ANEJO 5: ESTUDIO DE ALTERNATIVAS

INDICE:

1 INTRODUCCIÓN Y OBJETO DEL PRESENTE ANEJO 5
2 PROCEDIMIENTO. DATOS DE PARTIDA. 5
2.1 NECESIDADES DE RIEGO 5
2.2 CAPACIDADES MÍNIMAS DE LAS BALSAS 6
2.3 COTAS DE PARTIDA 6
2.4 COTAS DE PARTIDA 6
2.5 TARIFAS ELÉCTRICAS A CONSIDERAR Y OTROS IMPUESTOS 6
2.6 PERÍODOS HORARIOS DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS 7
3 ALTERNATIVA CERO: NO MODERNIZAR TRANSFORMANDO A RIEGO A PRESIÓN 8
3.1 ALTERNATIVA 1: NO HACER NADA. DEJAR QUE LAS INFRAESTRUCTURAS ACTUALES DE RIEGO SE VAYAN DETERIORANDO PAULATINAMENTE 8
3.2 ALTERNATIVA 2: MODERNIZAR EL REGADÍO MEDIANTE NUEVAS REDES DE ACEQUIAS 9
3.3 ALTERNATIVA 3: INSTALACIÓN DE REDES A PRESIÓN 10
4 ESTABLECIMIENTO DE 3 PISOS DE RIEGO 11
5 UBICACIÓN DE LA BALSA DE REGULACIÓN 11
5.1 CAPACIDAD DE LAS BALSAS 12
6 BALSA “SIEMPRE LLENA” 13
7 ESTUDIO DE OPTIMIZACIÓN ENERGÉTICA 14
7.1 ALTERNATIVA 1: BOMBEO DIRECTO 14
7.1.1 PROCEDIMIENTO PREVISTO DE RIEGO POR BOMBEO DIRECTO SIN PSF 14
7.1.2 POTENCIA DE LAS BOMBAS A INSTALAR EN BOMBEO DIRECTO 14
7.1.3 ENERGÍA CONSUMIDA 15
7.1.4 COSTE ENERGÉTICO DEL BOMBEO DIRECTO 16
7.2 ALTERNATIVA 2: BOMBEO A BALSA ELEVADA SIN PSF 16
7.2.1 POTENCIA DE LAS BOMBAS A INSTALAR PARA IMPULSIÓN A BALSA ELEVADA 16

7.2.2 ENERGÍA CONSUMIDA. 17
7.2.3 COSTE ENERGÉTICO DEL BOMBEO A BALSA ELEVADA SIN PSF 17
7.3 ALTERNATIVA 3: INSTALACIÓN DE BOMBEO A BALSA ELEVADA CON PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO 18
7.3.1 POTENCIA DE LAS BOMBAS A INSTALAR PARA IMPULSIÓN A BALSA ELEVADA 18
7.3.2 ENERGÍA CONSUMIDA. 18
7.3.3 PRODUCCIÓN DEL PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO 19
7.3.4 BALANCE ENERGÉTICO DEL PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO 21
7.3.5 POTENCIAS MÁXIMAS PRODUCIDAS POR EL PSF 22
7.3.6 COSTE ENERGÉTICO DE INSTALACIÓN DE BOMBEO A BALSA ELEVADA CON PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO 22
7.3.7 COSTE ENERGÉTICO GLOBAL DE ESTA ALTERNATIVA 23
7.4 COMPARACIÓN DE LOS COSTES ENERGÉTICOS EN LAS 3 ALTERNATIVAS 24
7.5 ESTUDIO COSTE-BENEFICIO 24
7.5.1 COSTE DE INVERSIÓN DIFERENCIAL ENTRE LAS DISTINTAS ALTERNATIVAS 24
7.5.2 ESTIMACIÓN DEL COSTE DE INVERSIÓN DIFERENCIAL ENTRE BOMBEO DIRECTO Y BOMBEO A BALSA ELEVADA CON PSF 26
7.5.3 ANÁLISIS COSTE-BENEFICIO 27
7.5.4 ESTUDIO DE BALSA ELEVADA Y PSF FRENTE A BALSA ELEVADA 29
7.5.5 COSTE DE INVERSIÓN DE LA ALTERNATIVA DE BALSA SIN PSF 29
7.5.6 ANÁLISIS COSTE-BENEFICIO 31
7.6 OTRAS CONSIDERACIONES 33
7.7 CONCLUSIONES 33
8 CARACERÍSTICAS DE LA ALTERNATIVA ELEGIDA 34

TABLA DE ILUSTRACIONES.

Ilustración 1: Necesidades de riego..... 5
Ilustración 2: Discriminación horaria de la tarifa P6 a partir de 2021. 7
Ilustración 3: Coste energético de la alternativa 1..... 16
Ilustración 4: Coste energético alternativa 2..... 17
Ilustración 5: Datos producción fotovoltaica. 20
Ilustración 6: Balance energético del PSF..... 21
Ilustración 7: Coste energético alternativa 3..... 22
Ilustración 8: Análisis coste-beneficio de la alternativa 3 frente a la 1. 28
Ilustración 9: Análisis coste-beneficio de la alternativa 3 frente a la 2. 32

ANEJO 5: ESTUDIO DE ALTERNATIVAS.

1 INTRODUCCIÓN Y OBJETO DEL PRESENTE ANEJO

En el presente anejo se realiza un estudio de alternativas para establecer la alternativa más ventajosa de para las siguientes cuestiones:

- Ubicación de la o las balsas.
- Distribución del riego en 2 redes (presión natural y bombeo) o 3 redes (presión natural desde solera de balsa, presión natural desde máximo nivel llenado balsa y bombeo).
- Optimización energética del bombeo.

2 PROCEDIMIENTO. DATOS DE PARTIDA.

Las alternativas se valorarán económicamente y también cualitativamente.

A continuación, se indican los datos de partida para realizar los estudios de alternativas.

2.1 NECESIDADES DE RIEGO

Las necesidades de riego se han tomado del anejo nº 3 y son las siguientes:

NECESIDADES DE RIEGO													
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
NHb (mm)	10	18	40	71	103	96	154	188	108	5	0	4	**797**
Qfc (l/s y ha)	0,04	0,07	0,15	0,27	0,38	0,37	0,58	0,7	0,42	0,02	0	0,02	
NHb (m^3/ha)	99	179	399	707	1.026	960	1.542	1.876	1.083	54	0	42	**7.968**
Qfc bombeo (l/s)	41,2	72,1	154,5	278,1	391,4	381,1	597,4	721	432,6	20,6	0	20,6	

Ilustración 1: Necesidades de riego.

De este cuadro se infiere que el caudal ficticio continuo en el mes más desfavorable es de 0,70 l/s*ha.

No obstante, y a los efectos de este anejo, se considera que los caudales punta demandados por las redes serán de 1,1 l/s*ha.

2.2 CAPACIDADES MÍNIMAS DE LAS BALSAS

De acuerdo con la experiencia de gestión de comunidades de regantes próximas, se considera que, para evitar por un lado pérdidas de agua en los aliviaderos y por otro poder garantizar pequeños riegos y otros usos del agua fuera de campaña de riego, la capacidad mínima de las balsas debería ser de aproximadamente 3 días de agua en la época de mayores necesidades de riego.

2.3 COTAS DE PARTIDA

- Cota de la solera del Canal del Cinca en la zona: 397,00.
- Cota solera balsa de regulación: 389,00.

2.4 COTAS DE PARTIDA

- Cota de la solera del Canal del Cinca en la zona: 397,00.
- Cota solera balsa de regulación: 389,00.

2.5 TARIFAS ELÉCTRICAS A CONSIDERAR Y OTROS IMPUESTOS

Se estudiará la rentabilidad económica de las distintas opciones de bombeo considerando las tarifas eléctricas a las que se adhirieron la mayor parte de las comunidades de regantes que contratan en común la energía a través de la empresa pública autonómica SARGA. Se trata de los precios establecidos a partir de 1 de junio de 2021. Son los siguientes (tarifa 6.1. TD):

PERÍODO	1	2	3	4	5	6
PRECIO kWh (€/kWh)	0,104788 €	0,098974 €	0,085042 €	0,077371 €	0,069084 €	0,067259 €
PRECIO TÉRMINO POTENCIA (kW/AÑO)	30,535790 €	25,894705 €	14,909149 €	12,094449 €	3,938660 €	2,108693 €

Impuesto sobre la electricidad: No.

Impuestos a la generación:

PEAJE DE GENERACIÓN (0,5 €/MWh)
IMPUESTO DE GENERACIÓN (7%)

2.6 PERÍODOS HORARIOS DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS

El día 25 de enero de 2020 entró en vigor la Circular 3/2020 de la CNMC, por la cual se establece una nueva metodología en el cálculo de los peajes de transporte y distribución de la electricidad. Está previsto que estos cambios en las tarifas eléctricas entren en vigor a finales de este año 2020. **La actual tarifa 3.1. A, de 3 períodos para potencias mayores de 15 kW y menores de 450 kW, desaparece y queda englobada en la futura tarifa 6.1.TD**, que es de 6 períodos con la siguiente configuración:

HORA/MES	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	FESTIVO
00 a 01h	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
01 a 02h	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
02 a 03h	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
03 a 04h	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
04 a 05h	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
05 a 06h	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
06 a 07h	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
07 a 08h	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
08 a 09h	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
09 a 10h	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
10 a 11h	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
11 a 12h	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
12 a 13h	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
13 a 14h	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
14 a 15h	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
15 a 16h	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
16 a 17h	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
17 a 18h	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
18 a 19h	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
19 a 20h	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
20 a 21h	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
21 a 22h	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
22 a 23h	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
23 a 24h	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6

Ilustración 2: Discriminación horaria de la tarifa P6 a partir de 2021.

3 ALTERNATIVA CERO: NO MODERNIZAR TRANSFORMANDO A RIEGO A PRESIÓN

Las Comunidades de Regantes de Grañén-Flumen y de Almuniente se transformaron en regadío en 1.951. Esta transformación en regadío consistió en la instalación de una red de acequias para el riego por gravedad (riego a manta) de las parcelas de la zona regable que previamente se habían nivelado.

Con el paso del tiempo, se aprecia que numerosas explotaciones de la zona regable se han transformado en riego a presión a partir de balsas particulares y bombeos particulares y sustitución del riego por gravedad a riego por aspersión. Estas explotaciones son las que han marcado la tendencia en la modernización hacia el riego a presión.

Llegados a este punto, y con las redes de acequias existentes que llevan más de 70 años instaladas, quedan 3 alternativas:

3.1 ALTERNATIVA 1: NO HACER NADA. DEJAR QUE LAS INFRAESTRUCTURAS ACTUALES DE RIEGO SE VAYAN DETERIORANDO PAULATINAMENTE

Las redes de acequias existentes precisan de elevados gastos de mantenimiento para su adecuado funcionamiento, mantenimiento que no se realiza en la actualidad.

Ello supone que se produzcan pérdidas en las redes de acequias que reducirán paulatinamente los caudales de éstas. Es decir, se reducirá la eficiencia de las redes de transporte de agua. Con menor caudal, los regantes abandonarán los cultivos más productivos, que son los que consumen más agua (maíz y alfalfa) y recurrirán a alternativas de riego menos consumidoras como es el caso de cebada y trigo.

Por otro lado, el riego por gravedad supone un mayor coste de mano de obra de manejo del regadío y de mantenimiento del mismo (mantenimiento de las acequias y de las parcelas niveladas). Ello se debe a que este sistema es difícil de automatizar y precisa de mano de obra durante las 24 del día en la campaña de riego. El rendimiento de los cultivos es menor. Por ello, es más difícil en este caso arrendar estas fincas a terceros.

Esta tendencia de extensificación del regadío se advierte en la actualidad. Ello supone una importante pérdida de rentabilidad de las explotaciones agrícolas que puede finalizar en

el abandono de las parcelas como está ocurriendo en las huertas viejas ya que con estos cultivos la rentabilidad del regadío es muy baja.

Como consecuencia de todo lo indicado, el no hacer nada aboca a la desaparición del regadío en la zona.

Desde el punto de vista medioambiental, el no hacer nada supone por un lado malvesar el agua de riego ya que la eficiencia, tanto de las redes de riego como la de aplicación en parcela es muy baja. Por otro lado, producir encharcamientos de zonas de cultivo que producen la aparición de problemas de salinidad.

3.2 ALTERNATIVA 2: MODERNIZAR EL REGADÍO MEDIANTE NUEVAS REDES DE ACEQUIAS

Se podría modernizar el regadío sustituyendo las redes de acequias existentes por unas nuevas redes de acequias. Ello supone los siguientes inconvenientes en comparación con la alternativa 3:

- La eficiencia del regadío será menor frente al riego a presión. Debido al menor rendimiento del transporte de agua en las redes y a la menor eficiencia de la aplicación del riego en parcela. Amén de otros inconvenientes como son las inevitables pérdidas de agua en las colas de las acequias y la imposibilidad de poder graduar la dosis de aplicación de agua en parcela.
- Los costes de la modernización son mayores:
    - Los costes de inversión son mayores, ya que las redes de acequias tienen mayor coste por ha que las redes de presión. Es el caso de la modernización de la C. R. de de Acequia de Pina realizado por SEIASA o la modernización de la C. R. de Gelsa de Ebro, en ejecución y cuyos costes según proyecto superan ampliamente los 15.000 €/ha.
    - Los costes de mantenimiento son mayores que en las tuberías de presión.
    - Los costes de operación son mayores frente al riego a presión automatizado.

La única ventaja que presenta esta alternativa frente a la alternativa 3 es que en este caso no se producen costes energéticos de bombeo. Este asunto se comentará más adelante.

3.3 ALTERNATIVA 3: INSTALACIÓN DE REDES A PRESIÓN

Esta alternativa, además de las ventajas que se indican en el epígrafe anterior (mayor eficiencia del riego, menores costes de inversión y mantenimiento y mayor comodidad para el regante ya que el riego en parcela se automatiza), tiene las siguientes ventajas de cara al futuro:

- Permite el riego en parcela con sistemas supereficientes, como es el caso del riego por goteo, riego por goteo enterrado, etc.
- Permite la aplicación de nuevas tecnologías como es el caso de riegos inteligentes gestionados con sensores de humedad, fertirrigación automatizada, etc.
- Permite ajustar la dosis de riego a la voluntad del regante.

Además, es la alternativa preferida por los regantes de la comunidad, ya que quieren emular los éxitos de las modernizaciones de las comunidades vecinas.

El único inconveniente que tradicionalmente ha tenido la modernización de regadíos mediante la transformación de redes de gravedad a redes a presión ha sido el incremento significativo de los costes eléctricos de bombeo.

En este caso, este problema se va a minimizar por los siguientes motivos:

- El 78% de la superficie a regar lo será por presión natural.
- El 22% restante será mediante un bombeo a 50 m.
- Se instala un parque solar fotovoltaico para minimizar los costes de bombeo.

Todo ello supone que el coste eléctrico del m3 elevado es de 0,004 €. Repercutido a toda la C. R. el precio del m3 elevado es de 0,00088 €. Estos datos se justifican más adelante.

Es decir, que el coste eléctrico del riego de 1 ha (7.968 m3) será de 7,01 €/ha, coste realmente reducido.

Finalmente, indicar que en el anejo nº 20: estudio económico se justifica que la modernización del regadío aquí propuesta es rentable.

Por ello, se va a elegir esta alternativa.

4 ESTABLECIMIENTO DE 3 PISOS DE RIEGO

Uno de los objetivos de los actuales proyectos de modernización es la minimización de los costes de bombeo. En este caso se ha estudiado la zona regable teniendo en cuenta tanto la altimetría de las distintas zonas como la distancia a la balsa. Se ha estimado la cota piezométrica de cada una de las parcelas. Por ello, se han establecido 3 pisos de riego

- Zona regable por presión natural desde la balsa de regulación: (Cota 389).
- Zona regable por presión natural desde la cota de la balsa “Siempre llena” (397).
- Zona regable por bombeo desde la balsa de regulación: (Cota 389).

Estas zonas se han establecido calculando las tuberías con el software GESTAR. El resultado se muestra en el plano nº 5.

Las superficies de cada una de las zonas son las siguientes:

a. Red de presión natural desde la balsa de regulación, de 1.512 ha (43% superficie).
b. Red de presión natural desde la balsa “siempre llena” de 1.241,5 ha (35%).
c. Red de presión forzada desde la balsa elevada de 785,5 ha (22%).

Esta alternativa de 3 pisos de riego no se valora económicamente con la solución de 2 pisos, ya que se supone que se minimiza la superficie de bombeo al 22%. En otro caso sería de 57%, lo que supondría un incremento importante de los costes de explotación de la C. R.

5 UBICACIÓN DE LA BALSA DE REGULACIÓN

Las balsas, en principio, se ubicarán aguas abajo, pero próximas al Canal del Cinca, que es de donde van a tomar. En esta ubicación se pueden determinar 3 puntos que cumplen y que además se localizan próximos a zonas de bombeo existentes, por lo que se dispone de suministro eléctrico en su proximidad. Son los siguientes:

- Proximidades de la balsa y bombeo de la C. R. de Callén.
- Proximidades de la balsa y bombeo de la C. R. de Piracés.

- Proximidades de la balsa y bombeo de la C. R. de Tramaced

Se descarta la ubicación Piracés,por:

- Los problemas geotécnicos que han aparecido tanto en la ejecución de la balsa como la de la nave de impulsión, problemas que incluso hoy subsisten.
- La proximidad a la ZEPA "Serreta de Tramaced".

Se descarta la ubicación Tramaced por las siguientes razones:

- Es la alternativa más lejana a la zona regable.
- Se encuentra muy próxima a la ZEPA "Serreta de Tramaced". Habría obras, como la toma desde el Canal del Cinca, que afectarían a la ZEPA.

Por ello, se elige la ubicación Callén por los siguientes motivos:

- Es la ubicación de balsa más próxima a la zona regable (ver plano nº 1).
- Las obras no afectarán a la ZEPA "Serreta de Tramaced".
- Su ubicación hace que las tuberías entren en la zona regable por la parte más alta y se minimizan las longitudes de tuberías en la zona de presión.
- Se ubica en el T. M. de Grañén, lo que la C. R. de Grañén considera relevante.
- Permite futuras sinergias con la C. R. de Callén en el futuro
- Permite, en su caso, la construcción de una balsa elevada por encima del Canal del Cinca sin afectar a la ZEPA "Serreta de Tramaced", cuestión que no es posible en las otras ubicaciones alternativas.

5.1 CAPACIDAD DE LAS BALSAS

Ya se ha indicado en el epígrafe 2.2, que se considera que el volumen adecuado de agua a almacenar en las balsas debería ser de 3 días de agua en el mes de mayores necesidades de riego. Por ello, en este caso, el volumen será:

3.539 ha* 0,7 l/s*ha*3,6m^3/h:l/s*72 h. = 642.116 m^3.

Se considera que todas las balsas contribuyen a dicha regulación. Las capacidades de las balsas son las siguientes:

- Balsa de regulación: 464.312 m^3.
- Balsa “siempre llena”: 34.836 m^3.
- Balsa elevada: 165.240 m^3.
- TOTAL: 664.388 m^3.

6 BALSA “SIEMPRE LLENA”

Para poder aprovechar la máxima cota de agua disponible, que es aproximadamente la cota de solera del Canal del Cinca (397,00), aguas arriba de la balsa de regulación se proyecta la construcción de una balsa a la que entre todo el pedido de agua de la superficie a modernizar, del orden de:

3.539 ha* 0,7 l/s*ha = 2.477 l/s.

De la Balsa “siempre llena” derivará por la tubería correspondiente un caudal medio diario de:

1.241,5 ha* 0,7 l/s*ha = 869 l/s.

Es decir, algo más de 1/3 del pedido de agua de la C. R.

El caudal sobrante entre el pedido de la C. R. y el derivado por la Balsa “siempre llena”, se producirá un vertido por el aliviadero de esta balsa medio diario estimado de 1.608 l/s que llenarán la balsa de regulación.

Este exceso de agua garantizará que esta balsa esté siempre llena.

Se proyecta una capacidad de esta balsa de 34.836 m^3, lo que supone aproximadamente 11 h. de reserva de agua que permita que no se desagüe la tubería de la red de la balsa siempre llena en caso de maniobras en la compuerta del Canal del Cinca por ejemplo.

7 ESTUDIO DE OPTIMIZACIÓN ENERGÉTICA

7.1 ALTERNATIVA 1: BOMBEO DIRECTO

A continuación, se va a establecer un riego a la demanda puro en que el regante puede regar cuando quiera sin ninguna restricción horaria. Para ello, se contrata la misma potencia en todos los períodos eléctricos y se estima que el consumo en cada período es proporcional al porcentaje de horas anual en cada período. Se trata de un supuesto teórico, pero incluso podría ser real y puede ser un punto de partida para el análisis de los costes de bombeo.

7.1.1 PROCEDIMIENTO PREVISTO DE RIEGO POR BOMBEO DIRECTO SIN PSF

La zona objeto de modernización tendrá una superficie estimada de bombeo de 785,5 ha de las 3.539 ha. Es decir, un 22%. Además, el bombeo será a una altura manométrica de 50 mca.

El riego previsto en toda la C. R. es a la demanda. Por ello, en el caso del bombeo, para que no existan regantes con agravios comparativos, el riego será a la demanda, durante las 24 h. del día.

7.1.2 POTENCIA DE LAS BOMBAS A INSTALAR EN BOMBEO DIRECTO

Se calcula por la siguiente formula:

$$P = \frac{9800 * Q * h}{\eta}$$

Ecuación 1: Potencia bombeo

Donde:

- Q = El caudal de diseño de la red es de 1,0768 m^3/s según los datos de los cálculos hidráulicos mediante GESTAR.
- h = Altura manométrica: 50 mca.
- η = Rendimiento de bomba y motor = 0,75.
- Potencia del bombeo. P = 703,51 kW.

7.1.3 ENERGÍA CONSUMIDA

De acuerdo con estos cálculos, se necesita una potencia de 703,51 kW para bombear 1,0768 m^3/s =3.876,48 m^3/h.

Por tanto, la energía consumida por m^3 será 703,51/3.876,48 = 0,181 kWh/m^3.

La energía consumida anualmente será de:

0,181 kWh/m^3 * 7.968 m^3/ha*año * 785,5 ha = 1.132.712 kWh/año.

En el cuadro siguiente se indica la energía consumida mes a mes.

7.1.4 COSTE ENERGÉTICO DEL BOMBEO DIRECTO

El coste energético del bombeo directo se resume en el siguiente cuadro:

SITUACIÓN INICIAL EN RIEGO A LA DEMANDA PURO SIN PSF							
PERÍODO	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**TOTAL**
CONSUMO RIEGO (kWh)	99.678,7	126.863,8	113.271,2	132.527,3	57.768,3	602.602,9	1.132.712,2
PRECIO kWh (€/kWh)	**0,104788 €**	**0,098974 €**	**0,085042 €**	**0,077371 €**	**0,069084 €**	**0,067259 €**	
COSTE TÉRMINO ENERGÍA (€.)	10.445 €	12.556 €	9.633 €	10.254 €	3.991 €	40.530 €	87.409 €
POTENCIA CONTRATADA (kW)	703,51	703,51	703,51	703,51	703,51	703,51	
PRECIO TÉRMINO POTENCIA (kW/AÑO)	**30,53579 €**	**25,89471 €**	**14,90915 €**	**12,09445 €**	**3,93866 €**	**2,10869 €**	
COSTE TÉRMINO POTENCIA (€.)	21.482 €	18.217 €	10.489 €	8.509 €	2.771 €	1.483 €	62.951 €
COSTE ENERGÍA + POTENCIA (€.)	31.927 €	30.773 €	20.122 €	18.762 €	6.762 €	42.014 €	150.360 €
IMPUESTO ELECTRICIDAD	259 €	249 €	163 €	152 €	55 €	340 €	1.219 €
COSTE TOTAL ELECTRICIDAD S/ IVA (€.)	32.186 €	31.023 €	20.285 €	18.914 €	6.817 €	42.354 €	151.579 €
COSTE TOTAL ELECTRICIDAD C/IVA (€.)	38.945 €	37.538 €	24.544 €	22.886 €	8.248 €	51.249 €	183.410 €
				Coste m3 (€)			0,022 €

Ilustración 3: Coste energético de la alternativa 1.

7.2 ALTERNATIVA 2: BOMBEO A BALSA ELEVADA SIN PSF

En este caso se regarán las 785,5 ha de bombeo mediante impulsión a una balsa elevada. Para minimizar los costes de bombeo únicamente se bombeará en P6.

7.2.1 POTENCIA DE LAS BOMBAS A INSTALAR PARA IMPULSIÓN A BALSA ELEVADA

Se utilizará la ecuación Ecuación 1: Potencia bombeo del apartado anterior.

Habrá que tener en cuenta que las horas de bombeo al mes serán:

- P6: 5 días laborables*8 h +2 días festivos*24 h = 88 h.
- Total: 88 h. de las 168 de la semana.

Por otro lado, dado que se bombea a balsa elevada, el caudal será el caudal ficticio continuo ya que será la balsa la que absorba las variaciones de caudal servido a lo largo del día.

Por tanto, la potencia será:

Q = Caudal: 785,5 ha * 0,7 l/s*ha * 168/88 = 1.050 l/s = 1,050 m^3/s.

- h = Altura manométrica: 50 mca. Se considera una altura 5 m. mayor que en el caso anterior ya que se bombea a balsa elevada que tendrá mayores pérdidas de carga por la longitud de la tubería de bombeo (1 km más) y por el efecto de la cota máxima del agua de la balsa. Habrá que bombear a mayor altura para el llenado de la balsa.
- η = Rendimiento de bomba y motor = 0,75.
- Potencia del bombeo. P = 686 kW.

7.2.2 ENERGÍA CONSUMIDA.

De acuerdo con estos cálculos, se necesita una potencia de 686 kW para bombear 1,050 m^3/s = 3.780 m^3/h.

Por tanto, la energía consumida por m^3 será 686/3780 = 0,181 kWh/m^3.

La energía consumida anualmente será de:

0,181 kWh/m^3 * 7.968 m^3/ha*año * 785,5 ha = 1.132.712 kWh/año.

7.2.3 COSTE ENERGÉTICO DEL BOMBEO A BALSA ELEVADA SIN PSF

SITUACIÓN EN RIEGO SIN PSF Y BALSA ELEVADA							
PERÍODO	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**TOTAL**
CONSUMO RIEGO (kWh)						1.132.712	1.132.712,2
PRECIO kWh (€/kWh)	**0,10479 €**	**0,09897 €**	**0,08504 €**	**0,07737 €**	**0,06908 €**	**0,06726 €**	
COSTE TÉRMINO ENERGÍA (€.)	- €	- €	- €	- €	- €	76.185 €	76.185 €
POTENCIA CONTRATADA (kW)						686	
PRECIO TÉRMINO POTENCIA (kW/AÑO)	30,5358 €	25,8947 €	14,9091 €	12,0944 €	3,9387 €	2,1087 €	
COSTE TÉRMINO POTENCIA (€.)	- €	- €	- €	- €	- €	1.447 €	1.447 €
COSTE ENERGÍA + POTENCIA (€.)	- €	- €	- €	- €	- €	77.632 €	77.632 €
IMPUESTO ELECTRICIDAD	- €	- €	- €	- €	- €	629 €	629 €
COSTE TOTAL ELECTRICIDAD S/ IVA (€.)	- €	- €	- €	- €	- €	78.261 €	78.261 €
COSTE TOTAL ELECTRICIDAD C/IVA (€.)	- €	- €	- €	- €	- €	94.696 €	94.696 €
				Coste m3 (€)			0,012 €

Ilustración 4: Coste energético alternativa 2.

7.3 ALTERNATIVA 3: INSTALACIÓN DE BOMBEO A BALSA ELEVADA CON PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO

Se construirá una balsa elevada de manera que tan sólo se consuma energía de red de compañía en P6, como en el caso anterior.

Adicionalmente, se propone la instalación de un PSF de una potencia tal que permita el bombeo durante 5 h. más el día sobre las horas P6 en los meses de mayor consumo.

7.3.1 POTENCIA DE LAS BOMBAS A INSTALAR PARA IMPULSIÓN A BALSA ELEVADA

Se utilizará la ecuación Ecuación 1: Potencia bombeo del apartado anterior.

Habrá que tener en cuenta que las horas de bombeo al mes serán:

- P6: 5 días laborables*8 h +2 días festivos*24 h = 88 h.
- PSF: 5 días laborables*5 h= 25 h.
- Total: 113 h. de las 168 de la semana.

Por tanto, la potencia será:

Q = Caudal: 785,5 ha * 0,7 l/s*ha * 168/113 = 817,50 l/s = 0,8175 m^3/s.

- h = Altura manométrica: 50 mca.
- η = Rendimiento de bomba y motor = 0,75.
- Potencia del bombeo. P = 534,1 kW.

7.3.2 ENERGÍA CONSUMIDA.

La energía consumida será la misma que en el caso anterior: la energía consumida por m^3 será 686/3780 = 0,181 kWh/m^3.

La energía consumida anualmente será de:

0,181 kWh/m^3 * 7.968 m^3/ha*año * 785,5 ha = 1.132.854 kWh/año.

NECESIDADES DE ENERGIA MES A MES													
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
NHb (m3/mes)	77.765	140.605	313.415	555.349	805.923	754.080	1.211.241	1.473.598	850.697	42.417	0	32.991	6.258.079
Energía consumida (kWh)	14.075	25.449	56.728	100.518	145.872	136.488	219.235	266.721	153.976	7.677	0	5.971	1.132.712

7.3.3 PRODUCCIÓN DEL PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO

Se propone instalar un PSF de las siguientes características:

- Instalación: fija en suelo.
- Ángulo con la horizontal: 15º.
- Potencia: 700 kWp.

PRODUCCIÓN DEL PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO													
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
ENERGÍA PRODUCIDA 1 kWp 15º (kWh/mes)	72,1	98,8	133,5	148,5	168,0	171,5	182,4	170,1	138,3	108,7	75,3	66,6	1.534
ENERGÍA PRODUCIDA PSF (kWh/mes)	50.470	69.160	93.450	103.950	117.600	120.050	127.680	119.070	96.810	76.090	52.710	46.620	1.073.660

Estos datos se han tomado del software PVGIS y se han comprobado por comparación con el parque solar de la C. R. del Sector VII del Flumen, que está a menos de 15 km del parque solar proyectado.

European Commission

Rendimiento de un sistema FV conectado a red

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

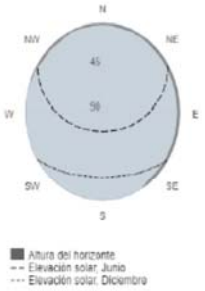
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud:	42.007, -0.361
Horizonte:	Calculado
Base de datos:	PVGIS-SARAH
Tecnología FV:	Silicio cristalino
FV instalado:	1 kWp
Pérdidas sistema:	14 %

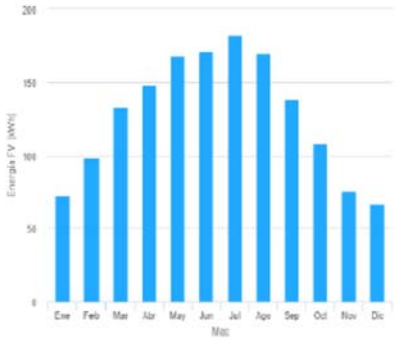
Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación:	15 °
Ángulo de azimut:	0 °
Producción anual FV:	1533.93 kWh
Irradiación anual:	1956.4 kWh/m²
Variación interanual:	46.44 kWh
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia:	-2.95 %
Efectos espectrales:	0.62 %
Temperatura y baja irradiancia:	-6.64 %
Pérdidas totales:	-21.59 %

Perfil del horizonte:



Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:

Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E_m	H(i)_m	SD_m
Enero	72.1	86.2	9.4
Febrero	98.8	118.0	12.6
Marzo	133.5	163.7	10.2
Abril	148.5	187.0	10.1
Mayo	168.0	216.7	10.0
Junio	171.5	227.0	4.1
Julio	182.4	244.3	5.0
Agosto	170.1	226.0	2.8
Septiembre	138.3	179.4	6.8
Octubre	108.7	136.6	8.6
Noviembre	75.3	91.6	12.4
Diciembre	66.6	80.0	9.6

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema dado [kWh].
H(i)_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].
SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

La Comisión Europea mantiene esta web para facilitar el acceso público a la información sobre sus iniciativas y las políticas de la Unión Europea en general.
Nuestro propósito es mantener la información precisa y al día.
Trataremos de corregir los errores que se nos señalen.
No obstante, la Comisión declina toda responsabilidad en relación con la información incluida en esta web.
Dicha información.

PVGIS ©Unión Europea, 2001-2021.
Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Joint

Datos mensuales de irradiación 2021/01/26

Ilustración 5: Datos producción fotovoltaica.

7.3.4 BALANCE ENERGÉTICO DEL PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO

En el cuadro siguiente se muestra el balance de energía con el parque solar fotovoltaico.

BALANCE ENERGÉTICO DEL PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO														
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año	%
NHb (m3/mes)	77.765	140.605	313.415	555.349	805.923	754.080	1.211.241	1.473.598	850.697	42.417	0	32.991	6.258.079	
Energia consumida (kWh)	14.075	25.449	56.728	100.518	145.872	136.488	219.235	266.721	153.976	7.677	0	5.971	1.132.712	
ENERGÍA PRODUCIDA 1 kWp 15º (kWh/mes)	72,1	98,8	133,5	148,5	168,0	171,5	182,4	170,1	138,3	108,7	75,3	66,6	1.534	
ENERGÍA PRODUCIDA PSF (kWh/mes)	50.470	69.160	93.450	103.950	117.600	120.050	127.680	119.070	96.810	76.090	52.710	46.620	1.073.660	
ENERGÍA AUTOCONSUMIDA (kWh/mes)	14.075	25.449	56.728	100.518	117.600	120.050	127.680	119.070	96.810	7.677	0	5.971	791.630	70%
ENERGÍA DEMANDADA RED (kWh/mes)	0	0	0	0	28.272	16.438	91.555	147.651	57.166	0	0	0	341.082	30%
ENERGÍA DEMANDADA RED P6 NO PSF(kWh/mes)	0	0	0	0	28.272	16.438	91.555	147.651	57.166	0	0	0	341.082	
ENERGÍA DEMANDADA RED NO P6 (kWh/mes)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ENERGÍA EXPORTADA RED (kWh/mes)	36.395	43.711	36.722	3.432	0	0	0	0	0	68.413	52.710	40.649	241.382	22%
P.(kWp)	700									% ENERGÍA PSF AUTOCONSUMIDA				74%
										% ENERGÍA CONSUMIDA RENOVABLE				70%
	SUP BOMBEO (ha):		785,5											

Ilustración 6: Balance energético del PSF.

A continuación repasaremos cada una de las filas:

- La fila 1, energía consumida se ha a partir de las necesidades de riego y de la estimación de las potencias de los bombeos.
- La fila 2, energía producida por el parque a partir del epígrafe anterior.
- La fila 3. la energía autoconsumida es la producida por el PSF y consumida por el bombeo. Se aprecia que durante 6 meses se producen excedentes y durante otros 6 el PSF no es capaz de atender las necesidades energéticas de la C. R.
- En la fila 4 se indica la energía que no puede suministrar el PSF y que deberá ser suministrado por la red eléctrica convencional.
- En la fila 5 se justifica que la energía suministrada en el período P6 es capaz de atender la energía no suministrada por el PSF. Ya que este período fuera del tiempo de funcionamiento del PSF, puede disponer de las siguientes horas al mes:
    - Noches: 8 h. * 30,42 días/mes = 243,4 h.
    - Fines de semana durante al menos 8 h/día: De 8 h a 10 h. y de 18 h. a 24 h. Total 4,35 fines semana/mes * 16 h/fin semana = 69,6 h./mes.
    - Total 313 h./mes.
    - Energía máxima suministrada de compañía en P6 fuera de funcionamiento de PSF: 534,1 kW * 313 =167.173 kWh
        - Se aprecia que, en el mes más desfavorable, agosto, las necesidades de energía mensuales de suministro de compañía eléctrica son de 147.685 kWh mientras que la producción máxima

en P6 fuera de horario de PSF es de 167.173 kWh POR ELLO, EL SUMINISTRO ELÉCTRICO SÓLO SE PRODUCIRÁ EN P6.

7.3.5 POTENCIAS MÁXIMAS PRODUCIDAS POR EL PSF

De acuerdo con los datos del software PV GIS y con la experiencia del PSF de la C. R. del Sector VII, se estima que, en las épocas de mayor radiación y consumo:

- El PSF producirá una potencia punta de 590 kW.
- El PSF será capaz de producir aproximadamente 400 kW durante 5 h. al día.

7.3.6 COSTE ENERGÉTICO DE INSTALACIÓN DE BOMBEO A BALSA ELEVADA CON PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO

En este caso, el PSF permite que sólo sea preciso contratar energía en el período P6, lo que afecta a los términos de potencia y de energía de la factura eléctrica. Por otro lado, la energía demandada a red es un 44% de la demandada sin PSF, que se el resto se autoconsume. El resultado es el siguiente:

SITUACIÓN EN RIEGO CON PSF Y BALSA ELEVADA							
PERÍODO	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**TOTAL**
CONSUMO RIEGO (kWh)						341.082	341.082,5
PRECIO kWh (€/kWh)	**0,1048 €**	**0,0990 €**	**0,0850 €**	**0,0774 €**	**0,0691 €**	**0,0673 €**	
COSTE TÉRMINO ENERGÍA (€.)	- €	- €	- €	- €	- €	22.941 €	22.941 €
POTENCIA CONTRATADA (kW)						534,1	
PRECIO TÉRMINO POTENCIA (kW/AÑO)	30,5358 €	25,8947 €	14,9091 €	12,0944 €	3,9387 €	2,1087 €	
COSTE TÉRMINO POTENCIA (€.)	- €	- €	- €	- €	- €	1.126 €	1.126 €
COSTE ENERGÍA + POTENCIA (€.)	- €	- €	- €	- €	- €	24.067 €	24.067 €
IMPUESTO ELECTRICIDAD	- €	- €	- €	- €	- €	195 €	195 €
COSTE TOTAL ELECTRICIDAD S/ IVA (€.)	- €	- €	- €	- €	- €	24.262 €	24.262 €
COSTE TOTAL ELECTRICIDAD C/IVA (€.)	- €	- €	- €	- €	- €	29.357 €	29.357 €
				Coste m3 (€)			0,004 €

Ilustración 7: Coste energético alternativa 3.

7.3.6.1. Coste de los cargos transitorios por energía autoconsumida

El Real Decreto 244/2019, de 5 de abril ha suprimido los cargos transitorios por energía autoconsumida (el peaje al Sol).

7.3.6.2. Ingresos e impuestos por la venta de energía excedente

La energía excedente se vendará al pool al precio medio de 53,43 €/MWh, que fue el precio medio del año 2.019. A esta cifra hay que descontar el peaje de generación y el impuesto de generación. El resumen se detalla en el cuadro siguiente:

VENTA ENERGÍA EXCEDENTE	
EXCEDENTE DE ENERGÍA (kWh)	241.382
PRECIO VENTA POOL (€/kWh)	0,05343 €
INGRESOS VENTA ENERGÍA (€.)	12.897 €
PEAJE DE GENERACIÓN (0,5 €/MWh)	- 121 €
IMPUESTO DE GENERACIÓN (7%)	- 903 €
TOTAL s. IVA	11.874 €
TOTAL c. IVA	**14.367 €**

(Conviene aquí tener en cuenta que el precio medio del mercado diario en España en mayo de 2021 era de 0,6712 €/kWh[1], es decir, un 26% más del precio considerado)

7.3.7 COSTE ENERGÉTICO GLOBAL DE ESTA ALTERNATIVA

Se indica en el cuadro siguiente:

COSTE ENERGÉTICO CON BALSA ELEVADA + PSF	
COSTE ELECTRICIDAD c/ IVA (€/AÑO)	29.357 €
VENTA ENERGÍA c/ IVA (€/AÑO)	- 14.367 €
TOTAL COSTE ENERGÍA c/ IVA (€/AÑO)	**14.990 €**

[1] Página 34 del Informe mensual de mayo de 2021 del OMIE.

7.4 COMPARACIÓN DE LOS COSTES ENERGÉTICOS EN LAS 3 ALTERNATIVAS

Se considerarán únicamente los costes eléctricos ya que se supone que el resto serán similares en ambos casos.

COMPARACIÓN COSTE ENERGÉTICO DISTINTAS ALTERNATIVAS			
ALTERNATIVA	**1. BOMBEO DIRECTO**	**2. BOMBEO A BALSA ELEVADA**	**3. BOMBEO A BALSA ELEVADA + PSF**
Coste energético (€/año)	183.410 €	94.696 €	14.990 €
Coste por m3	0,022 €	0,012 €	0,002 €
%	100%	52%	8%

7.5 ESTUDIO COSTE-BENEFICIO

En las alternativas 2 y 3, es preciso realizar una serie de inversiones en infraestructuras con el fin de minimizar el coste de bombeo. Estas inversiones serán las siguientes:

- Construcción de una balsa elevada.
- Instalación de una tubería hasta la balsa elevada.
- Instalación de un parque solar fotovoltaico en la alternativa 3.

El bombeo será más costoso cuanto mayor sea la potencia de bombeo precisa.

A continuación, vamos a establecer el coste de inversión diferencial de las distintas alternativas:

7.5.1 COSTE DE INVERSIÓN DIFERENCIAL ENTRE LAS DISTINTAS ALTERNATIVAS

7.5.1.1. Tubería de conexión entre balsa de regulación y balsa elevada

La tubería de unión entre la balsa baja y la elevada se diseñará para el mayor de estos caudales:

- Caudal de bombeo.
- Caudal punta de suministro a la red de bombeo

ALTERNATIVA 1: BOMBEO DIRECTO.

No existe en este caso balsa elevada. Por tanto, el coste es cero.

ALTERNATIVA 2: BOMBEO A BALSA ELEVADA.

La tubería de unión entre la balsa baja y la elevada se diseñará para el mayor de estos caudales:

- Caudal de bombeo: 1,050 m^3/s. Según se ha establecido en epígrafe 7.3.1.
- Caudal punta de suministro a la red de bombeo: Caudal de diseño de Clément = 1,067 m^3/s.

Por tanto, se diseña la tubería para 1,067 m^3/s. Se elige una tubería de acero helicosoldado diam. 800 PN-10.

ALTERNATIVA 3: BOMBEO A BALSA ELEVADA + PSF.

La tubería de unión entre la balsa baja y la elevada se diseñará para el mayor de estos caudales:

- Caudal de bombeo: 0,8175 m^3/s. Según se ha establecido en epígrafe 7.3.1.
- Caudal punta de suministro a la red de bombeo: Caudal de diseño de Clément = 1,067 m^3/s.

Por tanto, se diseña la tubería para 1,067 m^3/s. Se elige una tubería de acero helicosoldado diam. 800 PN-10.

7.5.1.2. Balsa elevada.

Es preciso construir una balsa elevada en el caso de las alternativas 2 y 3.

Esta balsa se proyectará de un volumen mínimo de una reserva mínima de 3 días en la época de mayor consumo. En este caso, como la superficie de bombeo es de 785,5 ha, la capacidad de esta balsa será de 165.240 m^3.

Se estima que el coste de esta balsa es de 991.440 €.

7.5.1.3. Coste de la instalación de bombeo

Las potencias necesarias de bombeo de las 3 alternativas son las siguientes:

- Alternativa 1. Bombeo directo: 703,51 kW.
- Alternativa 2: Bombeo a balsa elevada: 686 kW.
- Alternativa 3: Bombeo a balsa elevada + PSF. 534 Kw

Se estima que el coste de instalación del bombeo en las alternativas 1 y 2, son de 150.000 € más que la alternativa 3, ya que la potencia es mayor, el nº de bombas será mayor y por ello, el coste será mayor.

7.5.2 ESTIMACIÓN DEL COSTE DE INVERSIÓN DIFERENCIAL ENTRE BOMBEO DIRECTO Y BOMBEO A BALSA ELEVADA CON PSF

Estamos comparando a nivel de estudio de alternativas la inversión necesaria en caso de instalación de un PSF frente a su no instalación.

De las distintas partidas que es preciso ejecutar consideramos lo siguiente:

- Balsa elevada para dominio por cota de la de bombeo.
- Estación de bombeo e instalación eléctrica. Se estima que, dado que en la alternativa 1 la potencia de bombeo es un 32% mayor, su coste será de 100.000 € más.

Además, se considerarán las siguientes inversiones:

- Parque solar fotovoltaico de 700 kWp.
- Conexión desde balsa baja a balsa elevada.

INVERSIÓN DIFERENCIAL ENTRE BALSA ELEVADA Y PSF FRENTE A BOMBEO DIRECTO	
CONCEPTO	**COSTE TOTAL c/IVA**
Balsa elevada	991.440 €
PSF 700 kWp	700.000 €
Tubería de llenado vaciado de acero helicosoldado diam. 800 HPCCH DIAM. 1000 de 1.000 ml.	453.569 €
Menor coste instalación eléctrica y de bombeo	- 150.000 €
TOTAL EJECUCIÓN POR CONTRATA CON IVA	**1.995.009 €**

Se estima que el coste de inversión diferencial es de 1.995.009 € en Presupuesto de ejecución por contrata con IVA.

7.5.3 ANÁLISIS COSTE-BENEFICIO

Los datos básicos de dicho estudio son los siguientes:

- Coste de inversión diferencial: 1.995.009 €.
- Ahorros que produce la inversión anualmente: 168.420 €. Se estima que estos ahorros aumentan un 1% anual ya que se estima que los costes eléctricos aumentarán en ese orden.
- Tasa de actualización: 1,5%.
- Plazo: 25 años.
- Subvención a la inversión: no.

ANÁLISIS COSTE-BENEFICIO DE BOMBEO A BALSA ELEVADA + PSF FRENTE A BOMBEO DIRECTO				
AÑO	TOTAL INGRESOS PSF	TOTAL GASTOS PSF	TOTAL INGRESOS-GASTOS	VNA
0		1.995.009 €	-1.995.009 €	-1.965.526 €
1	168.420 €	0 €	168.420 €	-1.826.589 €
2	170.104 €	0 €	170.104 €	-1.656.484 €
3	171.805 €	0 €	171.805 €	-1.484.679 €
4	173.524 €	0 €	173.524 €	-1.311.155 €
5	175.259 €	0 €	175.259 €	-1.135.897 €
6	177.011 €	0 €	177.011 €	-958.885 €
7	178.781 €	0 €	178.781 €	-780.104 €
8	180.569 €	0 €	180.569 €	-599.535 €
9	182.375 €	0 €	182.375 €	-417.160 €
10	184.199 €	0 €	184.199 €	-232.961 €
11	186.041 €	0 €	186.041 €	-46.920 €
12	187.901 €	0 €	187.901 €	140.981 €
13	189.780 €	0 €	189.780 €	330.761 €
14	191.678 €	0 €	191.678 €	522.439 €
15	193.595 €	0 €	193.595 €	716.034 €
16	195.531 €	0 €	195.531 €	911.564 €
17	197.486 €	0 €	197.486 €	1.109.050 €
18	199.461 €	0 €	199.461 €	1.308.511 €
19	201.455 €	0 €	201.455 €	1.509.967 €
20	203.470 €	0 €	203.470 €	1.713.437 €
21	205.505 €	0 €	205.505 €	1.918.941 €
22	207.560 €	0 €	207.560 €	2.126.501 €
23	209.635 €	0 €	209.635 €	2.336.136 €
24	211.732 €	0 €	211.732 €	2.547.868 €
25	213.849 €	0 €	213.849 €	2.761.717 €
	TIR	8%		
	VNA	2.761.717 €		
	PLAZO REC	12		
	TASA ACT	1,5%		

Ilustración 8: Análisis coste-beneficio de la alternativa 3 frente a la 1.

Los resultados financieros son los siguientes:

- La inversión se recupera en 12 años.
- El TIR de la inversión es del 8 %.
- El VNA de la inversión es de 2.761.717 €.

7.5.4 ESTUDIO DE BALSA ELEVADA Y PSF FRENTE A BALSA ELEVADA

7.5.4.1. Coste de inversión de la alternativa de balsa + PSF

La instalación del PSF de 700 kWp supone un ahorro del coste eléctrico frente a la no instalación del mismo. No obstante es preciso realizar una inversión que es preciso financiar. Las obras a realizar son las siguientes:

- Parque solar fotovoltaico de 700 kWp.
- Balsa elevada para dominio por cota de la de bombeo.
- Tubería de conexión desde balsa baja a balsa elevada.
- Estación de bombeo.
- Suministro eléctrico.

El parque se ha definido a nivel de estudio previo.

Por tanto, se diseña la tubería para 1,067 m^3/s. Se elige una tubería de acero helicosoldado diam. 800 PN-10.

7.5.5 COSTE DE INVERSIÓN DE LA ALTERNATIVA DE BALSA SIN PSF

La construcción de una balsa elevada supone un coste energético de 98.606 €/año. No obstante es preciso realizar una inversión que es preciso financiar. Las obras a realizar son las siguientes:

- Parque solar fotovoltaico de 700 kWp.
- Balsa elevada para dominio por cota de la de bombeo.
- Conexión desde balsa baja a balsa elevada.
- Estación de bombeo.
- Suministro eléctrico.

El parque se ha definido a nivel de estudio previo.

7.5.5.1. Estimación del coste de inversión diferencial

Estamos comparando a nivel de estudio de alternativas la inversión necesaria en caso de instalación de un PSF frente a su no instalación.

De las distintas partidas que es preciso ejecutar consideramos lo siguiente:

La balsa es precisa en ambas alternativas por lo que no se considera inversión diferencial. La tubería de impulsión es similar Las inversiones diferenciales serán las siguientes:

- Parque solar fotovoltaico de 700 kWp.
- Mayor coste del bombeo e instalación eléctrica en el caso de no existencia de PSF.

INVERSIÓN BALSA ELEVADA + PSF	
CONCEPTO	**COSTE TOTAL c/IVA**
PSF 700 kWp	700.000 €
TOTAL EJECUCIÓN POR CONTRATA CON IVA	**700.000 €**

INVERSIÓN BALSA ELEVADA sin PSF	
CONCEPTO	**COSTE TOTAL c/IVA**
Mayor coste del bombeo	150.000 €
TOTAL EJECUCIÓN POR CONTRATA CON IVA	**150.000 €**
INVERSIÓN DIFERENCIAL	**550.000 €**

Se estima que el coste de inversión diferencial es de 550.000 € en Presupuesto de ejecución por contrata con IVA.

7.5.5.2. Ahorros producidos

Según se aprecia en el epígrafe 7.4, los ahorros producidos son de 94.686 € - 14.990 € = 79.696 €

7.5.6 ANÁLISIS COSTE-BENEFICIO

Los datos básicos de dicho estudio son los siguientes:

- Coste de inversión diferencial: 550.000 €.
- Ahorros que produce la inversión anualmente: 79.696 Se estima que estos ahorros aumentan un 1% anual ya que se estima que los costes eléctricos aumentarán en ese orden.
- Tasa de actualización: 1,5%.
- Plazo: 25 años.
- Subvención a la inversión: no.

ANÁLISIS COSTE-BENEFICIO DE BOMBEO A BALSA ELEVADA + PSF FRENTE A BOMBEO A BALSA ELEVADA SIN PSF				
AÑO	TOTAL INGRESOS PSF	TOTAL GASTOS PSF	TOTAL INGRESOS-GASTOS	VNA
0		550.000 €	-550.000 €	-541.872 €
1	79.705 €	0 €	79.705 €	-470.295 €
2	80.502 €	0 €	80.502 €	-389.792 €
3	81.307 €	0 €	81.307 €	-308.485 €
4	82.120 €	0 €	82.120 €	-226.364 €
5	82.942 €	0 €	82.942 €	-143.423 €
6	83.771 €	0 €	83.771 €	-59.652 €
7	84.609 €	0 €	84.609 €	24.957 €
8	85.455 €	0 €	85.455 €	110.412 €
9	86.309 €	0 €	86.309 €	196.721 €
10	87.173 €	0 €	87.173 €	283.894 €
11	88.044 €	0 €	88.044 €	371.938 €
12	88.925 €	0 €	88.925 €	460.863 €
13	89.814 €	0 €	89.814 €	550.677 €
14	90.712 €	0 €	90.712 €	641.389 €
15	91.619 €	0 €	91.619 €	733.008 €
16	92.535 €	0 €	92.535 €	825.544 €
17	93.461 €	0 €	93.461 €	919.004 €
18	94.395 €	0 €	94.395 €	1.013.400 €
19	95.339 €	0 €	95.339 €	1.108.739 €
20	96.293 €	0 €	96.293 €	1.205.032 €
21	97.256 €	0 €	97.256 €	1.302.287 €
22	98.228 €	0 €	98.228 €	1.400.516 €
23	99.210 €	0 €	99.210 €	1.499.726 €
24	100.203 €	0 €	100.203 €	1.599.929 €
25	101.205 €	0 €	101.205 €	1.701.133 €
	TIR	15%		
	VNA	1.701.133 €		
	PLAZO REC	7		
	TASA ACT	1,5%		

Ilustración 9: Análisis coste-beneficio de la alternativa 3 frente a la 2.

Los resultados financieros son los siguientes:

- La inversión se recupera en 7 años.
- El TIR de la inversión es del 15%.
- El VNA de la inversión es de 1.701.133 €.

7.6 OTRAS CONSIDERACIONES

El PSF junto con la balsa elevada presentan numerosas ventajas con respecto al bombeo directo:

- En este caso, poder disponer de una segunda balsa que permita alcanzar el volumen de embalse óptimo, teniendo en cuenta que en la balsa baja la superficie útil para construir la balsa es reducida.
- Los bombeos a balsa elevada son menos complejos que los bombeos directos para riego a la demanda y permiten disponer de menor número de bombas.
- Las balsas elevadas permiten suministros de bajo caudal fuera de campaña de riego lo que es muy cómodo para el regante (riegos de nascencia, riegos de fin de campaña de hortícolas, granjas, etc.).
- El PSF supone un ahorro de energía de 667.380 kWh, lo que supone reducir las emisiones de GEI en:

$$791.630 \text{ kWh} * 0{,}31^{2} \text{ kg } CO_2/\text{kWh} = 245.405 \text{ kg } CO_2$$

7.7 CONCLUSIONES

La alternativa de PSF + balsa elevada es ventajosa frente a NO PSF y bombeo directo o no PSF y bombeo a balsa elevada desde el punto de vista financiero y medioambiental y facilitará la gestión de la C. R.

[2] Factor MIX 2019. FACTORES DE EMISIÓN REGISTRO DE HUELLA DE CARBONO, COMPENSACIÓN Y PROYECTOS DE ABSORCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO. Junio 2020. MITERD.

8 CARACERÍSTICAS DE LA ALTERNATIVA ELEGIDA

En resumen, la alternativa elegida estará formada por los siguientes elementos:

1. BALSAS.
   a. Balsa de regulación próxima a la Balsa de la C. R. de Callén, de una capacidad de 464.312 m^3.
   b. Balsa "siempre llena" aguas arriba de la balsa de regulación de 34.836 m^3 de capacidad.
   c. Balsa elevada de 165.2400 m^3.
   d. TOTAL CAPACIDAD BALSAS: 664.388 m^3.

2. REDES DE RIEGO.
   a. Red de presión natural desde la balsa de regulación, de 1.512 ha (43% superficie).
   b. Red de presión natural desde la balsa "siempre llena" de 1.241,5 ha (35%).
   c. Red de presión forzada desde la balsa elevada de 785,5 ha (22%).
   d. TOTAL SUPERFICIE REGABLE: 3.539 ha.

3. PRESIÓN NATURAL Y PRESIÓN FORZADA:
   a. 78% de la superficie regable presión natural.
   b. 22% presión forzada.

4. MINIMIZACIÓN DEL COSTE DE BOMBEO.
   a. La altura manométrica de bombeo es de 50 m.
   b. Se instala una PSF para que el bombeo con energía de red sea únicamente en P6.
   c. El análisis coste beneficio indica que este PSF es rentable.
   d. El coste eléctrico del m^3 elevado es de 0,004 €. Repercutido a toda la C. R. el precio del m^3 elevado es de 0,00088 €.