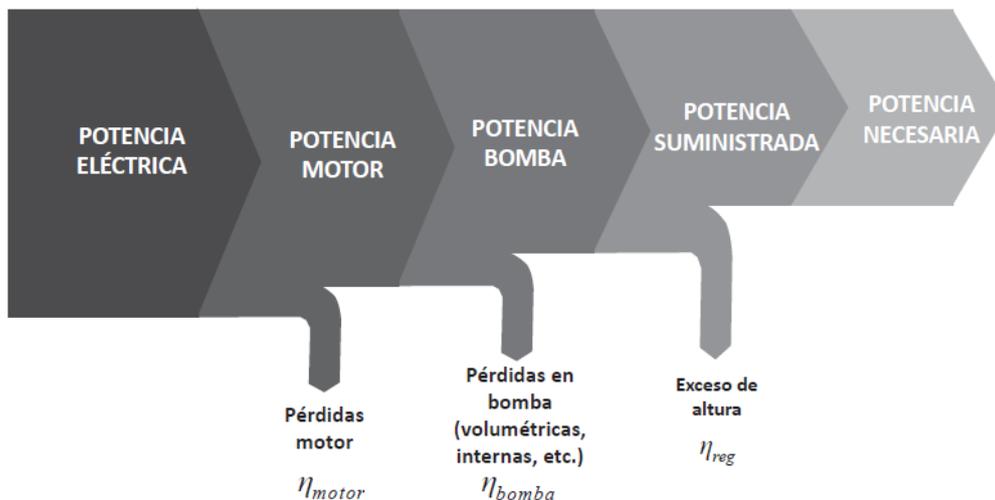


Figura 39. Pérdidas en los sistemas de la red.

Para que este análisis quede más claro, es necesario identificar cada uno de estos elementos en los resultados obtenidos en la auditoría:

- La potencia necesaria es la mínima que requiere el sistema, y se ha observado que resulta muy complicado entregar justo lo necesario, en todos los periodos se observan excesos de energía.
- La potencia suministrada por la estación de bombeo se puede conocer multiplicando la potencia aportada por el rendimiento hidráulico.
- La potencia en la bomba es mayor que la suministrada, puesto que las bombas no son ideales, tienen un rendimiento que se mostrará posteriormente. Esta potencia es la que en las tablas se expresa como potencia aportada.
- El motor tampoco es ideal, además una de las bombas consta de variador de frecuencia, y también aporta una pequeña parte de pérdidas al sistema.
- Finalmente, la potencia eléctrica es la correspondiente a la facturada, que se muestra en la tabla superior.

Conociendo cada uno de estos términos junto con los resultados obtenidos, se puede determinar el rendimiento global de la instalación. El siguiente esquema refleja en detalle todos los elementos del sistema:

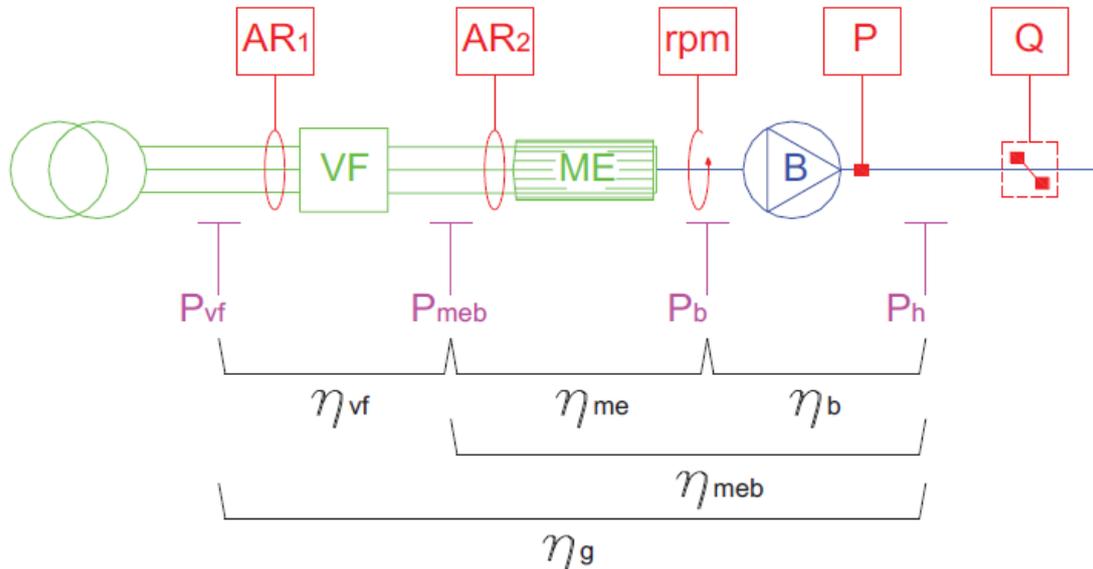


Figura 40. Elementos de la estación de bombeo.

Se conoce la energía facturada y la aportada por las bombas. Si a la energía aportada por las bombas se le resta la energía perdida en la estación de bombeo, se puede obtener la energía suministrada y con ella el rendimiento global de la instalación. Teniendo el rendimiento global y conocido el rendimiento hidráulico de la estación de bombeo, se puede calcular lo que se va a llamar rendimiento de la estación de bombeo, definido como:

$$\eta_g = \eta_b \cdot \eta_{EB}$$

El rendimiento en la estación de bombeo tiene en cuenta las pérdidas en el motor, en el variador de frecuencia, las pérdidas localizadas en la estación de bombeo, así como pérdidas en el transformador. Mediante ese rendimiento, se puede tener una idea de cómo afectan las pérdidas localizadas de la estación de bombeo al sistema. La siguiente tabla muestra la obtención de todos estos parámetros:

Auditoría Energética	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7
	$\frac{kWh}{Periodo}$						
Energía aportada por las bombas	20.356,19	36.444,76	46.858,18	42.105,56	36.409,90	69.278,86	13.351,78
Energía perdida en las bombas	7.007,71	9.635,17	12.764,95	11.438,16	9.619,23	18.822,57	3.540,94
Energía facturada	21.597,10	40.389,11	55.221,23	44.502,27	44.052,20	77.307,11	14.235,80
Energía suministrada	13.348,49	26.809,60	34.093,22	30.667,40	26.790,68	50.456,29	9.810,84
Rendimiento hidráulico estación bombeo	65,57%	73,56%	72,76%	72,83%	73,58%	72,83%	73,48%
Rendimiento global	61,81%	66,38%	61,74%	68,91%	60,82%	65,27%	68,92%
Rendimiento Estación de bombeo	94,25%	90,23%	84,86%	94,61%	82,65%	89,62%	93,79%

Tabla 21. Cálculo del rendimiento de la estación de bombeo en cada periodo.

A la vista de los resultados, el rendimiento de la estación de bombeo no es tan bajo como se pensaba. El rendimiento global no es muy alto, en gran medida porque el rendimiento de las bombas no es demasiado alto. Las pérdidas localizadas, estarían incluidas dentro del rendimiento de la estación de bombeo, tal como se ha comentado. Para conocerlas en profundidad, habría que medir la diferencia de presión antes y después de todos los elementos que aporten pérdidas de carga, pero no se tiene dicha información en este estudio.

Epanet proporciona algunos resultados interesantes de la estación de bombeo. En la siguiente tabla se han agrupado unos informes energéticos donde se compara la situación para cada periodo:

Informe Energético EB	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7
BVF_1							
% Utilización	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Rendimiento medio	67,21%	73,70%	69,48%	72,27%	70,47%	72,26%	73,78%
kWh/m3	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Potencia media (kW)	87,94	83,44	86,62	84,61	85,99	84,62	83,34
Potencia máxima (kW)	89,77	86,61	87,41	86,69	86,75	86,69	86,73
BVF_2							
% Utilización	0%	66,67%	0%	57,14%	0%	57,14%	66,67%
Rendimiento medio	0%	75,79%	0%	74,42%	0%	74,41%	76,02%
kWh/m3	0	0,17	0	0,17	0	0,17	0,17
Potencia media (kW)	0	81,86	0	83,06	0	83,06	81,64
Potencia máxima (kW)	0	81,86	0	83,06	0	83,06	81,64
BVV							
% Utilización	66,67%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Rendimiento medio	56,46%	64,49%	76,48%	66,56%	76,42%	66,56%	64,43%
kWh/m3	0,19	0,2	0,14	0,18	0,15	0,18	0,2
Potencia media (kW)	23,76	40,52	61,5	41,78	62,47	41,81	38,54
Potencia máxima (kW)	23,76	56,27	71,82	58,57	74,46	58,57	54,06

Tabla 22. Informe energético de la estación de bombeo para cada periodo.

Con respecto al porcentaje de utilización se observa como la BVF_1 está en constante funcionamiento a lo largo de cada periodo (durante las horas de riego correspondiente) al igual que la BVV. Por otro lado, la BVF_2 tiene una menor utilización. Mediante esta tabla se detecta que el primer periodo presenta los peores rendimientos en las bombas, lo que ayuda a comprender por qué las pérdidas en la estación de bombeo en dicho periodo sean tan grandes. La bomba de velocidad variable presenta rendimientos menores que la bomba de velocidad fija, lo que justifica que en ciertos periodos el ajuste resulta complicado.

Finalmente, cabe analizar qué ocurre si se suman todas las energías de las auditorías energética de cada periodo. De esta manera, se puede observar la situación global del sistema para todo el horizonte de cálculo y poder extraer las conclusiones del estudio de una manera más sencilla. La siguiente tabla detalla la auditoría energética de todo el horizonte:

Auditoría Energética	Anual	
	kWh	%
Energía total aportada	278.526,80	
Energía aportada por las bombas	264.805,23	95,07%
Energía de la bomba BVF_1	146.943,82	55,49%
Energía de la bomba BVF_2	38.943,60	14,71%
Energía de la bomba BVV	78.917,76	29,80%
Energía natural	13.721,52	4,93%
Energía total consumida	278.522,74	
Energía entregada a los usuarios	155.914,32	55,98%
Energía mínima requerida	122.857,79	78,80%
Energía topográfica	17.520,26	11,24%
Energía de exceso	15.533,24	9,96%
Energía disipada por fricción	22.806,45	8,19%
Energía perdida a través de las fugas	26.973,30	9,68%
Energía perdida en las bombas	72.828,72	26,15%
Energía perdida en la bomba BVF_1	42.195,49	57,94%
Energía perdida en la bomba BVF_2	9.464,20	13,00%
Energía perdida en la bomba BVV	21.169,04	29,07%

Tabla 23. Resultados de la auditoría energética para la suma de los periodos.

Al ser la suma de periodos con resultados parecidos entre si, esta tabla representa una visión global del estudio y se obtienen resultados semejantes a los explicados anteriormente. A modo de análisis, merece la pena observar los siguientes gráficos en los que se va a representar, en el primero de ellos, la energía aportada total al sistema desde el nivel más bajo, es decir, teniendo en cuenta cada bomba de la estación de bombeo con todos los valores referidos al valor total de energía aportada. Por otro lado, se representará un segundo gráfico en el que se observen todos los destinos de la energía consumida, también respecto a su valor global.



Figura 41. Energía total aportada anual.

En este caso las 3 bombas aportan algo de energía, ya que hay periodos en los que la bomba de velocidad fija 2 (BVF_2) debe intervenir para cumplir con los requerimientos del sistema, pero en menor medida que las otras dos. La energía natural lógicamente sigue siendo mínima.

También es posible contabilizar el rendimiento de la estación de bombeo, que básicamente será un valor medio entre los calculados para todos los periodos:

Auditoría Energética	Anual
	$\frac{kWh}{Periodo}$
Energía aportada por las bombas	264.805,23
Energía perdida en las bombas	72.828,72
Energía facturada	297.304,81
Energía suministrada	191.976,51
Rendimiento hidráulico estación bombeo (η_b)	72,50%
Rendimiento global (η_g)	64,57%
Rendimiento Estación de bombeo (η_{EB})	89,07%

Tabla 24. Pérdidas localizadas en la estación de bombeo en términos globales.

Los resultados en cuanto a la energía total consumida quedan reflejados en la siguiente figura, desglosados en todos los niveles:

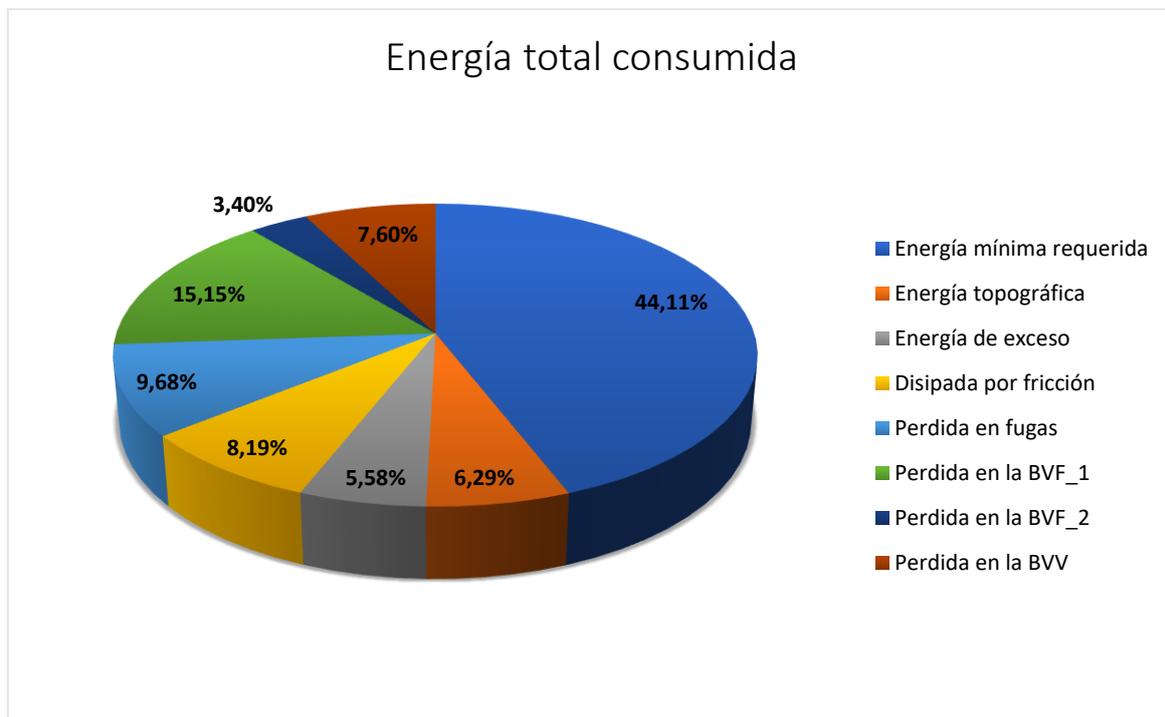


Figura 42. Energía total consumida anual.

Se obtienen valores porcentuales muy parecidos a los estudiados en los gráficos anteriores. La estación de bombeo supone unas pérdidas considerables frente al resto, donde la fricción y las fugas toman valores muy parecidos. Una vez más, remarcar el gran margen de mejora al observar que sólo el 44,11% de la energía va destinada a la mínima necesaria por los usuarios. Lo que motiva a realizar

un estudio sobre las medidas que permitan reducir las pérdidas que sean posibles y optimizar el sistema desde el punto de vista de la eficiencia.

Como conclusión a los resultados del escenario actual, los siguientes aspectos reflejan las ideas más importantes de este estudio, así como los posibles focos hacia los que se puede enfocar las distintas medidas que se vayan a plantear:

- En general, solo un porcentaje ligeramente superior al 50% de la energía consumida se entrega al usuario, mientras que dentro de ese porcentaje, hay dos energías que se podrían optimizar para que la mayor parte de la entregada sea realmente útil. Estas dos energías mejorables son la topográfica y la de exceso. La primera de ellas supondría replantear la configuración del sistema, mientras que la segunda se optimizaría con ciertos ajustes en la estación de bombeo.
- La otra parte de la energía consumida se debe a pérdidas por fricción, pérdidas a través de fugas y pérdidas en la estación de bombeo. Normalmente, la energía perdida en la estación de bombeo supone un 60% del total de las pérdidas de la energía consumida, mientras que el 40% restante se reparte entre las pérdidas por fugas y las pérdidas por fricción, siendo generalmente las primeras, ligeramente superiores a las segundas. En cuanto a las fugas, se ha considerado un nivel de fugas bajo, por lo que no se van a plantear mejoras para reducirlas. Por otro lado, se ha observado que la energía por fricción no es excesiva, pero sí que puede resultar interesante detectar tuberías donde las pérdidas sean notables e intentar reducirlas.
- Hay periodos en los que resulta complicado el ajuste de las bombas para cumplir con los requerimientos de presión, por lo que puede haber sobrepresiones (excesos) que influyen negativamente al sistema, aumentando el nivel de fugas, así como las pérdidas en la estación de bombeo, haciendo funcionar a la bomba de velocidad variable a rendimientos bajos en dichos instantes. Por tanto, resulta un interesante foco de mejora el orientar un escenario hacia la mejora de estos parámetros.
- En los periodos en los que se dan excesos de energía más elevados, suelen haber más pérdidas por fricción. En estos periodos los caudales que circulan por las conducciones en cada turno, son más elevados que en el resto.

El siguiente apartado consistirá, en detectar aspectos de mejora del sistema y proponer una serie de alternativas que mejoren la eficiencia de la red.

7. MEJORAS PROPUESTAS

Una vez conocidas las entradas y salidas al sistema, lo que se va a realizar a lo largo de este apartado es crear diversos escenarios en los que se contemplen mejoras en cada uno de ellos, de manera que se pueda calcular su repercusión energética tras su implantación. Para ello, únicamente se va a representar cada escenario en el periodo más representativo, entendiendo que, si el escenario supone una mejora sustancial para dicho periodo, también lo supondrá a nivel global.

7.1. Escenario 1: Añadir otro variador de frecuencia a la estación de bombeo

Como se ha observado a lo largo de los resultados, las pérdidas en la estación de bombeo son considerables, al igual que el exceso de energía en la red. Esta medida se basa en la reducción de este tipo de energías. Actualmente, la estación de bombeo consta de tres bombas, dos de ellas funcionando como bombas de velocidad fija, y la otra como bomba de velocidad variable. Se observó que una de las bombas de velocidad fija, tiene una utilización muy baja, ya que actúa más bien como bomba de reserva. Lo que esta medida propone, es incorporar un variador a una de las bombas de velocidad fija, de modo que ambas ajusten su velocidad para funcionar en un punto de funcionamiento mejor que el actual, reduciendo las pérdidas mencionadas. Las siguientes tablas muestran las comparativas entre el escenario actual y el mejorado en cuanto al balance hídrico y la auditoría energética:

Balance Hídrico	Diario	Periodo
Escenario actual		
Volumen inyectado total (m³)	9.527,84	238.196,03
Volumen consumido (m³)	8.098,74	202.468,43
Volumen fugado (m³)	1.429,11	35.727,70
Indicadores	Rendimiento volumétrico (%)	85%
	Fugas por unidad de longitud (m ³ /km·h)	4,1
Escenario mejorado		
Volumen inyectado total (m³)	9.470,61	236.765,23
Volumen consumido (m³)	8.098,74	202.468,43
Volumen fugado (m³)	1.371,92	34.297,88
Indicadores	Rendimiento volumétrico (%)	85,51%
	Fugas por unidad de longitud (m ³ /km·h)	3,93

Tabla 25. Comparativa del balance hídrico entre la situación actual y la mejora del escenario 1.

Con respecto a la auditoría hídrica, se observa una disminución de las fugas, lo que implica un ligero incremento del rendimiento volumétrico y una disminución del indicador de fugas por unidad de longitud. A priori, el ajuste del punto de funcionamiento es mejor, con lo que la presión ha disminuido, y con ella el nivel de fugas.

Observando los resultados de la auditoría energética, queda más clara la influencia de esta mejora en el sistema. La siguiente tabla, muestra una comparativa entre ambos escenarios, donde se reflejan los resultados para el periodo 5 diariamente:

Auditoría Energética	Escenario actual		Escenario mejorado	
	kWh/día	%	kWh/día	%
Energía total aportada (kWh)	1.534,29		1.455,259	
Energía aportada por las bombas	1.456,40	94,92%	1377,836	94,68%
Energía natural	77,89	5,08%	77,423	5,32%
Energía total consumida (kWh)	1.534,24		1.455,16	
Energía entregada a los usuarios	876,29	57,12%	844,888	58,06%
Energía mínima requerida	694,95	79,31%	694,945	82,25%
Energía topográfica	99,55	11,36%	99,341	11,76%
Energía de exceso	81,79	9,33%	50,628	5,99%
Energía disipada por fricción	118,31	7,71%	116,226	7,99%
Energía perdida a través de las fugas	154,87	10,09%	143,433	9,86%
Energía perdida en las bombas	384,77	25,08%	350,613	24,09%

Tabla 26. Comparativa de la auditoría energética entre la situación actual y la mejora del escenario 1.

Lo primero que salta a la vista es que la energía total aportada ha disminuido, debido a que la aportada por las bombas ha disminuido, ya que la natural sigue siendo prácticamente la misma. Un claro efecto de la mejora es que, sumando todo el ahorro a lo largo del periodo, la estación de bombeo consumirá 1.964 kWh menos que en la situación actual.

Por otro lado, en cuanto a la energía consumida, se observa como la energía entregada a los usuarios presenta un porcentaje mayor, lo que indica que las pérdidas han disminuido. Un claro indicador de esta mejora, es que la energía de exceso ha reducido considerablemente, siendo más eficiente el sistema. Finalmente se observa que las pérdidas por fricción han crecido mínimamente, mientras las pérdidas por fugas disminuyen debido a que la presión en el sistema está más ajustada.

Finalmente, las pérdidas en la estación de bombeo han disminuido un punto porcentual, y se reafirma que el ajuste del punto de funcionamiento de la estación de bombeo puede optimizar la eficiencia del sistema. La distribución de energías aportadas por cada bomba no se ha representado en la tabla porque no se tiene la misma configuración, ya que actualmente hay 2 BVF y 1 BVV y en la situación mejorada es al revés.

Los siguientes gráficos, reflejan la repercusión de la mejora de manera visual, comparando ambos escenarios:

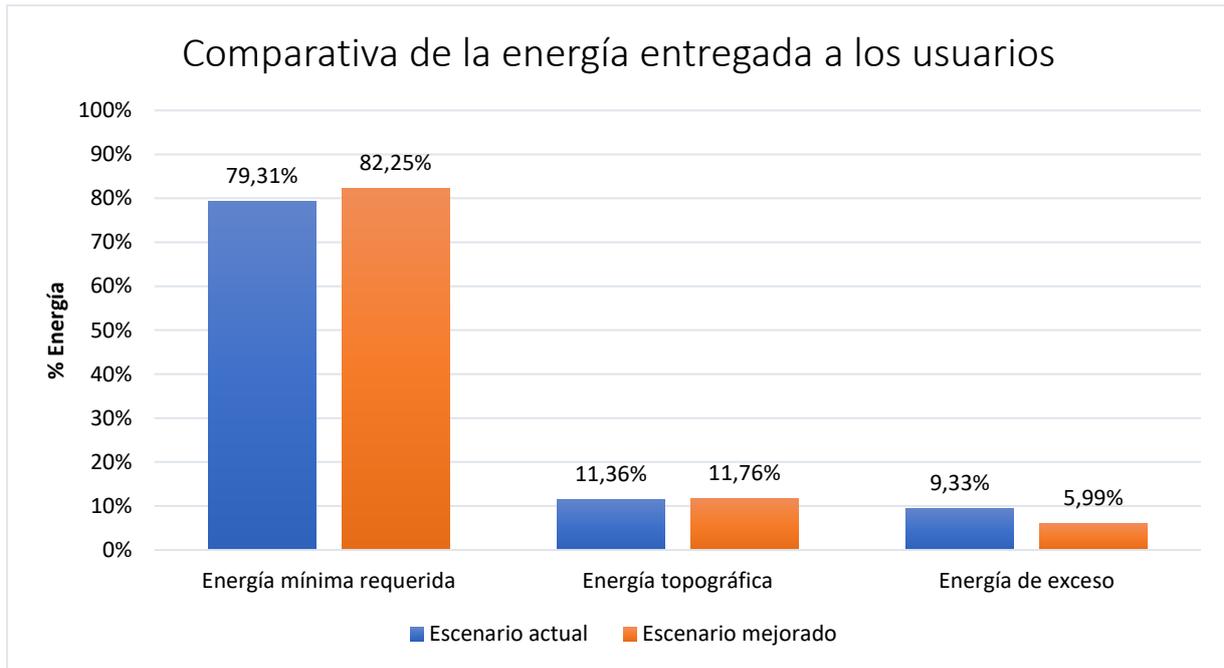


Figura 43. Comparativa de la energía entregada al usuario entre ambos escenarios.

Estos porcentajes están referidos al total de energía entregada a los usuarios, es decir, sobre el 100% de ésta.

El siguiente gráfico muestra la comparación de las pérdidas de energía, incluidas en la energía total consumida, para cada escenario. En este caso como el total de energía en cada situación es diferente, se han expresado los resultados en valores absolutos para poder comparar correctamente:

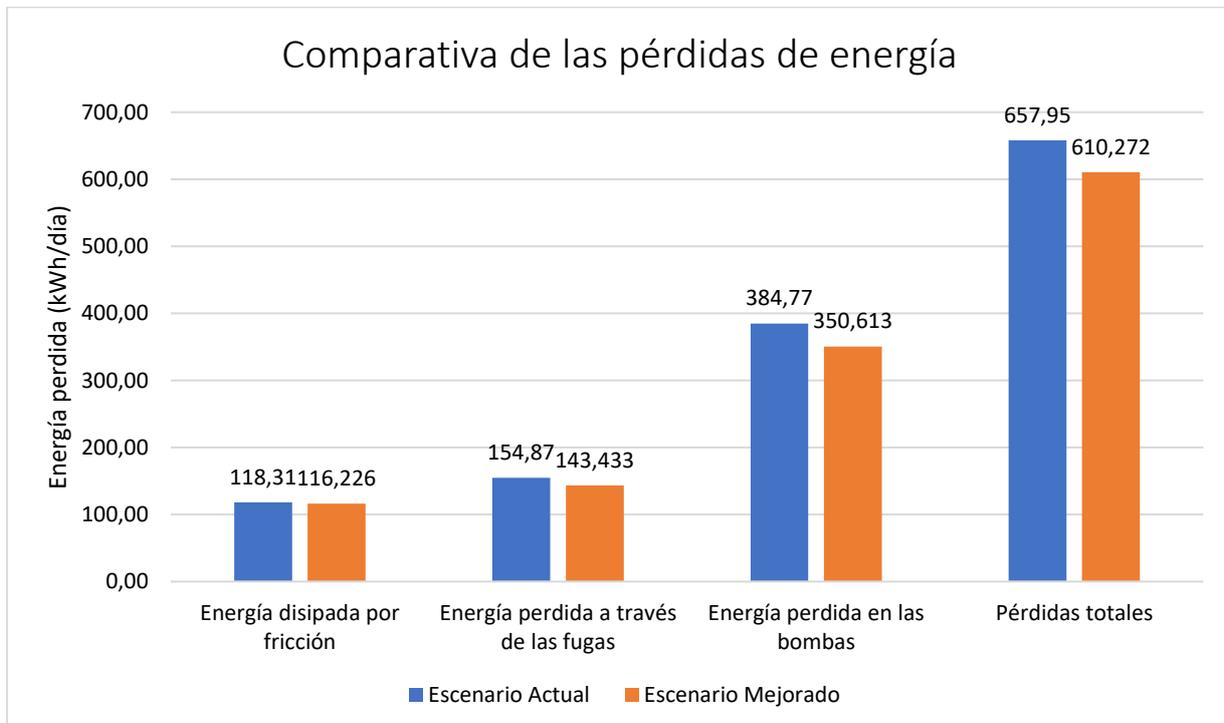


Figura 44. Comparativa de las pérdidas de energía entre ambos escenarios.

Se ha añadido una última columna donde se indica el porcentaje total de energía consumida debida a pérdidas. En la situación mejorada se constata que para una menor cantidad de energía consumida, el porcentaje de ésta referente a pérdidas es menor que para la situación actual.

La siguiente tabla compara los distintos indicadores que proporciona ITAenergy para ambos escenarios:

Indicadores del sistema		Escenario actual	Escenario mejorado
Contexto	Procedencia de la energía	0,051	0,053
	Exigencia energética de la red	1,05	1,05
Gestión	Exceso de energía suministrada	2,208	2,094
	Eficiencia de la red	0,571	0,581
	Energía de fricción	0,077	0,08
	Energía asociada a las fugas	0,129	0,127
	Suficiencia en el cumplimiento de estándares	1,261	1,216
	Energía adicional de bombeo generada por fugas	1,084	1,08
Diagnóstico	Energía suministrada ideal (kWh)	812,858	812,140
	Energía mínima requerida por los usuarios (kWh)	694,945	694,945
	Energía topográfica ideal (kWh)	117,913	117,195
	Energía de exceso ideal (kWh)	0	0,000
	Energía suministrada real (kWh)	1.534,286	1.455,259
	Rendimiento ideal	85%	86%
	Rendimiento real	45%	48%

Tabla 27. Comparativa de indicadores para ambos escenarios.

Se aprecia el incremento del indicador eficiencia de la red, que se consolida con un aumento del rendimiento real del sistema.

Por último, se presenta de forma breve como sería la repercusión económica de esta mejora, teniendo en cuenta que, para poder expresar el ahorro en términos anuales, se ha extendido el ahorro energético diario para todo el horizonte del estudio (286 días).

Análisis económico mejora 1	
Ahorro energético diario (kWh/día)	79,03
Ahorro anual (kWh/año)	22.601,722
Precio medio electricidad	0,107 €/kWh
Ahorro anual (€/año)	2.418,38
Inversión (€)	4.500
Tiempo de retorno (años)	1,86

Tabla 28. Análisis económico mejora 1

El hecho de reflejar el ahorro en todo el horizonte sirve para hacerse una idea de cómo sería la repercusión económica de esta mejora. Por otro lado, con respecto al precio medio de la electricidad, para simplificar se ha empleado el precio de la factura eléctrica en periodo valle (P6), en este caso de 0,0538 €/kWh, y para tener en cuenta el término de potencia, el IVA y otros cargos, se ha multiplicado

dicho precio por 2. En cuanto a la inversión, se ha consultado precios de variadores de frecuencia para bombas de 90 kW y se ha detectado que los más baratos tienen un coste en torno a los 4.500 €.

Dicho esto, el tiempo de retorno no resulta muy elevado, debido en parte a que el ahorro es bastante elevado porque se ha simplificado bastante el estudio. Habría que estudiar más en profundidad la viabilidad de mejora, pero realmente la eficiencia final del sistema continúa siendo insuficiente como para considerar un estudio profundo de este escenario, por lo que se pretende plantear otras alternativas.

7.2. Escenario 2: Disminución de las pérdidas por fricción en tuberías

La segunda acción de mejora se centrará en crear un escenario en el que la energía por fricción en las tuberías disminuya considerablemente. No se trata de una pérdida energética demasiado elevada, pero si interesa estudiarla para observar en qué medida mejora el sistema. Para ello, al igual que en el escenario anterior, se va a comprobar para el periodo crítico, qué tuberías presentan las pérdidas por fricción más importantes del sistema, y se actuará sobre ellas incrementando su diámetro. El incremento del diámetro supondrá una modificación del punto de funcionamiento de la estación de bombeo, por lo que habrá que reajustar el sistema y observar los resultados en el nuevo escenario.

Para comenzar, se ha decidido estudiar las pérdidas por fricción de las tuberías de la red, ya que generalmente el cambio de tuberías supone una inversión económica importante, por lo que en el caso de la red en estudio se ha decidido que el número máximo de tuberías a modificar es de 3. Atendiendo a factores como la pérdida unitaria (m/km), el caudal y la longitud de la tubería, se ha decidido realizar el aumento del diámetro de las siguientes tuberías:

- La tubería a la que impulsan las bombas tiene un diámetro de 500 mm y es por la que circula el mayor caudal de la instalación, además presenta una longitud importante por lo que se ha decidido incrementar el diámetro a 600mm.
- Se ha estudiado en que tramos se ha hecho una reducción de diámetro innecesaria, y se ha decidido mantener el diámetro de la tubería anterior. Hay dos tuberías donde, tanto las pérdidas unitarias, como el caudal y la longitud son factores elevados respecto al resto. Por lo que en una de ellas se ha pasado de un diámetro de 400 mm a 500mm y en la otra de 250mm a 315mm.

Modificando los diámetros correspondientes y reajustando la configuración de la estación de bombeo para cumplir los requerimientos de presión mínima, se obtienen los siguientes resultados en cuanto a las auditorías hídricas y energéticas:

Balance Hídrico	Diario	Periodo
Escenario actual		
Volumen inyectado total (m3)	9.527,84	238.196,03
Volumen consumido (m3)	8.098,74	202.468,43
Volumen fugado (m3)	1.429,11	35.727,70
Indicadores	Rendimiento volumétrico (%)	85%
	Fugas por unidad de longitud (m3/km·h)	4,1
Escenario mejorado		
Volumen inyectado total (m3)	9.474,66	236.765,23
Volumen consumido (m3)	8.098,74	202.468,43
Volumen fugado (m3)	1.375,93	34.297,88
Indicadores	Rendimiento volumétrico (%)	85,48%
	Fugas por unidad de longitud (m3/km·h)	3,944

Tabla 29. Comparativa del balance hídrico para ambos escenarios.

Igual que ocurrió en la mejora anterior, se observa una ligera disminución del volumen fugado, reflejado directamente en los indicadores de rendimiento volumétrico y las fugas por unidad de longitud.

Por otro lado, atendiendo a la auditoría energética, hay una pequeña disminución de la energía total aportada, en este caso la disminución no es tan grande como en el primer escenario, pero aun así supone una mejora con respecto a la situación actual:

Auditoria Energética	Escenario actual		Escenario mejorado	
	kWh/día	%	kWh/día	%
Energía total aportada	1.534,29		1.490,32	
Energía aportada por las bombas	1.456,40	94,92%	1.412,87	94,80%
Energía de la bomba BVF_1	851,8	58,49%	865,023	61,22%
Energía de la bomba BVF_2	0	0	0	0
Energía de la bomba BVV	604,6	41,51%	547,842	38,78%
Energía natural	77,89	5,08%	77,455	5,20%
Energía total consumida	1.534,24		1.490,18	
Energía entregada a los usuarios	876,29	57,12%	847,115	56,85%
Energía mínima requerida	694,95	79,31%	694,945	82,04%
Energía topográfica	99,55	11,36%	99,388	11,73%
Energía de exceso	81,79	9,33%	52,883	6,24%
Energía disipada por fricción	118,31	7,71%	108,452	7,28%
Energía perdida a través de las fugas	154,87	10,09%	144,235	9,68%
Energía perdida en las bombas	384,77	25,08%	390,381	26,20%
Energía perdida en la bomba BVF_1	245,91	63,91%	266,945	68,38%
Energía perdida en la bomba BVF_2	0	0%	0	0%
Energía perdida en la bomba BVV	138,86	36,09%	123,435	31,62%

Tabla 30. Comparación de la auditoría energética para ambos escenarios.

En cuanto a la energía consumida, se observa una ligera disminución de valores absolutos de la energía disipada por fricción y por fugas, pero en caso contrario se observa como las pérdidas en las bombas han aumentado ligeramente. Es más, el valor porcentual de la energía entregada ha disminuido, como consecuencia de que estas pérdidas han aumentado. Este hecho concluye en que el intento por mejorar las pérdidas por fricción ha dado como resultado una disminución de la eficiencia en la estación de bombeo, reflejado en un aumento en sus pérdidas.

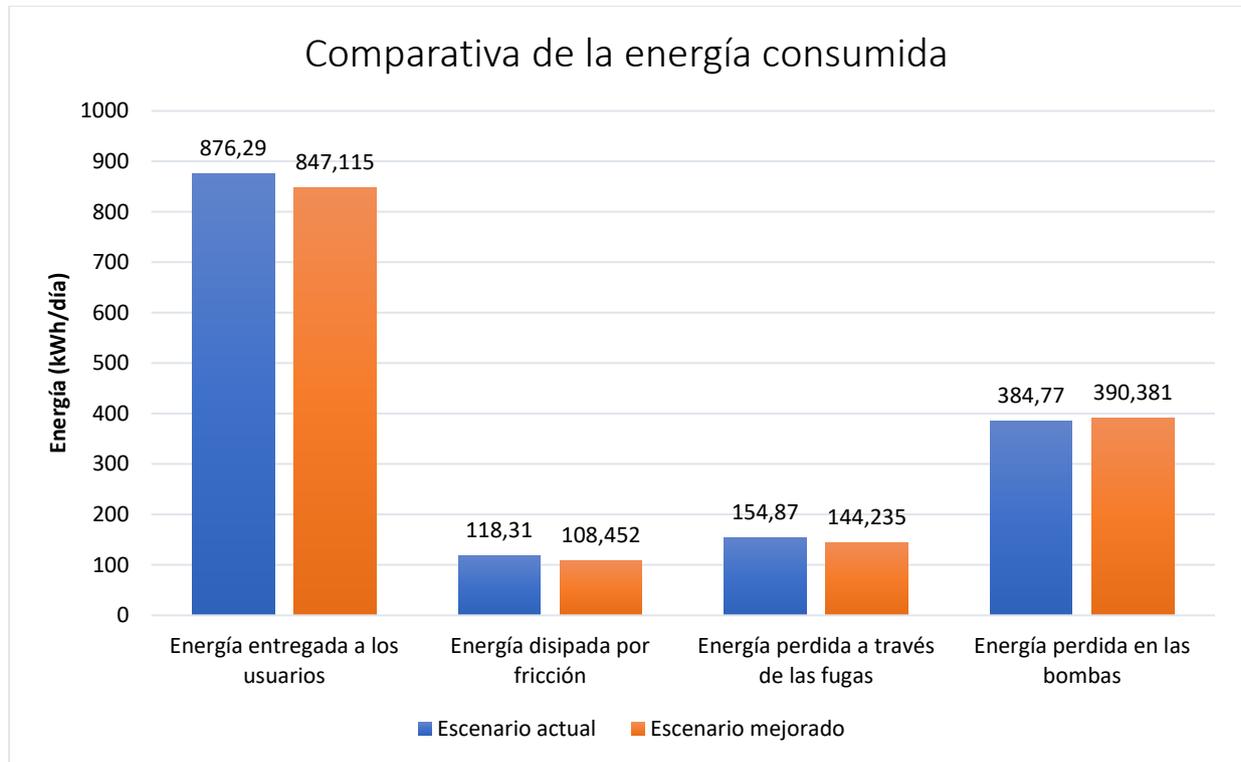


Figura 45. Comparativa de la energía consumida para ambos escenarios.

Se observa una disminución en la energía consumida en valores globales, pero en el escenario actual las pérdidas suponen un 42,88% de la energía consumida, mientras que en el escenario mejorado éstas aumentan hasta el 43,15%.

Para acabar de comprender el sistema, comparando los distintos indicadores proporcionados por el software para cada escenario, se observa lo siguiente:

Indicadores del sistema		Escenario actual	Escenario mejorado
Contexto	Procedencia de la energía	0,051	0,052
	Exigencia energética de la red	1,05	1,05
Gestión	Exceso de energía suministrada	2,208	2,145
	Eficiencia de la red	0,571	0,568
	Energía de fricción	0,077	0,073
	Energía asociada a las fugas	0,129	0,123
	Suficiencia en el cumplimiento de estándares	1,261	1,22
	Energía adicional de bombeo generada por fugas	1,084	1,082

Diagnóstico	Energía suministrada ideal	812,858 kWh	812,200 kWh
	Energía mínima requerida por los usuarios	694,945 kWh	694,945 kWh
	Energía topográfica ideal	117,913 kWh	117,255 kWh
	Energía de exceso ideal	0,000 kWh	0,000 kWh
	Energía suministrada real	1.534,286 kWh	1.490,321 kWh
	Rendimiento ideal	0,85	0,86
	Rendimiento real	0,45	0,47

Tabla 31. Comparativa de los indicadores para ambos escenarios.

El claro indicador de la insuficiencia de esta mejora es que, a pesar de que la energía por fricción ha mejorado, el indicador correspondiente a la eficiencia de la red ha disminuido, y aunque la disminución es muy ligera, se considera inasumible, por lo que habrá que plantear otro tipo de escenario que suponga una mejora clara de la eficiencia de la red.

Por último, se plante analizar brevemente la viabilidad económica que supone este escenario. Al igual que se realizó con la mejora 1, en la siguiente tabla se detalla el análisis económico que compara ambos escenarios.

Análisis económico mejora 2	
Ahorro energético diario (kWh/día)	43,97
Ahorro anual (kWh/año)	12.619,1
Precio medio electricidad	0,107 €/kWh
Ahorro anual (€/año)	1.350,2
Longitud total (m)	231,44
€/m	60
Coste tuberías (€)	13.886,4
Factor de seguridad (instalación)	1,5
Inversión final (€)	20.829,6
Tiempo de retorno	15,4

Tabla 32. Análisis económico mejora 2.

El ahorro diario se ha extrapolado para el resto del horizonte temporal, teniendo en cuenta que es un estudio muy simplificado. Lo mismo ocurre con el precio medio de la electricidad tal como se explicó en el escenario anterior. Por otro lado, se ha estimado un precio medio de tubería de 60 €/m lineal, y un factor de seguridad de 1,5 por el levantamiento de tierras y las correspondientes obras.

La inversión de este tipo de escenarios suele ser alta, por lo que el ahorro debe ser notable para que sea rentable. Teniendo en cuenta que el ahorro obtenido se ha calculado al alza y que el tiempo de retorno es más elevado que en primer escenario, resulta imprescindible el planteamiento de un tercer escenario que implique una mejora sustancial de la eficiencia energética de la red.

7.3. Escenario 3: Sectorización de la red

Se va a plantear un tercer escenario en el que se persigue una mejora energéticamente más rentable que en los dos escenarios planteados. Esta mejora consiste en una sectorización de la red. La idea es que la red quede dividida en diferentes sectores, definidos según la cota de los hidrantes que los conforman, de manera que aprovechando las 3 bombas disponibles en la estación de bombeo, se va a reducir la presión de la red, ya que, si cada sector contiene hidrantes de cotas parecidas, la presión en cada sector va a ser muy parecida, reduciendo excesos y energía topográfica. Además, se plantea la incorporación de dos variadores de frecuencia a las dos bombas de velocidad fija, para poder ajustar la velocidad de giro y así funcionar en puntos de funcionamiento más eficientes. Ya se observó en el escenario 1 que la eficiencia mejoraba.

Se han planteado los siguientes sectores, de acuerdo a la cota de los hidrantes que los componen y teniendo en cuenta la ubicación de cada hidrante en la red, es decir, no es lógico que dos hidrantes situados en puntos opuestos de la red pertenezcan al mismo sector, aun teniendo la misma cota. Con esta idea, teniendo en cuenta que actualmente hay 3 bombas en la estación de bombeo, se ha decidido dividir la red en 3 sectores, tal como muestra la siguiente figura:

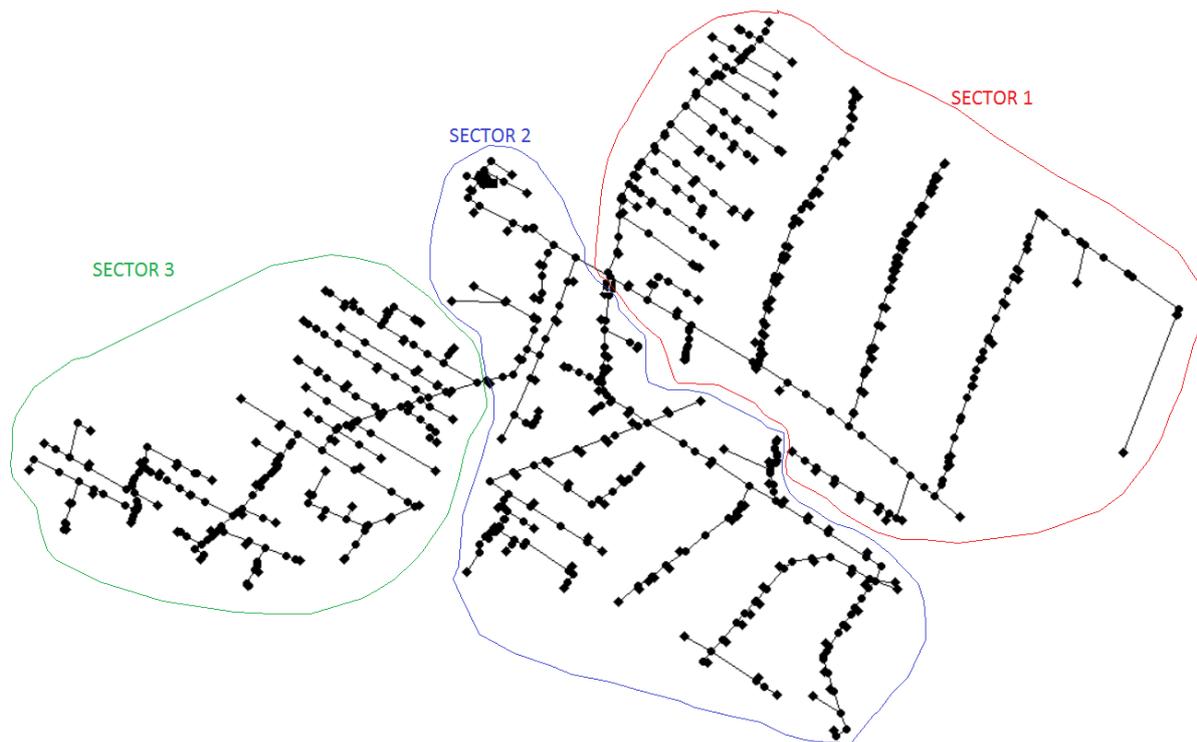


Figura 46. Sectores de la red.

Dicho esto, hay varias opciones para sectorizar la red. Una de ellas, dada la disposición actual, es la colocación de válvulas de regulación, de manera que se pueda aislar un sector de otro, funcionando las tres bombas de la estación de bombeo en paralelo para satisfacer la demanda de los puntos de consumo. Por otro lado, también resulta interesante la idea de que, ya que hay 3 bombas y 3 sectores, cada bomba alimente un sector por separado, ello llevaría a desacoplar la estación de bombeo e incorporar algunas tuberías para poder impulsar con cada bomba directamente a cada sector. Como a

priori no se sabe que opción resulta más eficaz, habrá que detenerse en estudiar cada una de ellas y ver si energéticamente resulta eficiente la mejora. Como ya se ha hecho en repetidas ocasiones a lo largo del proyecto, se va a plantear cada opción en el periodo más representativo del estudio, el periodo 5.

7.3.1. Opción 1: Sectorización con válvulas

En cuanto a esta primera opción, hay que tener en cuenta que en el caso del periodo 5, actualmente se bombea durante 10 horas, funcionando incluso en horas donde la energía es más cara. La idea es que, al ser un periodo crítico, el número de horas de funcionamiento no supere las 8 horas, y así en el resto de periodos tampoco lo harán. Para ello, teniendo en cuenta que no se va a tocar la configuración de la estación de bombeo, y que las tres bombas impulsan a la vez, la única posibilidad es bombear las cuatro primeras horas al sector bajo y al intermedio (sectores 1 y 2), y las otras cuatro horas restantes, al intermedio y al alto (sectores 2 y 3). De esta manera, los resultados obtenidos tras las simulaciones son los que se detallan a continuación:

Balance Hídrico		Actual	Mejorado
Volumen inyectado total (m³/día)		9.527,84	8.990,70
Volumen consumido (m³/día)		8.098,74	8.098,82
Volumen fugado (m³/día)		1.429,11	891,96
indicadores	Rendimiento volumétrico (%)	85%	90%
	Fugas por unidad de longitud (m ³ /km·h)	4,1	3,227

Figura 47. Resultados de la auditoría hídrica de la opción 1 del escenario 3.

Observando los resultados en términos hídricos, ha habido un descenso en las fugas, dado que la presión en la red ha disminuido porque las bombas se ajustan mejor a los requerimientos de la red y las presiones son más bajas, tal como se observa en los indicadores.

Atendiendo a la auditoría energética se observa lo siguiente (en el escenario actual hay dos bombas de velocidad fija y una variable y que en el escenario mejorado las tres bombas son de velocidad variable, por lo que no se va a desglosar la energía de cada bomba):

Auditoría Energética	Actual		Mejorado	
	kWh/día	%	kWh/día	%
Energía total aportada	1.534,29		1.795,10	
Energía aportada por las bombas	1.456,40	94,9%	1.721,60	95,9%
Energía natural	77,89	5,1%	73,499	4,1%
Energía total consumida	1.534,24		1.795,03	
Energía entregada a los usuarios	876,29	57,1%	959,882	53,5%
Energía mínima requerida	694,95	79,3%	694,95	72,4%
Energía topográfica	99,55	11,4%	92,038	9,6%
Energía de exceso	81,79	9,3%	174,287	18,2%
Energía disipada por fricción	118,31	7,7%	322,828	18,0%
Energía perdida a través de las fugas	154,87	10,1%	114,692	6,4%
Energía perdida en las bombas	384,77	25,1%	397,631	22,2%

Figura 48. Resultados de la auditoría energética de la opción 1 de la mejora 3

Se observa como energéticamente esta opción no resulta viable, ya que las bombas consumen más energía que en la situación actual, por lo que automáticamente no se va a profundizar más en esta opción.

7.3.2. Opción 2: Sectorización desacoplando la estación de bombeo

La segunda opción consiste en desacoplar la estación de bombeo y satisfacer las necesidades de cada sector por separado. Se ha optado por emplear 2 de las bombas disponibles para distribuir conjuntamente en paralelo a los sectores 1 y 2. Por otro lado, se va a desacoplar la tercera bomba e incluir una tubería que impulse el agua directamente al sector 3, donde se sitúan los hidrantes más elevados de la red.

Se ha decidido actuar de esta manera pensando en la gran inversión que supondría el desacople de las tres bombas, debido a que sería necesaria la incorporación de una segunda tubería. Además, los sectores 1 y 2 presentan hidrantes con cotas muy similares, que varían desde los 0 a los 3 metros, por lo que impulsar con dos de las bombas a estos puntos resulta coherente.

Por ello, se debe añadir una tubería para alimentar el sector 3 de la red, tal como muestra la siguiente figura:

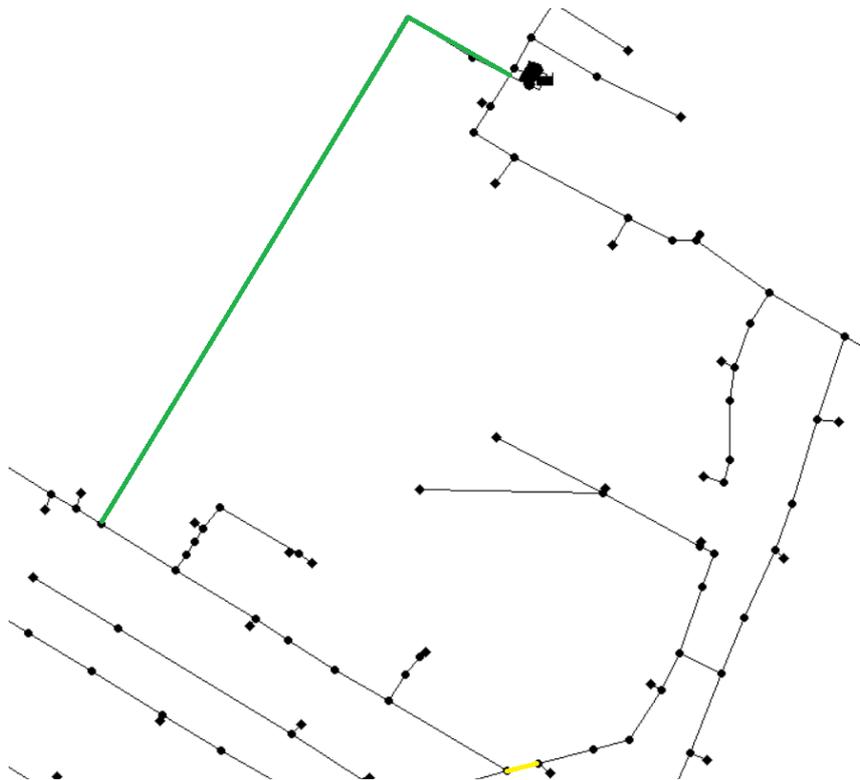


Figura 49. Sectorización de la opción 2 de la mejora 3.

En color verde queda representada la tubería a incluir en el sistema. Se trata de una tubería de PVC de 315 mm de diámetro y 600 m de longitud. Por otro lado, en amarillo se representa una tubería existente que habrá que cerrar con una válvula de corte para separar el sector 2 del 3.

Ajustando la velocidad de giro de los variadores de frecuencia de las bombas según los requerimientos de la red y realizando las simulaciones correspondientes con Epanet, se tienen los siguientes resultados:

Balance Hídrico		Actual	Mejorado
Volumen inyectado total (m³)		9.527,84	9.089,27
Volumen consumido (m³)		8.098,74	8.098,93
Volumen fugado (m³)		1.429,11	990,31
indicadores	Rendimiento volumétrico (%)	85%	89%
	Fugas por unidad de longitud (m ³ /km·h)	4,1	3,485

Tabla 33. Resultados de la auditoría hídrica de la opción 2 de la mejora 3.

Se observa que, al igual que ocurrió en la primera opción, ha habido una reducción del volumen inyectado, ya que el volumen fugado ha disminuido y ello se refleja también en los indicadores mostrados en la tabla.

Por otro lado, en cuanto a la auditoría energética, esta opción si supone una mejora sustancial de la eficiencia energética de la red, y así lo muestra la siguiente tabla:

Auditoría Energética	Actual		Mejorado	
	kWh/día	%	kWh/día	%
Energía total aportada	1.534,29		1.252,92	
Energía aportada por las bombas	1.456,40	94,9%	1.178,62	94,1%
Energía natural	77,89	5,1%	74,305	5,9%
Energía total consumida	1.534,24		1.252,91	
Energía entregada a los usuarios	876,29	57,1%	777,338	62,0%
Energía mínima requerida	694,95	79,3%	694,966	89,4%
Energía topográfica	99,55	11,4%	66,305	8,5%
Energía de exceso	81,79	9,3%	16,026	2,1%
Energía disipada por fricción	118,31	7,7%	128,577	10,3%
Energía perdida a través de las fugas	154,87	10,1%	94,789	7,6%
Energía perdida en las bombas	384,77	25,1%	252,208	20,1%

Tabla 34. Resultados de la auditoría energética de la opción 2 de la mejora 3.

Lo primero que se observa es una reducción considerable de la energía total aportada y obviamente de la consumida. Ello se refleja en una disminución tanto de la energía topográfica como la de exceso, justamente lo que se intentaba conseguir con esta mejora. Con ello, se optimiza el término de energía mínima requerida, ya que supone un mayor porcentaje de la energía entregada a los usuarios.

Por otro lado, en cuanto a la energía perdida, se observa una disminución en la energía perdida por fugas y la perdida en bombas, mientras que la inclusión de la nueva tubería ha hecho que la energía disipada por fricción aumente ligeramente. Resulta evidente que un diámetro mayor de dicha tubería mejoraría este término, pero sería inadmisiblemente económico. Cabe destacar que actualmente las pérdidas suponen un 42,9 % del total de la energía consumida, mientras que con la mejora las pérdidas se reducirían hasta un 38 %, teniendo en cuenta que la energía total consumida ha disminuido. El hecho de que haya menores pérdidas en la estación de bombeo, indica que cada bomba trabaja en un

mejor punto de funcionamiento, lo que justifica que se hayan acoplado dos variadores de frecuencia a las dos bombas de velocidad fija.

Para visualizar mejor la repercusión de esta mejora, se procede a exponer los resultados gráficamente:

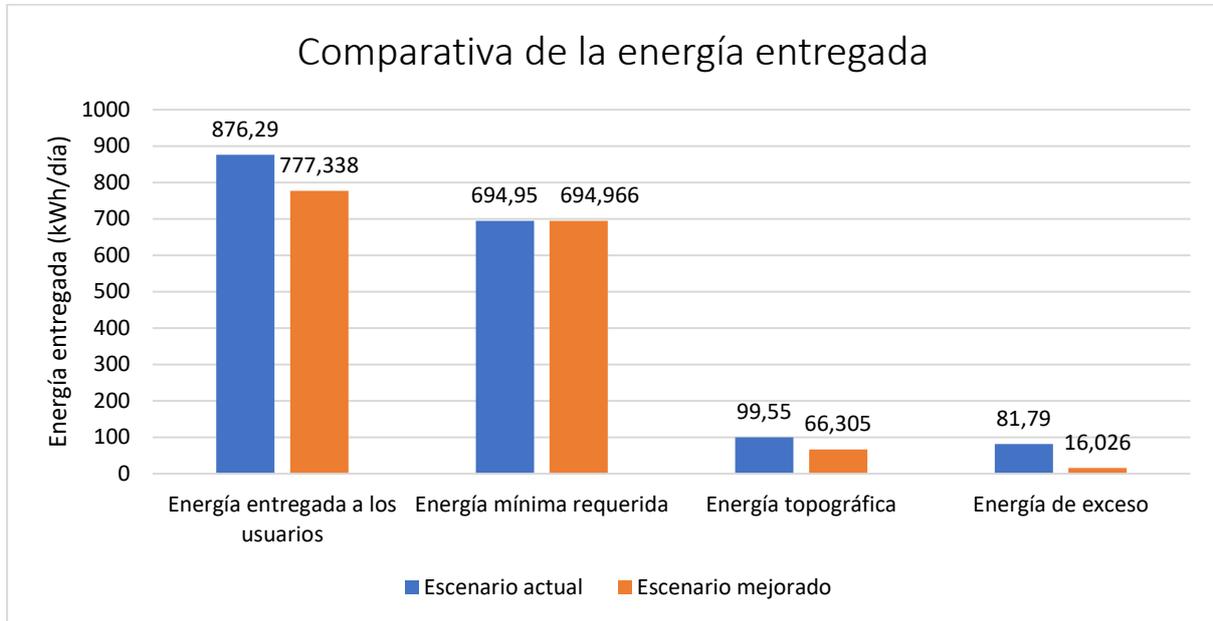


Figura 50. Comparativa de la energía entregada de la opción 2 de la mejora 3.

Se detecta fácilmente que para la misma energía mínima requerida hay una menor energía entregada, ya que se ha conseguido reducir la energía topográfica y la de exceso. Por otro lado, comparando la energía perdida, se observa lo siguiente:

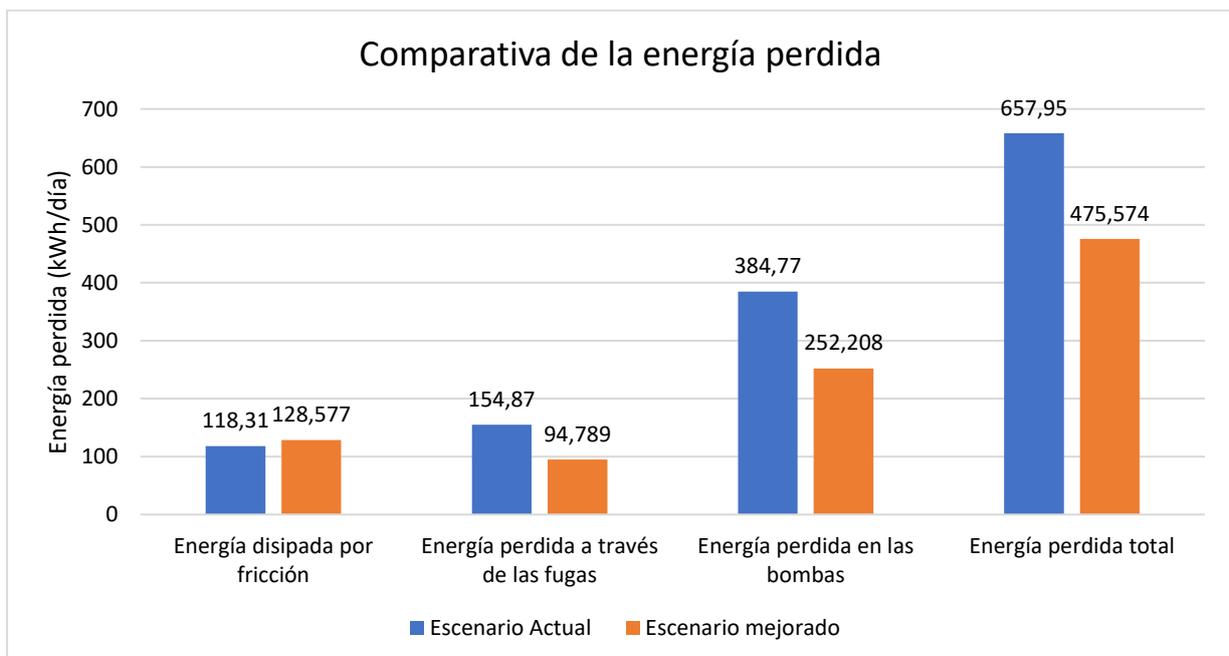


Figura 51. Comparativa de la energía perdida de la opción 2 de la mejora 3.

En este caso, existe una clara diferencia entre la energía perdida en fugas y en las bombas, mientras que la fricción repercute negativamente en la mejora. Aun así, el resultado global muestra una diferencia en la energía perdida total de 132,38 kWh/día, que a lo largo del año puede convertirse en un gran ahorro energético.

Finalmente, en la siguiente tabla se refleja la comparación de los indicadores, con respecto al escenario actual y el mejorado:

Indicadores del sistema		Escenario actual	Escenario mejorado
Contexto	Procedencia de la energía	0,051	0,059
	Exigencia energética de la red	1,05	1,05
Gestión	Exceso de energía suministrada	2,208	1,803
	Eficiencia de la red	0,571	0,62
	Energía de fricción	0,077	0,103
	Energía asociada a las fugas	0,129	0,104
	Suficiencia en el cumplimiento de estándares	1,261	1,119
	Energía adicional de bombeo generada por fugas	1,084	1,067
Diagnóstico	Energía suministrada ideal	812,858 kWh	807,094 kWh
	Energía mínima requerida por los usuarios	694,945 kWh	694,966 kWh
	Energía topográfica ideal	117,913 kWh	112,129 kWh
	Energía de exceso ideal	0,000 kWh	0,000 kWh
	Energía suministrada real	1.534,286 kWh	1.252,922 kWh
	Rendimiento ideal	0,85	0,85
	Rendimiento real	0,45	0,55

Tabla 35. Comparativa de indicadores para la mejora 3.

El indicador correspondiente a la eficiencia de la red constata la positiva repercusión de esta mejora. Se producen mejoras sustanciales, excepto en la energía de fricción por las razones comentadas anteriormente. Además, observando el rendimiento real del sistema mejorado se observa una mejora del 12% con respecto al escenario actual.

La siguiente tabla refleja una comparativa de los indicadores para los tres escenarios estudiados, donde se observa como el tercero, mejora cualquiera de los otros:

Indicadores del sistema		E. 1	E. 2	E. 3
Contexto	Procedencia de la energía	0,053	0,052	0,059
	Exigencia energética de la red	1,05	1,05	1,05
Gestión	Exceso de energía suministrada	2,094	2,145	1,803
	Eficiencia de la red	0,581	0,568	0,62
	Energía de fricción	0,08	0,073	0,103
	Energía asociada a las fugas	0,127	0,123	0,104
	Suficiencia en el cumplimiento de estándares	1,216	1,22	1,119
	Energía adicional de bombeo generada por fugas	1,08	1,082	1,067

Diagnóstico	Energía suministrada ideal (kWh/día)	812,14	812,200	807,094
	Energía mínima requerida por los usuarios (kWh/día)	694,945	694,945	694,966
	Energía topográfica ideal (kWh/día)	117,195	117,255	112,129
	Energía de exceso ideal (kWh/día)	0	0	0
	Energía suministrada real (kWh/día)	1455,259	1.490,321	1.252,922
	Rendimiento ideal	85%	85%	85%
	Rendimiento real	48%	47%	55%

Tabla 36. Comparativa de los indicadores en los 3 escenarios.

Definitivamente, se considera esta tercera mejora como la más eficiente energéticamente de las tres estudiadas y se va a comprobar en cada uno de los periodos su repercusión. Posteriormente se realizará un estudio de viabilidad económica para valorar si resultaría rentable su implantación.

Ajustando las condiciones de la red a cada periodo, con la mejora implantada se ha logrado reducir las horas de funcionamiento de la estación de bombeo de la siguiente manera:

Periodo	Días periodo	Escenario Actual	Escenario mejorado
		Horas Riego/día	Horas Riego/día
1	51	4	2
2	54	4	3
3	54	6	4
4	31	8	6
5	25	10	8
6	51	8	6
7	20	4	3

Tabla 37. Horas de riego diarias en el escenario mejorado.

Únicamente se alcanzan las 8 horas de riego en el periodo crítico, mientras que para el resto de periodos se ha conseguido reducir el tiempo de funcionamiento de la estación de bombeo, lo que se traduce en menor tiempo en el que se está consumiendo energía eléctrica. La siguiente tabla resume la auditoría energética de todos los periodos en estudio:

Auditoría Energética	P1		P2		P3		P4		P5		P6		P7	
	kWh/día	%	kWh/día	%	kWh/día	%	kWh/día	%	kWh/día	%	kWh/día	%	kWh/día	%
Energía total aportada	308,038		599,213		835,918		1.222,76		1.252,92		1.239,84		582,056	
Aportada por bombas	308,038	94,08%	566,849	94,60%	791,459	94,68%	1.156,93	94,62%	1.178,62	94,07%	1.173,88	94,68%	550,179	94,52%
Energía de la bomba BVV_2	289,789	34,32%	188,419	33,24%	270,955	34,23%	391,589	33,85%	398,965	33,85%	404,832	34,49%	185,07	33,64%
Energía de la bomba BVV_1	99,453	35,07%	192,309	33,93%	276,449	34,93%	396,383	34,26%	407,724	34,59%	404,832	34,49%	185,07	33,64%
Energía de la bomba BVV_3	88,7	30,61%	186,12	32,83%	244,055	30,84%	368,954	31,89%	371,929	31,56%	364,216	31,03%	180,038	32,72%
Natural	18,25	5,92%	32,365	5,40%	44,459	5,32%	65,83	5,38%	74,31	5,93%	65,96	5,32%	31,877	5,48%
Energía total consumida	308,034		599,214		835,903		1.222,72		1.252,91		1.239,80		582,054	
Entregada a los usuarios	190,952	61,99%	354,478	59,16%	485,449	58,07%	715,242	58,50%	777,338	62,04%	726,368	58,59%	345,727	59,40%
Energía mínima requerida	170,072	89,07%	307,143	86,65%	422,814	87,10%	625,881	87,51%	694,966	89,40%	626,257	86,22%	302,204	87,41%
Energía topográfica	16,885	8,84%	33,523	9,46%	45,22	9,31%	66,249	9,26%	66,305	8,53%	72,418	9,97%	32,162	9,30%
Energía de exceso	3,999	2,09%	13,811	3,90%	17,416	3,59%	23,117	3,23%	16,026	2,06%	27,698	3,81%	11,358	3,29%
Disipada por fricción	31,267	10,15%	74,944	12,51%	109,291	13,07%	158,852	12,99%	128,577	10,26%	158,475	12,78%	72,504	12,46%
Perdida en fugas	24,029	7,80%	38,173	6,37%	50,33	6,02%	74,707	6,11%	94,789	7,57%	77,287	6,23%	37,459	6,44%
Perdida en las bombas	61,786	20,06%	131,619	21,97%	190,832	22,83%	273,922	22,40%	252,208	20,13%	277,671	22,40%	126,365	21,71%
Perdida en la bomba BVV_2	21,64	35,02%	46,176	35,08%	69,521	36,43%	98,365	35,91%	87,714	34,78%	102,126	36,78%	45,07	35,67%
Perdida en la bomba BVV_1	22,453	36,34%	47,956	36,44%	72,185	37,83%	100,619	36,73%	91,054	36,10%	102,126	36,78%	45,07	35,67%
Perdida en la bomba BVV_3	17,693	28,64%	37,488	28,48%	49,125	25,74%	74,938	27,36%	73,44	29,12%	73,419	26,44%	36,225	28,67%

Tabla 38. Resultados de la auditoría energética de la opción 2 de la mejora 3 para todos los periodos.

Comparando esta tabla con *tabla 18* la del apartado 6.2.2 donde se muestra la auditoría energética de la red actual, cabe comentar que en todos los periodos se ha conseguido reducir la energía entregada. Además, la energía perdida también se ha visto notablemente reducida. Las siguientes gráficas comparan el escenario actual con el mejorado:

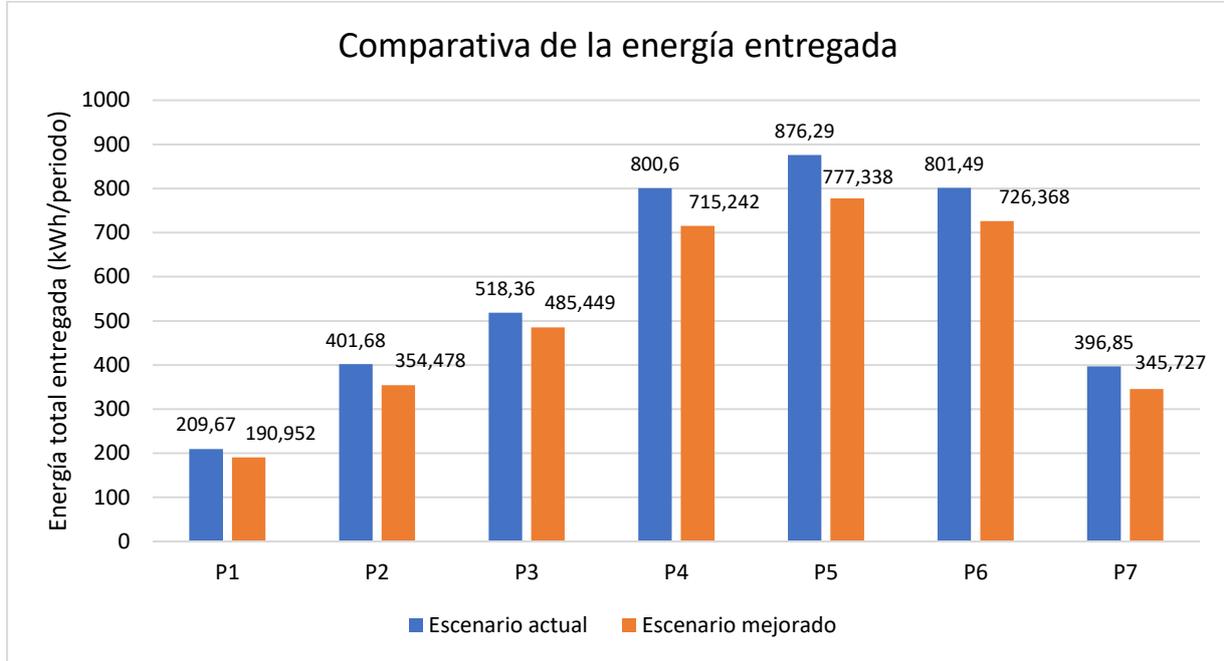


Figura 52. Comparativa de la energía entregada para todos los periodos.

Es comprensible que si ha disminuido la energía entregada, es porque tanto la energía topográfica como la de exceso han disminuido, ya que la energía mínima requerida para los usuarios se mantiene constante en ambos escenarios.

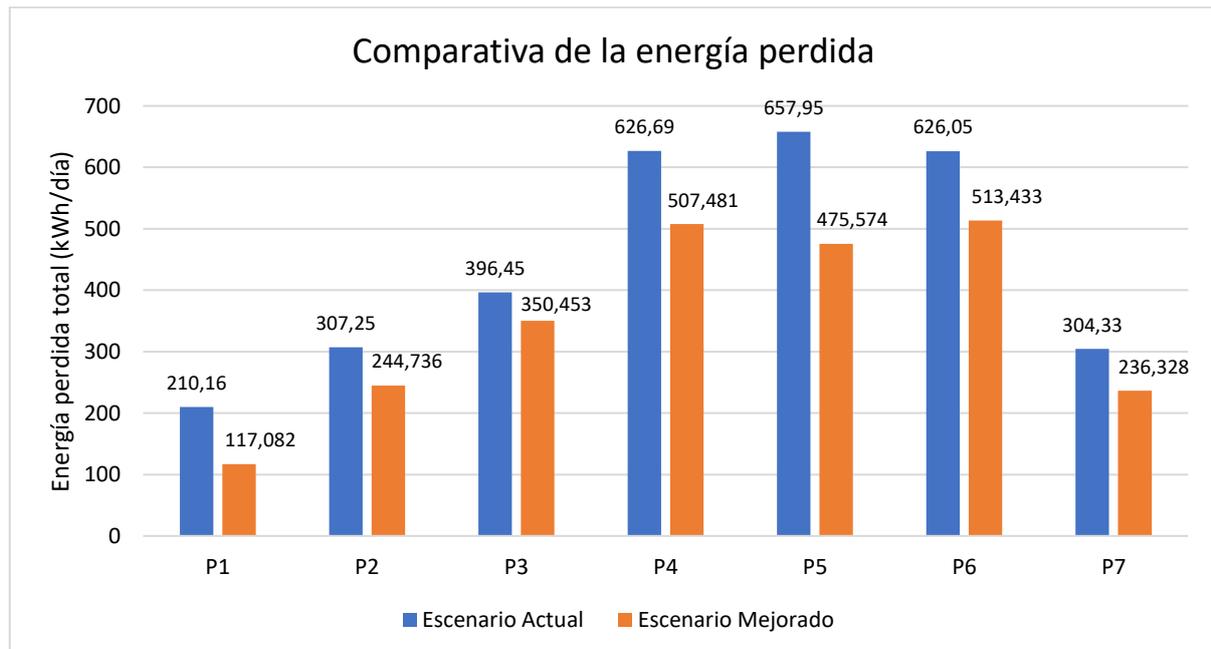


Figura 53. Comparativa de la energía perdida para todos los periodos.

Del mismo modo, las pérdidas de energía pertenecientes a la energía consumida se han visto también disminuidas, destacando que en algunos casos, la energía perdida en la estación de bombeo, pérdida que mayor reducción ha sufrido, se ha visto disminuida a la mitad. En términos globales, si se multiplica la resta de estos valores diarios por el número de días de su periodo correspondiente, se obtiene un ahorro de 25.965 kWh/año en pérdidas energéticas.

Tal como estaba previsto, la reducción de la energía consumida se ha dado en todos y cada uno de los periodos, y así lo demuestra la tabla siguiente, donde se compara la energía consumida en el total de cada periodo del escenario actual y el mejorado, mostrando una última columna donde se muestra el ahorro energético entre ambos escenarios.

Energía consumida (kWh/periodo)	Actual	Mejora	Ahorro
P1	21.411,64	15.709,94	5.701,70
P2	38.283,30	32.357,50	5.925,80
P3	49.398,66	45.139,57	4.259,09
P4	44.247,85	37.905,56	6.342,29
P5	38.357,25	31.323,00	7.034,25
P6	72.804,03	63.231,84	9.572,19
P7	14.024,00	11.641,12	2.382,88
TOTAL	278.526,73	237.308,53	41.218,19

Tabla 39. Ahorro energético obtenido con la mejora 3.

Teniendo en cuenta que con la implantación de esta mejora es posible ahorrar unos 41,2 MWh/año, resulta imprescindible valorar si económicamente es rentable, por lo que la elaboración de un presupuesto detallado entra en escena en este proyecto. En ello consiste el siguiente capítulo, donde se va a mostrar el impacto económico que supone sectorizar la red tal como se ha explicado en la opción 2 de este apartado.

Capítulo 2. Presupuesto y análisis de viabilidad

1. INTRODUCCIÓN

El segundo capítulo del proyecto consiste en la elaboración un presupuesto en el que se contemple la mejora seleccionada, en este caso, la estudiada en el escenario 3, en la que se ha logrado obtener un mayor ahorro energético. Posteriormente se estudiará la viabilidad de la mejora, realizando un balance o análisis económico, valorando los parámetros económicos más relevantes y observando la rentabilidad económica de la mejora propuesta.

Comenzando con el presupuesto, se ha optado por un escenario en el que resulta necesario la incorporación de ciertos elementos. Por un lado, tal como se ha comentado a lo largo de la mejora, se ha incorporado un variador de frecuencia a cada una de las dos bombas de velocidad fija existentes, ajustando el punto funcionamiento de la estación de bombeo a las exigencias de la red. Por otro lado, es necesaria la incorporación de una tubería de PVC de 315 mm de diámetro, de tal manera que el sector 3 quede separado del resto.

En el presupuesto se refleja tanto el coste de cada uno de los elementos necesarios, como la mano de obra necesaria y los costes de instalación. Sin más, se va a comenzar mostrando el cuadro de precios descompuestos y posteriormente el cuadro de mediciones:

2. PRESUPUESTO DE LA MEJORA

2.1. Cuadro de precios descompuestos

CÓDIGO	CANTIDAD	UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
CAPÍTULO IR01 VARIADORES						
DEB08018		UD	VARIADOR DE FRECUENCIA 90 KW MARCA LS (LG)			
			VARIADOR DE FRECUENCIA 90 KW (125CV) MARCA LS (LG) SV900IP5A-40(N)CONVERTIDOR DE FRECUENCIA 90 KW, TRIFÁSICO, PARA REGULACIÓN DE BOMBAS, POTENCIA MAXIMA 90 KW., GRADO DE PROTECCION IP54, EQUIPADO CON FILTRO RFI, INCLUSO MONTAJE, TRANSPORTE, COMPLETAMENTE INSTALADO, COMPROBADO Y FUNCIONANDO.			
UEB14035	1,000	UD	VARIADOR 90 KW LS SV900IP5A-40(N)	4.565,35	4.565,35	
UEB14015	60,000	MP	MEDIOS AUX. Y HERRAMIENTAS	6,01	360,60	
U01FY635	30,000	h	Ayudante electricista	12,60	378,00	
O01OB200	30,000	h	Oficial 1º electricista	19,03	570,90	
TOTAL PARTIDA.....						5.874,85
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CINCO MIL OCHOCIENTOS SETENTA Y CUATRO EUROS con OCHENTA Y CINCO CÉNTIMOS						
DEB08018CC		UD	CUADRO DE CONTROL DE BOMBAS			
			CUADRO DE PROTECCIÓN CONTROL DE LA ESTACIÓN DE BOMBEO EN CUADRO TIPO PRISMA G, CON REGULADORES DE 3 POSICIONES, MARCHA/PARO /AUTOMÁTICO INCLUSO MONTAJE, TRANSPORTE, COMPLETAMENTE INSTALADO Y PROBADO			
UEB14035CC	1,000	UD	CUADRO DE CONTROL	1.500,00	1.500,00	
UEB14015	20,000	MP	MEDIOS AUX. Y HERRAMIENTAS	6,01	120,20	
U01FY635	10,000	h	Ayudante electricista	12,60	126,00	
O01OB200	10,000	h	Oficial 1º electricista	19,03	190,30	
TOTAL PARTIDA.....						1.936,50
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de MIL NOVECIENTOS TREINTA Y SEIS EUROS con CINCUENTA CÉNTIMOS						

CÓDIGO	CANTIDAD UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
CAPÍTULO IR02 TUBERÍA Y VALVULERIA					
E01804J	ML	TUBO PVC RÍGIDO ENTERRADO DN 315 SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE TUBERÍA DE PRESIÓN DE PVC DN 315, PARA 6 KG/CM2 DE PRESIÓN, SEGÚN NORMA UNE 1452, SOBRE ZANJA DE TIERRA, INCLUSO ACCESORIOS, CODOS, UNIONES Y TRANSPORTE.			
MOOF.8A	0,080 h	Oficial primera fontaneria	16,58	1,33	
MOOF11A	0,080 h	especialista fontaneria	14,10	1,13	
P17VT315	1,000 m.	Tubo PVC pres. dn 315	38,98	38,98	
P17VT315P	0,150 pp	pp codos, uniones, peq material	20,00	3,00	
TOTAL PARTIDA					44,44

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CUARENTA Y CUATRO EUROS con CUARENTA Y CUATRO CÉNTIMOS

ZANJA45	ML	ZANJA 45X65 ZANJA PARA DISTRIBUCIÓN DE LINEA DE RIEGO DE 0,45 M DE ANCHO Y 0,85 M DE PROFUNDIDAD PARA ALBERGAR TUBERÍA DE PVC DE DN 315 MM, SOBRE ASIENTO DE ARENA, RELLENA HASTA 5 CM SOBRE LA CANALIZACIÓN, INCLUIDA COLOCACIÓN DE CINTA SEÑALIZADORA, EXCAVACIÓN DE ZANJA, RELLENO CON TIERRAS PROCEDENTES DE LA EXCAVACIÓN Y RETIRADA DE RESTOS. TOTALMENTE INSTALADA Y COMPROBADA, INCLUSO COMPACTADO DE LA TIERRA.			
MOOA.8A	0,200 h	oficial primera construcción	15,77	3,15	
MOOA12A	0,400 h	Peón ordinario construcción	13,11	5,24	
PUEB5A	1,000 m	cinta señalizadora	0,12	0,12	
AMME.2ABB	0,383 m3	exc.v de zanj mmec	5,93	2,27	
AMMR.5CB	0,063 m3	relleno de zanja con arena	15,19	0,96	
AMMR.5AA	0,297 m3	relleno znj tie propia compc	3,68	1,09	
TOTAL PARTIDA					12,83

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de DOCE EUROS con OCHENTA Y TRES CÉNTIMOS

EIFV.1BJA	Ud	VALV FUND ELÁSTICA DN 300 PN 10/16 SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE VÁLVULA DE COMPUERTA DE CIERRE ELÁSTICO, USILLO EXTERIOR, COLOCADA EN TUBERÍA DE ABASTECIMIENTO DE AGUA PARA RIEGO DE 315 mm de Diámetro, incluso rácores de conexión y reducción, incluso junta y accesorios, con marcado AENOR SEGÚN NORMAS ISO 5208 Y UNE 1074. TOTALMENTE INSTALADA Y EN CORRECTO ESTADO DE FUNCIONAMIENTO.			
MOOF.8A	1,900 h	Oficial primera fontaneria	16,58	31,50	
MOOF11A	1,900 h	especialista fontaneria	14,10	26,79	
PUAV.1BJA	1,000 Ud	Válvula compuerta us ext D300 10/16 atma	1.249,00	1.249,00	
TOTAL PARTIDA					1.307,29

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de MIL TRESCIENTOS SIETE EUROS con VEINTINUEVE CÉNTIMOS

CÓDIGO	CANTIDAD UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
CAPÍTULO IR03 REMODELACIÓN ESTACIÓN BOMBEO					
PA01	UD	REMODELADO DE LA ESTACIÓN REMODELACIÓN DE LA ACTUAL ESTACIÓN DE BOMBEO, PARA SECTORIZACIÓN DE UNA DE LAS BOMBAS. ADAPTANDO UNA NUEVA TUBERÍA DE PVC DN 315 MM. INCLUYE SUMINISTRO Y CONEXIÓN DE ELEMENTOS DE CONTROL Y REGULACIÓN, PRESOSTATOS DIFERENCIALES Y MANÓMETROS.			
MOOF.8A	15,000 h	Oficial primera fontaneria	16,58	248,70	
MOOF11A	15,000 h	especialista fontaneria	14,10	211,50	
TOTAL PARTIDA					460,20

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CUATROCIENTOS SESENTA EUROS con VEINTE CÉNTIMOS

2.2. Presupuesto y mediciones

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO IR01 VARIADORES									
DEB08018	UD VARIADOR DE FRECUENCIA 90 KW MARCA LS (LG) VARIADOR DE FRECUENCIA 90 KW (125CV) MARCA LS (LG) SV900IP5A-40(N)CON- VERTIDOR DE FRECUENCIA 90 KW, TRIFÁSICO, PARA REGULACIÓN DE BOMBAS, POTENCIA MAXIMA 90 KW., GRADO DE PROTECCION IP54, EQUIPADO CON FILTRO RFI, INCLUSO MONTAJE, TRANSPORTE, COMPLETAMENTE INSTALADO, COMPRO- BADO Y FUNCIONANDO.						2,00	5.874,85	11.749,70
DEB08018CC	UD CUADRO DE CONTROL DE BOMBAS CUADRO DE PROTECCIÓN CONTROL DE LA ESTACIÓN DE BOMBEO EN CUADRO TI- PO PRISMA G, CON REGULADORES DE 3 POSICIONES, MARCHA/PARO /AUTOMÁTI- CO INCLUSO MONTAJE, TRANSPORTE, COMPLETAMENTE INSTALADO Y PROBADO BOMBA 1 1 1,00 BOMBA 2						1,00	1.936,50	1.936,50
TOTAL CAPÍTULO IR01 VARIADORES.....									13.686,20

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO IR02 TUBERÍA Y VALVULERIA									
E01804J	ML TUBO PVC RÍGIDO ENTERRADO DN 315 SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE TUBERÍA DE PRESIÓN DE PVC DN 315, PARA 6 KG/CM2 DE PRESIÓN, SEGÚN NORMA UNE 1452, SOBRE ZANJA DE TIERRA, INCLU- SO ACCESORIOS, CODOS, UNIONES Y TRANSPORTE.						600,00	44,44	26.664,00
ZANJA45	ML ZANJA 45X65 ZANJA PARA DISTRIBUCIÓN DE LINEA DE RIEGO DE 0,45 M DE ANCHO Y 0,85 M DE PROFUNDIDAD PARA ALBERGAR TUBERÍA DE PVC DE DN 315 MM, SOBRE ASIENTO DE ARENA, RELLENA HASTA 5 CM SOBRE LA CANALIZACIÓN, INCLUIDA COLOCA- CIÓN DE CINTA SEÑALIZADORA, EXCAVACIÓN DE ZANJA, RELLENO CON TIERRAS PROCEDENTES DE LA EXCAVACIÓN Y RETIRADA DE RESTOS. TOTALMENTE INSTA- LADA Y COMPROBADA, INCLUSO COMPACTADO DE LA TIERRA.						600,00	12,83	7.698,00
EIVF.1BJA	Ud VALV FUND ELÁSTICA DN 300 PN 10/16 SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE VÁLVULA DE COMPUERTA DE CIERRE ELÁSTICO, USILLO EXTERIOR, COLOCADA EN TUBERÍA DE ABASTECIMIENTO DE AGUA PARA RIEGO DE 315 mm de Diámetros, incluso rácores de conexión y reducción, incluso junta y acce- sorios, con marcado AENOR SEGÚN NORMAS ISO 5208 Y UNE 1074. TOTALMENTE INS- TALADA Y EN CORRECTO ESTADO DE FUNCIONAMIENTO.						3,00	1.307,29	3.921,87
TOTAL CAPÍTULO IR02 TUBERÍA Y VALVULERIA.....									38.283,87

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO IR03 REMODELACIÓN ESTACIÓN BOMBEO									
PA01	UD REMODELADO DE LA ESTACIÓN REMODELACIÓN DE LA ACTUAL ESTACIÓN DE BOMBEO, PARA SECTORIZACIÓN DE UNA DE LAS BOMBAS. ADAPTANDO UNA NUEVA TUBERÍA DE PVC DN 315 MM. INCLUYE SUMINISTRO Y CONEXIÓN DE ELEMENTOS DE CONTROL Y REGULACIÓN, PRESOSTATOS DIFERENCIALES Y MANÓMETROS.								
							1,00	460,20	460,20
	TOTAL CAPÍTULO IR03 REMODELACIÓN ESTACIÓN BOMBEO.....								460,20
	TOTAL.....								52.430,27

3. ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE LA MEJORA

Para comprobar la viabilidad de la mejora, primero hay que calcular el coste energético facturado actualmente y compararlo con el que se obtendría tras la mejora. Para ello, se dispone de la información proporcionada por la comunidad de regantes, referente a las facturas eléctricas del año en estudio.

Tal como se explicó con anterioridad, la facturación energética se realiza conjuntamente entre el cabezal 1 y el 2, dividiéndose ésta en un 60% y un 40% respectivamente. Además, se trata de una tarifa 6.1 A, donde se debe tener en cuenta la siguiente información correspondiente a la discriminación horaria y a los precios de la potencia y la energía.

Periodo Horario	Tipo de día			
	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
P1	De 10h a 14h De 18h a 22h	--	--	--
P2	De 8h a 10h De 14h a 18h De 22h a 24h	--	--	--
P3	--	De 10h a 14h De 18h a 22h	--	--
P4	--	De 8h a 10h De 14h a 18h De 22h a 24h	--	--
P5	--	--	De 8h a 24h	--
P6	De 0h a 8h	De 0h a 8h	De 0h a 8h	De 0h a 24h

Tipo A: De lunes a viernes no festivos de temporada alta.
 Tipo B: De lunes a viernes no festivos de temporada media.
 Tipo C: De lunes a viernes no festivos de temporada baja.
 Tipo D: Sábados, domingos, festivos y 6 de enero.

Temporada alta: enero, febrero, marzo, noviembre y diciembre.
 Temporada media: junio, julio, agosto, septiembre y octubre.
 Temporada baja: abril y mayo.

Figura 54. Discriminación horaria Tarifa 6.1A

Precios	Termino de Potencia	Termino de Energía
	€/kW día	€/kWh
P1	0,106938	0,116648
P2	0,053515	0,100256
P3	0,039164	0,094162
P4	0,039164	0,079312
P5	0,039164	0,076297
P6	0,017869	0,053845

Tabla 40. Precios potencia y energía Tarifa 6.1A

Para realizar este estudio, se va a prestar únicamente atención al término de energía de la factura eléctrica, donde se va a calcular la parte proporcional del coste de dicho término referente a la situación actual de la red y compararlo con el coste del mismo, referente al escenario mejorado. El estudio se va a centrar en ese término en especial y no en el total de términos de la factura porque no es posible calcular los términos de reactiva, ya que no se tiene ninguna medición, con lo que no es posible medir los excesos. Asimismo, cabe destacar que en el año en estudio se han producido muy pocas penalizaciones por excesos, ya que la tarifa seleccionada y la potencia contratada está bien ajustada. Ello no impide que con la implantación de esta mejora se pueda ajustar aún más la potencia contratada, ya que en el escenario mejorado será menor, por lo que el precio de la factura al final también disminuirá debido a ese término fijo.

La siguiente tabla refleja el coste del término de energía implicado en la factura y la parte proporcional de mismo (40%):

Escenario Actual	Coste término Energía total (€/periodo)	Cabezal 2 (40%) (€/periodo)
Periodo 1	3.212,82	1.285,13
Periodo 2	5.432,94	2.173,18
Periodo 3	7.547,10	3.018,84
Periodo 4	7.491,94	2.996,77
Periodo 5	5.138,58	2.055,43
Periodo 6	11.908,09	4.763,24
Periodo 7	2.260,28	904,11
Total	42.991,75	17.196,70

Tabla 41. Parte proporcional del término de energía de la factura eléctrica actual (Cabezal 2: 40%).

Es importante destacar que el coste del término de energía se ha calculado en la factura eléctrica en cada periodo, con el precio correspondiente al periodo tarifario de cada mes, es decir, a lo largo del año ha habido consumos en periodos tarifarios distintos al P6 (valle: 0,053845 €/kWh), que principalmente han sido pequeños consumos, reflejadas en pequeñas cantidades de energía. La siguiente figura muestra un ejemplo de este concepto:

ENERGÍA			
Potencia facturada	P1 50 kW x 28 días x 0,106938 €/kW día	149,71 €	
	P2 50 kW x 28 días x 0,053515 €/kW día	74,92 €	
	P3 50 kW x 28 días x 0,039164 €/kW día	54,83 €	
	P4 50 kW x 28 días x 0,039164 €/kW día	54,83 €	
	P5 50 kW x 28 días x 0,039164 €/kW día	54,83 €	
	P6 500 kW x 28 días x 0,017869 €/kW día	250,17 €	
Total importe potencia hasta 29/02/2016		639,29 €	
Energía facturada	P1 773,33 kWh x 0,116648 €/kWh	90,21 €	
	P2 1.192,38 kWh x 0,100256 €/kWh	119,54 €	
	P6 25.967,82 kWh x 0,053845 €/kWh	1.398,24 €	
Total 27.933,53 kWh hasta 29/02/2016		1.607,99 €	
Impuesto electricidad base reducida 85%*	5,11269632% s/337,09 €	17,23 €	
TOTAL ENERGÍA		2.264,51 €	
SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS			
Alquiler equipos medida	28 días x 2,098361 €/día	58,75 €	
TOTAL SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS		58,75 €	
IMPORTE TOTAL		2.323,26 €	
IVA	21% s/2.323,26 €	487,88 €	
TOTAL IMPORTE FACTURA		2.811,14 €	

Figura 55. Ejemplo de factura eléctrica. (Fuente: Comunidad de Regantes).

Se observa como la energía facturada en el P6 es mucho mayor que en P2 y P1, pero el precio de la energía en este caso es el doble que en valle. Básicamente, hay consumos energéticos en el resto de periodos porque durante el día ha habido pequeños consumos que podrían regularse mejor, ya que en teoría regando por la noche se debería satisfacer la necesidad de los campos de cultivo. Del mismo modo, se observa como la potencia contratada en esos periodos es mínima (50 kW).

Una vez comprendidos estos conceptos, a continuación se va a calcular la energía facturada en el escenario mejorado, para poder calcular el coste del término de energía y compararlo con la situación actual. Para ello, se han de emplear algunos términos anteriormente estudiados. El primero de ellos es el rendimiento de la estación de bombeo, correspondiente a las pérdidas en el motor, en el variador

de frecuencia, las pérdidas localizadas en la estación de bombeo, así como pérdidas en el transformador. Se va a considerar que dicho rendimiento, no ha variado prácticamente entre la configuración del escenario actual y el mejorado. Por otro lado, se ha de calcular la energía suministrada, como la resta de la energía aportada por las bombas y la energía perdida en las bombas, de modo que el cociente entre la energía suministrada y la energía aportada por las bombas proporcione el rendimiento hidráulico de la estación de bombeo. Finalmente, la multiplicación de los dos rendimientos mencionados proporcionará el rendimiento global, necesario para calcular la energía facturada.

La siguiente tabla resume todos los pasos comentados, hasta llegar a obtener el término de energía facturada:

Escenario mejorado	Aportada bombas	Perdida en la EB	Suministrada	Rend hidráulico	Rend EB	Rend global	Facturada
	kWh/periodo	kWh/periodo	kWh/periodo	%	%	%	kWh/periodo
P1	15.709,94	3.151,09	12.558,85	79,94%	94,25%	75,35%	16.667,61
P2	30.609,85	7.107,43	23.502,42	76,78%	90,23%	69,28%	33.922,70
P3	42.738,79	10.304,93	32.433,86	75,89%	84,86%	64,40%	50.366,62
P4	35.864,83	8.491,58	27.373,25	76,32%	94,61%	72,21%	37.906,31
P5	29.465,50	6.305,20	23.160,30	78,60%	82,65%	64,97%	35.650,19
P6	59.867,88	14.161,22	45.706,66	76,35%	89,62%	68,42%	66.805,55
P7	11.003,58	2.527,30	8.476,28	77,03%	93,79%	72,25%	11.732,13
Total	225.260,36	52.048,74	173.211,62				253.051,11

Tabla 42. Cálculo de la energía facturada en el escenario mejorado.

Una vez conocida la energía que se va a facturar, se puede calcular el ahorro energético entre el escenario actual y el mejorado:

Energía facturada (kWh/periodo)	Actual	Mejora	Ahorro
	P1	21.597,10	16.667,61
P2	40.389,11	33.922,70	6.466,42
P3	55.221,23	50.366,62	4.854,60
P4	44.502,27	37.906,31	6.595,97
P5	44.052,20	35.650,19	8.402,00
P6	77.307,11	66.805,55	10.501,55
P7	14.235,80	11.732,13	2.503,67
TOTAL	297.304,81	253.051,11	44.253,70

Tabla 43. Cálculo del ahorro energético en la energía facturada.

Se obtiene un ahorro de 44,2 MWh/año, es decir, aproximadamente el 15% de la energía facturada actualmente en la red en estudio. Cifra significativa, cuya reducción puede contribuir de manera positiva en la situación económica de la comunidad de regantes.

Por otro lado, también se puede calcular el coste del término de energía. Para ello, se va a simplificar considerando que, ya que es posible regar en todos los periodos desde las 0 a las 8 h, no se va a consumir energía en periodos distintos al P6. Es lo más aproximado a la realidad, y una propuesta de regulación, para que en el caso de que existan consumos en algún otro periodo tarifario, sean mínimos. Por ello, únicamente habrá que multiplicar la energía facturada por el precio en el periodo valle:

Coste Escenario Mejorado	Energía facturada	Coste término energía
	kWh/periodo	€/periodo
P1	16.667,61	897,47
P2	33.922,70	1.826,57
P3	50.366,62	2.711,99
P4	37.906,31	2.041,07
P5	35.650,19	1.919,58
P6	66.805,55	3.597,15
P7	11.732,13	631,72
Total	253.051,11	13.625,54

Tabla 44. Coste del término de energía del escenario mejorado.

Comparando el escenario actual con el mejorado se obtiene el ahorro económico para el horizonte temporal en estudio:

Comparación de Escenarios	Escenario Actual	Escenario Mejorado	Ahorro
	Coste término energía	Coste término energía	
	€/periodo	€/periodo	€/periodo
P1	1.285,13	897,47	387,66
P2	2.173,18	1.826,57	346,61
P3	3.018,84	2.711,99	306,85
P4	2.996,77	2.041,07	955,71
P5	2.055,43	1.919,58	135,85
P6	4.763,24	3.597,15	1.166,09
P7	904,11	631,72	272,40
Total	17.196,70	13.625,54	3.571,16

Tabla 45. Ahorro económico obtenido tras la implantación de la mejora.

De esta manera, se obtiene un ahorro en el término de energía de 3.571,2 €/año, correspondiente con el 21 % de coste actual de dicho término.

Finalmente, se debe comprobar si este ahorro resulta rentable con respecto a la inversión realizada, que tal como se ha detallado en el presupuesto anterior, es de 52.430,27 €. La siguiente tabla, resume en análisis de viabilidad de la mejora, comprobando aspectos energéticos, económicos y medioambientales:

Análisis energético		
Energía facturada escenario actual	297.304,81	kWh/año
Energía facturada escenario mejorado	253.051,11	kWh/año
Ahorro energético	44.253,70	kWh/año
Análisis económico		
Coste energía escenario actual	17.196,70	€/año
Coste energía escenario mejorado	13.625,54	€/año
Ahorro económico	3.571,16	€/año
Inversión	52.430,27	€
Tiempo vida útil instalación	50	años
Coste de amortización	1.048,61	€/año
Beneficio anual neto	2.522,56	€/año
Beneficio tras vida útil	126.127,80	€
Tiempo de retorno	14,68	años
Tasa de rentabilidad	2,41	%
Análisis de emisiones		
Factor emisión CO2	0,399	kg CO2/kWh (GN)
Emisiones iniciales	118.624,62	kg CO2/año
Emisiones finales	100.967,39	kg CO2/año
Ahorro en emisiones	17.657,23	kg CO2/año

Tabla 46. Análisis de viabilidad de la mejora.

Energéticamente se ha conseguido un ahorro de 44,2 MWh/año, mientras que económicamente este ahorro se traduce en 3.571 €/año. A partir de ahí se pueden extraer diversos indicadores económicos que ayudan a comprender la viabilidad de la inversión:

- **Coste de amortización:** Se define como el cociente del valor de la inversión entre la vida útil. La inversión de esta mejora, consistente en la incorporación de 2 variadores de frecuencia y una tubería, así como las tareas de adecuación de la instalación, resulta ser de 52.430 €, un tanto elevada, pero teniendo en cuenta que la vida útil de la instalación se ha estimado en unos 50 años, el coste de amortización es de unos 1.050 €.
- **Beneficio anual neto:** Se define como el ahorro anual obtenido menos el coste de amortización. En este caso, se obtiene un beneficio anual neto de unos 2.500 €/año.
- **Beneficio tras la vida útil \approx VAN:** Es el beneficio obtenido debido a la implantación de la mejora, tras su vida útil y se calcula como el beneficio anual neto multiplicado por la vida útil. Así se obtendría un beneficio final de unos 126.000 €.
- **Tiempo de retorno:** Es un parámetro que refleja en cuantos años se recuperaría la inversión. Se obtiene dividiendo la inversión entre el ahorro anual. Finalmente, la inversión se recuperaría en 14,68 años.
- **Tasa de rentabilidad \approx TIR:** Es el valor porcentual obtenido tras el cociente del coste de la inversión entre el beneficio tras la vida útil. La tasa de rentabilidad obtenida es de 2,41 %.

Se puede considerar que invertir en esta mejora no va a resultar arriesgado, ya que la tasa de rentabilidad es buena. Por otro lado, el tiempo de retorno puede parecer elevado, pero la cifra del beneficio tras la vida útil es muy tentativa. A la vista de los resultados, será pues, decisión de la Comunidad de Regantes de Nules, implementar la mejora propuesta.

4. ESTUDIO DE LA FACTURA ELÉCTRICA

A continuación, se procede a realizar un estudio de la factura eléctrica, concretamente de la potencia contratada, para determinar de forma global, con la implantación de la mejora, el ahorro total anual en la factura eléctrica.

Antes de comenzar con los cálculos, cabe dejar claros una serie de conceptos, relacionados con la facturación eléctrica:

- Se va a considerar que, de acuerdo a las necesidades de consumo de la red, así como a la configuración de la instalación, es posible satisfacer los requerimientos de presión y suministro en horas valle (desde las 0 a las 8 h), y ello se ha comprobado a lo largo del estudio del tercer escenario. Por ello, se propone el establecimiento de un riguroso horario nocturno de riego, facturando el término de energía a precio valle (P6), desestimando el precio del resto de periodos tarifarios tal como se ha hecho en el análisis económico anterior.
- Del mismo modo, se establece un mínimo de potencia contratada, el 40% de 50 kW, para reflejar el coste de únicamente la red en estudio, tal como se ha hecho hasta ahora, pero se ajustará el término de potencia en el P6, dependiendo de las necesidades tras la mejora.

A continuación, se procede a comentar el cálculo de los distintos términos de la factura eléctrica y posteriormente se comparará el coste final tras la mejora, con el coste actual.

1) Término de Energía:

Tal como se ha calculado en el apartado anterior, el término de energía de la factura mejorada es de 253.051,11 kWh/año, que supone un ahorro de 44,2 MWh/año con respecto a la factura actual, así como un ahorro de 3.571,16 €/año.

2) Término de Potencia:

Para cada periodo, se propone la contratación del 40% de 50 kW en los periodos P1 al P5, mientras que para calcular las necesidades en P6, hay que tener ciertas consideraciones en cada periodo.

Construyendo la tabla con la demanda cuarto-horaria se puede conocer la potencia mínima a contratar en cada periodo. La siguiente tabla refleja el cálculo de dicha potencia:

Cálculo de la Potencia contratada	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 7
Días/periodo	51	54	54	31	25	51	20
Energía facturada (kwh/periodo)	16.667,6	33.922,7	50.366,6	37.906,3	35.650,1	66.805,5	11.732,1
Horas riego/día	2	3	4	6	8	6	3
Energía diaria (kWh/día)	326,82	628,20	932,72	1.222,78	1.426,01	1.309,91	586,61
Potencia mínima (kW)	40,85	52,35	58,29	50,95	44,56	54,58	48,88

Tabla 47. Cálculo de la potencia mínima a contratar.

A modo de ejemplo, se define la siguiente tabla, correspondiente a la curva de carga cuarto-horaria del periodo 5 en el escenario mejorado:

Hora	kWh	kWh	kVArh	kVArh	Hora	kWh	kWh	kVArh	kVArh
0:00	44,56	1.426,01			8:00				
0:15	44,56				8:15				
0:30	44,56				8:30				
0:45	44,56				8:45				
1:00	44,56	1.426,01			9:00				
1:15	44,56				9:15				
1:30	44,56				9:30				
1:45	44,56				9:45				
2:00	44,56	1.426,01			10:00				
2:15	44,56				10:15				
2:30	44,56				10:30				
2:45	44,56				10:45				
3:00	44,56	1.426,01			11:00				
3:15	44,56				11:15				
3:30	44,56				11:30				
3:45	44,56				11:45				
4:00	44,56	1.426,01			12:00				
4:15	44,56				12:15				
4:30	44,56				12:30				
4:45	44,56				12:45				
5:00	44,56	1.426,01			13:00				
5:15	44,56				13:15				
5:30	44,56				13:30				
5:45	44,56				13:45				
6:00	44,56	1.426,01			14:00				
6:15	44,56				14:15				
6:30	44,56				14:30				
6:45	44,56				14:45				
7:00	44,56	1.426,01			15:00				
7:15	44,56				15:15				
7:30	44,56				15:30				
7:45	44,56				15:45				

Tabla 48. Curva de carga cuarto-horaria del periodo 5 mejorado.

Se trata de un periodo en el que se riega las 8 horas valle. Al tomar medidas cada cuarto de hora, la potencia contratada debe ser como mínimo de 44,56 en este periodo, ello implicará también que no haya penalizaciones por excesos de potencia.

Por otro lado, no se ha definido la potencia reactiva porque no hay forma de medirla para la situación mejorada. Posteriormente se comentará la situación de este término frente a los excesos.

Finalmente, teniendo en cuenta estas consideraciones, se va a decidir contratar la potencia correspondiente a máxima calculada en la *tabla 47*. Concretamente en el periodo 3, se tiene una potencia de 58,29 kW por lo que se contratarán 60 kW para tener cierto margen, tanto en ese periodo como en el resto. De esta manera, el término de potencia se define según la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned}
 \text{Coste término potencia} \left(\frac{\text{€}}{\text{año}} \right) &= \\
 &= 0,4 \times 50 \text{ kW} \times (0,106938 + 0,053515 + 0,039164 + 0,039164) \frac{\text{€}}{\text{kWh/día}} \\
 &\times 334 \text{ días} + 60 \text{ kW} \times 0,017869 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \times 334 \text{ días} = 1.953,15 \frac{\text{€}}{\text{año}}
 \end{aligned}$$

En este caso se han considerado 334 días, ya que para costear el término de potencia se tiene en cuenta todos los días del horizonte temporal, aunque no se consuma energía eléctrica.

3) Término de reactiva y de excesos de potencia:

Ante la imposibilidad de descubrir si tras la mejora, habrá excesos de potencia y penalizaciones de reactiva, se va a considerar el mismo coste de estos términos para estar del lado de la seguridad:

En cuanto a la penalización por reactiva se tiene:

$$\text{Coste término reactiva} \left(\frac{\text{€}}{\text{año}} \right) = 26,51 \frac{\text{€}}{\text{año}} \times 0,4 = 10,6 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

Por otro lado, el término de potencia es el siguiente:

$$\text{Coste término potencia} \left(\frac{\text{€}}{\text{año}} \right) = 366,33 \frac{\text{€}}{\text{año}} \times 0,4 = 146,532 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

Se observa como estos costes, son muy inferiores con respecto al resto de términos, lo que indica que la tarifa está correctamente ajustada.

Finalmente, se puede calcular la factura eléctrica del escenario actual, ya que se tienen todos los términos necesarios. La siguiente tabla resume el coste total de ésta:

Coste Factura eléctrica de la mejora		
Término de Energía	13.625,54	€/año
Término de Potencia	1.953,15	€/año
Término de Reactiva	10,60	€/año
Término de Exceso de potencia	146,53	€/año
Coste parcial sin impuestos	15.735,82	€/año
Impuesto eléctrico (Csi x 1,05113 x 0,0486 x 0,15)	120,58	€/año
Alquiler de Equipos de medida (334 días x 2,098361 €/día)	700,85	€/año
Base imponible	16.557,25	€/año
IVA: BI*0,21	3.477,022	€/año
Coste Total Factura	20.034,27	€/año

Tabla 49. Coste de la factura eléctrica de la mejora.

Como alquiler de equipos de medida se ha tomado el valor definido en la factura del escenario actual, y se ha multiplicado por 334 días, al igual que en el término de potencia.

Si se compara el coste de la factura mejorada con el de la factura actual, se puede obtener finalmente el ahorro anual total:

Ahorro en la factura tras la mejora		
Coste total factura actual	67.801,39	€/año
Coste factura proporcional al cabezal 2 (40%)	27.120,56	€/año
Coste factura mejorada	20.034,27	€/año
Ahorro en la factura	7.086,29	€/año

Tabla 50. Cálculo del ahorro en la factura eléctrica tras la mejora.

El ahorro calculado, comprende únicamente la red en estudio, aunque como bien se sabe, ambos cabezales de la red de Nules facturan la energía conjuntamente. Por ello se ha empleado el coeficiente del 40% en diversas ocasiones para determinar la parte proporcional a este cabezal.

Finalmente, el ahorro total en la factura tras la mejora implantada y el ajuste de la potencia contratada, es el 26% del coste de la factura actual, con lo que resulta necesario comprobar el análisis de viabilidad tras este ajuste, ya que el ahorro es mayor que el calculado anteriormente y además se engloba la factura en todo su conjunto:

Análisis de Viabilidad		
Análisis energético		
Energía facturada escenario actual	297.304,81	kWh/año
Energía facturada escenario mejorado	253.051,11	kWh/año
Ahorro energético	44.253,70	kWh/año
Análisis económico		
Coste factura escenario actual	27.120,56	€/año
Coste factura escenario mejorado	20.034,27	€/año
Ahorro económico	7.086,29	€/año
Inversión	52.430,27	€
Tiempo vida útil instalación	50	años
Coste de amortización	1.048,61	€/año
Beneficio anual neto	6.037,68	€/año
Beneficio tras vida útil	301.884,03	€
Tiempo de retorno	7,40	años
Tasa de rentabilidad	5,76	%
Análisis de emisiones		
Factor emisión CO2	0,399	kg CO2/kWh
Emisiones iniciales	118.624,62	kg CO2/año
Emisiones finales	100.967,39	kg CO2/año
Ahorro en emisiones	17.657,23	kg CO2/año

Tabla 51. Análisis de viabilidad tras la mejora y el ajuste de la potencia contratada.

En este caso, el ahorro es mayor, por lo que la inversión se recupera en la mitad de tiempo que en el análisis anterior. Además, el beneficio tras la vida útil aún resulta más tentador. Por otro lado, el aumento de éste, conlleva a que la tasa de rentabilidad sea algo superior que la anterior, pero sigue siendo correcta para tomar la decisión de invertir.

Cabe destacar como, con un simple ajuste de la potencia contratada, así como evitando consumos en periodos distintos al valle, se consiguen resultados considerablemente mejores que únicamente con la implantación de la mejora.

5. CONCLUSIONES

Tras finalizar el estudio energético de la red actual, se han planteado una serie de escenarios para mejorar la eficiencia de la red, seleccionando uno de ellos, y estudiando su repercusión energética, económica y medioambiental. De esta manera se pueden extraer una serie de conclusiones frente al estudio realizado:

- Se han empleado los datos proporcionados por la Comunidad de Regantes para poder interpretarlos, gestionarlos y calcular los resultados necesarios reflejados en este proyecto.
- En cuanto a la auditoría hídrica, se ha mantenido el nivel de fugas considerado a lo largo de todo el proyecto. Se reafirma que el volumen fugado en esta red es muy pequeño, por lo que no se ha tomado ninguna medida para reducirlo.
- Con respecto a la auditoría energética, en la red actual se ha detectado una gran pérdida de energía en la estación de bombeo, así como excesos de energía innecesarios. Mediante la mejora propuesta, se ha conseguido reducir considerablemente estos términos, así como la energía topográfica, consiguiendo que gran parte de la energía entregada a los usuarios sea realmente útil y reduciendo el nivel de pérdidas energéticas. Todo ello se ha visto reflejado en una reducción considerable de la energía consumida por las bombas, obteniendo un ahorro en la factura eléctrica de 44,2 MWh/año.
- Tras realizar el diagnóstico energético para conocer la situación actual de la red, se ha obtenido un rendimiento real del 45%, frente al 85% del ideal. Dadas las condiciones de la red, tras el planteamiento de una mejora que resulte rentable tanto energéticamente, como económicamente, se ha logrado un rendimiento final objetivo del 55%.
- Al tratarse de una instalación que opera únicamente 410 horas al año, el coste energético actual no es muy elevado, con lo que la mejora propuesta no podía incurrir en una inversión muy grande. A la vista de los resultados obtenidos, se ha decidido actuar sobre la factura eléctrica para que el tiempo de retorno fuera más razonable.
- En cuanto a la factura actual, se ha detectado que está bien ajustada a los requerimientos energéticos de la red, pues no existen apenas penalizaciones y la potencia contratada se ajusta a la necesaria.
- Para obtener resultados semejantes tras la implantación de la mejora, se propone un control del riego. Tal como se ha observado en el estudio, el riego únicamente en horas valle es suficiente para los requerimientos de la red. Por tanto, un consumo fuera de este periodo tarifario se vería reflejado negativamente en los resultados de la mejora.

6. REFERENCIAS

Cabrera E., 2010. *Agua y Energía. Las dos caras de una misma moneda. (think globally, act locally. René Dubos, 1972).*

Cabrera E., Pardo M., Cobacho R., Cabrera E. Jr., 2010. *Energy Audit of Water Networks.*

Cabrera E., Gómez E., Cabrera E. Jr., Soriano J., Espert V., 2014. *Energy Assessment of Pressurized Water Systems.*

A.E.A.S., 2014. *Encuesta sobre el suministro de agua potable y saneamiento en España.*

Alarcón A.L., Moreno J.F., 2013. *El riego a la demanda.*

Corominas J., 2010. *Agua y energía en el riego, en la época de la sostenibilidad.*

Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. *Encuesta sobre superficies y rendimientos cultivos (ESYRCE).*

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2005. *Ahorro y Eficiencia Energética en Agricultura de Regadío*

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2008. *Protocolo de Auditoría Energética en Comunidades de Regantes.*

Gómez E., Cobacho R., Cabrera E., 2015. *Derecho humano al agua y principio de recuperación de costes, pilares clave y compatibles de la gestión del agua urbana.*

Gómez E., ITA, 2015. *Las pérdidas de agua.* Apuntes de Eficiencia Energética en Instalaciones Hidráulicas, ITA, UPV.

Gómez E., ITA, 2015. *Sobre la necesidad de ser más eficientes.* Apuntes de Eficiencia Energética en Instalaciones Hidráulicas, ITA, UPV.

Gómez E., ITA, 2015. *Introducción a la auditoría energética y diagnóstico.* Apuntes de Eficiencia Energética en Instalaciones Hidráulicas, ITA, UPV.

Giner C., Gómez P., Sanz F., García-Serra J., Soriano J., 2015. *Auditoría Energética de estaciones de bombeo. Caso de estudio.*

Alcázar Ortega M., 2011. *Auditorías Energéticas. Material didáctico Máster en Tecnología Energética para el desarrollo sostenible.*

Alcázar Ortega M., 2015. *Mercados eléctricos: Facturación de la energía. Apuntes de Generación, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica.*

Instituto Valenciano de la Edificación (IVE). (www.five.es)

Urbán S., Ferrel O.C., Mochón F., Baixauli J., Hirt G., Trujillo F., 2010. *Empresa y economía industrial (Tema 9: Análisis de inversiones).*

Capítulo 3. Planos y Anexos

ANEXO I: ENSAYO DE LAS BOMBAS

	ISO 2548 CLASE C PROC. PR-09	BOMBA N° 273053-08 PRUEBA N° 4852cl
---	--	---

BOMBA: cpt 150-460

 ORDEN: 708805
RODETE: 394

FECHA: 20/06/2008

DATOS DEL MOTOR

Vel.: 1450 RPM	P: 125 CV	TIPO: cime	
f: 50 hz	P: 92 kW	I: 158 A	Nº MOTOR:
Rend.: 95 %	Cos φ: 0.87	U: 400 V	IP-55

DATOS DE SERVICIO

CAUD.: 6666,667 l/min	CAUD.: 400 m ³ /h	P: 123,374012203299 CV
HMT: 50 m	Vel.: 1450 RPM	P: 92,0000009000001 kW

CONDICIONES DEL ENSAYO

∅ TUBO ASP.: 200 mm	VERTEDERO: m	MANOMETRO: 0.....25
∅ TUBO IMP.: 150 mm	CAUDALIMETRO:	TRANSDUCTOR:
DIF. EJES: 1 m		

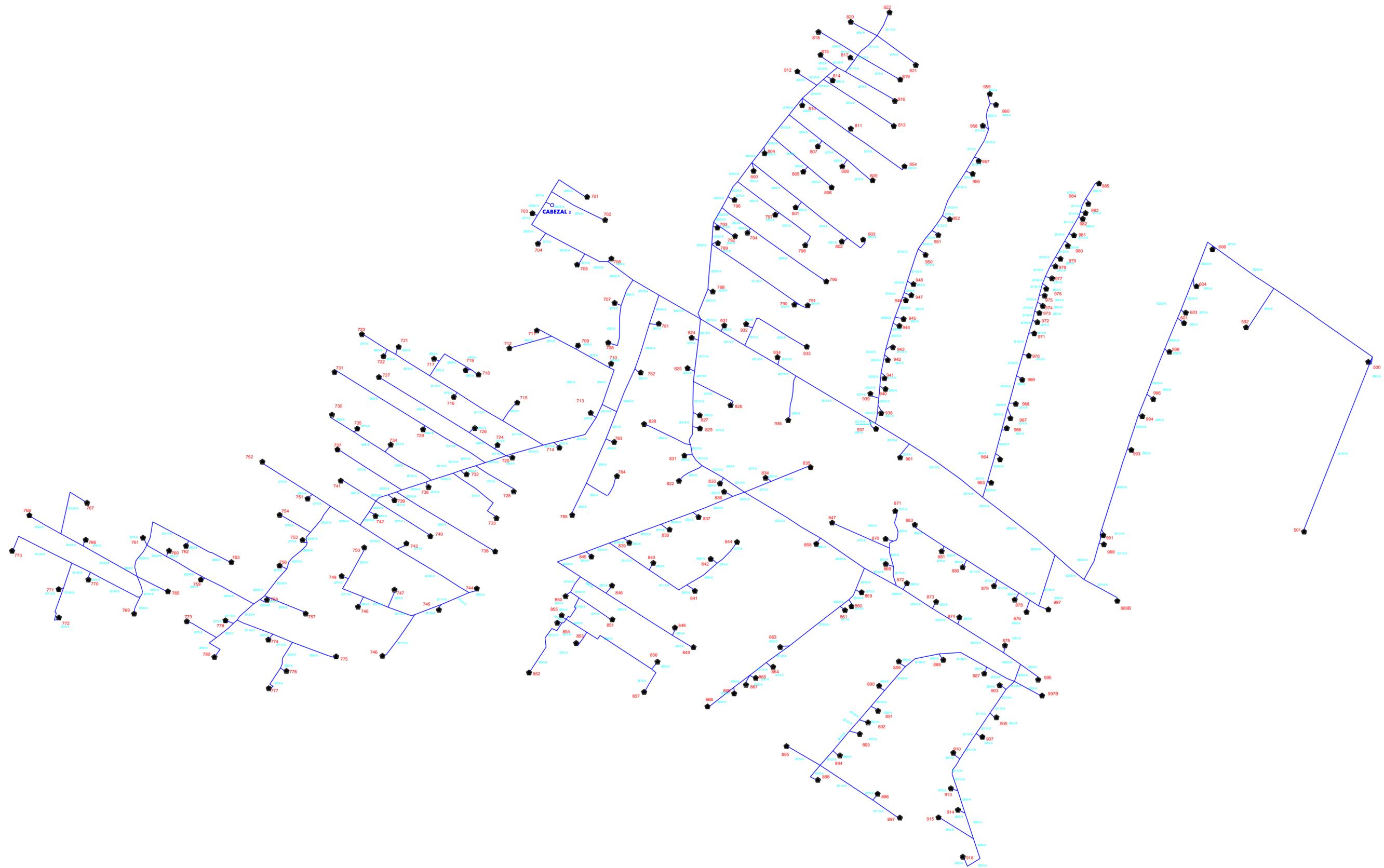
PROTOCOLO DE ENSAYOS											BOMBA N° 273053-08	
nr	Vel	Hasp	Himp	Hvel	Hman	I	U	Pred	Pab	r	Caudal	
	RPM	m	m	m	m	A	V	kW	CV	%	l/min	m ³ /h
1	1492	-1.4	60.4	0	62.8	67.5	386.9	33.4	43.11	-0.6	-2	-12
2	1485	-1.4	59.4	.2	62	87.5	387.3	48.5	62.6	56.46	2565	153.9
3	1485	-1.5	54.6	.74	57.84	111.2	386.3	64.8	83.64	75.27	4898	293.88
4	1479	-1.6	49.7	1.42	53.72	130.5	386.9	77.4	99.9	80.78	6761	405.66
5	1481	-1.7	45.3	1.81	49.81	139.1	387.2	83	107.13	78.96	7642	458.52
6	1481	-1.9	34.1	2.65	39.65	152.7	386.8	91.7	118.36	68.8	9243	554.58
7	1479	-2	26.6	3.25	32.85	161	386	96.5	124.56	59.99	10237	614.22
8	1477	-2.1	23.6	3.44	30.14	163.4	385.9	97.9	126.37	55.85	10537	632.22

OBSERVACIONES:

ENSAYO REALIZADO POR:

Figura 56. Ensayo de las bombas del cabezal 2.

PLANO 1: DISTRIBUCIÓN DE LA RED EN ESTUDIO



TRABAJO FIN DE MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALÈNCIA

Proyecto:

ANÁLISIS ENERGÉTICO Y PROPUESTA DE
MEJORAS DEL SISTEMA DE RIEGO, ABASTECIDO
POR EL CABEZAL Nº2 DE LA COMUNIDAD DE
REGANTES DE NULES

Fecha:

Septiembre 2017

Escala:

1/8000

Plano:

DISTRIBUCIÓN DE LA RED DE RIEGO

Nº

Plano:

ÁLVARO PÉREZ CASTILLO

Autor proyecto