



**Universidad  
Zaragoza**

## Trabajo Fin de Grado

Viabilidad de la cobertura de un canal de riego con  
sistemas fotovoltaicos

Feasibility of the coverage of an irrigation channel  
with photovoltaic systems

Autor/es

Christopher Edmundo Clark Castán

Director/es

Ángel Antonio Bayod Rújula

Grado de

Ingeniería de Tecnologías Industriales

Escuela de Ingeniería y Arquitectura  
Curso 2022-2023



## **Agradecimientos**

*Antes de comenzar a meterme en materia, me gustaría poder dedicar esta página para agradecer a todos aquellos que me han dado la oportunidad de estar en este punto, realizando el Trabajo de Fin del Grado de Ingeniería de Tecnologías Industriales.*

*Lo primero de todo, quiero agradecer la oportunidad brindada por Ángel Antonio Bayod Rújula para realizar el trabajo en un área que me gusta, que es el de las energías renovables. Me veo en la obligación de darle las gracias por todo el apoyo que me ha dado durante estos meses de elaboración del trabajo y por todo lo que he aprendido de él.*

*Me gustaría también dar las gracias a mi familia por apoyarme durante este proceso, no solo de elaboración del trabajo de fin de grado sino en todo el camino recorrido para llegar hasta aquí, ya que sin su apoyo no estaría donde estoy hoy.*

*Además, quiero dedicar mis agradecimientos a todos los profesores de universidad que me han aportado su conocimiento y experiencia, y que por supuesto han aportado su granito de arena en la elaboración de este trabajo.*

*Y, por último, tengo que dar las gracias a todos mis amigos y compañeros que me han aconsejado y ayudado durante todos estos años de carrera.*



## RESUMEN

Este trabajo va a consistir en el análisis de la viabilidad técnica y económica de instalar paneles solares en canales de riego.

Para ello se va a analizar la implementación de este concepto en un canal real, para el cual se va a escoger el canal de Bardenas. En ese canal, se va a realizar un estudio del potencial energético de los tramos escogidos para hacer el análisis, y se va a llevar a cabo una primera estimación de la producción energética anual. Junto a este análisis, se van a indicar las ventajas de instalar placas solares en canales de riego, debido a las sinergias que se pueden crear, realizando un análisis de estas ventajas como es el caso del cálculo de evaporación prevenida. Además, se dará una idea de las dificultades que conlleva, así como las posibles implicaciones negativas y los efectos medioambientales que pueden acarrear.

Profundizando más, se diseñará con un nivel medio de detalle una planta piloto de menor potencia instalada con el objetivo de realizar una simulación de la producción energética anual y un estudio energético. Además, después de diseñar la estación se van a calcular los costes iniciales de la instalación para elaborar un presupuesto.

A continuación, se diseñará de manera simple la estructura que se construirá sobre las márgenes del canal y servirá para sostener a los paneles solares en la parte más elevada de esta, dejando cierta altura entre el canal y los módulos. Esto se hará para estimar el coste total de la estructura para elaborar el presupuesto total de la instalación.

Posteriormente se hará un análisis económico para valorar la rentabilidad de la solución aportada, y luego se realizará una discusión de los puntos a tener en cuenta a la hora de extrapolar los resultados económicos de la planta piloto a una posible implementación a mayor escala.



## Índice

|                                                                                            |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| RESUMEN.....                                                                               | 2  |
| 1. Introducción .....                                                                      | 6  |
| 1.2 Objetivos y Alcance del trabajo .....                                                  | 7  |
| 1.3 Fases del proyecto y metodología .....                                                 | 8  |
| 2. Estudio de la cobertura del canal de Bardenas con módulos fotovoltaicos .....           | 10 |
| 2.1 Descripción del canal de Bardenas .....                                                | 10 |
| 2.1 Área de estudio y potencial del canal .....                                            | 11 |
| 2.2.1 Área del canal disponible .....                                                      | 12 |
| 2.2.2 Área del canal utilizable .....                                                      | 13 |
| 2.2.2 Análisis del potencial energético del canal. ....                                    | 16 |
| 2.3 Estudio del potencial energético .....                                                 | 16 |
| 2.3.1 Estudio de las posibilidades tecnológicas y configuración de los módulos solares ... | 17 |
| 2.3.2 Potencial energético del canal .....                                                 | 19 |
| 2.4 Posibilidades de conexión a la red .....                                               | 20 |
| 2.4.1 Enfoque de planta fotovoltaica clásica.....                                          | 21 |
| 2.4.2 Un enfoque utilizando más puntos de conexión a la red .....                          | 21 |
| 2.4.3 Evacuación de la energía mediante líneas de corriente continua de alta tensión ..... | 22 |
| 2.4.4 Enfoque de instalaciones independientes a pequeña escala .....                       | 23 |
| 2.5 Disposición de los módulos y estructura .....                                          | 23 |
| 2.6 Beneficios hidráulicos .....                                                           | 24 |
| 2.7 Ventajas e inconvenientes .....                                                        | 26 |
| 2.7.1 Ventajas .....                                                                       | 26 |
| 2.7.2 Inconvenientes y problemas medioambientales .....                                    | 28 |
| 3. Diseño de un tramo de la planta fotovoltaica .....                                      | 31 |
| 3.1 Diseño de la instalación .....                                                         | 31 |
| 3.2 Módulos fotovoltaicos .....                                                            | 33 |
| Tabla 8. Características del módulo solar. Fuente: Elaboración propia. ....                | 34 |
| 3.3. Inversor.....                                                                         | 34 |
| 3.4 Elección de la configuración de la instalación. ....                                   | 35 |
| 3.5 Cajas de agrupación. ....                                                              | 37 |
| 3.6 Cálculo de cableado en baja tensión en CC .....                                        | 38 |
| 3.6.1 Tramo 1 de CC: del módulo FV a las cajas de agrupación o string boxes.....           | 38 |
| 3.6.2 Tramo 2 de CC: del string box al inversor .....                                      | 41 |
| 3.7 Transformador .....                                                                    | 44 |



|                                                                                      |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 3.8 Centro de seccionamiento .....                                                   | 44 |
| 3.9 Protecciones eléctricas.....                                                     | 44 |
| 3.9.1 Corriente Continua .....                                                       | 45 |
| 3.9.2 Corriente Alterna .....                                                        | 46 |
| 3.9.3 Protección de las personas .....                                               | 47 |
| 3.10 Puesta a tierra.....                                                            | 47 |
| 3.11 Tramos de corriente alterna .....                                               | 48 |
| 3.11.1 Tramo de corriente alterna de baja tensión .....                              | 48 |
| 3.11.2 Tramo de corriente alterna de media tensión .....                             | 48 |
| 3.12 Canalizaciones para el cableado .....                                           | 51 |
| 3.12.1 Tramo de baja tensión .....                                                   | 51 |
| 3.12.1 Tramo de media tensión: Línea de evacuación .....                             | 51 |
| 3.13 Observaciones.....                                                              | 51 |
| 4. Análisis de pérdidas energéticas.....                                             | 52 |
| 4.1 Pérdidas de irradiancia: pérdidas por suciedad, obstrucción del panel, etc. .... | 52 |
| 4.2 Pérdidas en la parte continua .....                                              | 53 |
| 4.2.1 Pérdidas por mismatch .....                                                    | 53 |
| 4.2.2 Pérdidas por el conexionado .....                                              | 53 |
| 4.2.3 Pérdidas en el cableado de la parte continua .....                             | 53 |
| 4.2.4 Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal .....                      | 54 |
| 4.2.5 Pérdidas por error en el tracking solar .....                                  | 54 |
| 4.2.5 Pérdidas en los optimizadores solares.....                                     | 54 |
| 4.3 Pérdidas en la parte alterna .....                                               | 54 |
| 4.4 Pérdidas en el transformador.....                                                | 55 |
| 4.5 Pérdidas en la transmisión.....                                                  | 55 |
| 4.6 Perdidas por la no disponibilidad del sistema .....                              | 55 |
| 4.7 Otras pérdidas.....                                                              | 56 |
| 4.7.1 Pérdidas por LID .....                                                         | 56 |
| 4.7.2 Pérdidas auxiliares.....                                                       | 56 |
| 4.7.3 Degradación de los módulos.....                                                | 56 |
| 4.7.4 Pérdidas debidas a la temperatura .....                                        | 57 |
| 5. Análisis de la producción energética de la instalación.....                       | 58 |
| 5.1 Resultados de la simulación .....                                                | 59 |
| Producción energética en el primer año: .....                                        | 59 |
| Degradación temporal del sistema: producción energética anual.....                   | 60 |
| Detalle de las pérdidas eléctricas en la instalación .....                           | 61 |
| 6. Diseño de la estructura.....                                                      | 63 |



|                                                                                          |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 6.1 Descripción de la estructura .....                                                   | 63  |
| 6.2 Lista de componentes .....                                                           | 66  |
| 7. Análisis de la viabilidad económica de la instalación de 100 kW .....                 | 68  |
| 7.1 Costo nivelado de la energía (LCOE).....                                             | 68  |
| 7.1.1. Presupuesto inicial de la instalación .....                                       | 69  |
| 7.1.2 Coste de operación y mantenimiento .....                                           | 70  |
| 7.1.3 Cálculo del LCOE .....                                                             | 70  |
| 7.1.4 Discusión de los resultados.....                                                   | 71  |
| 8. Conclusiones y discusión de los resultados .....                                      | 72  |
| Anexo 1: Estudio de los tramos rectos del canal de Bardenas y acequia de Sora.....       | 74  |
| Anexo 2: Coordenadas iniciales y finales de los tramos rectos .....                      | 77  |
| Anexo 3: Estudio del área del canal disponible .....                                     | 82  |
| Anexo 4: Estudio de la clasificación y viabilidad de los tramos rectos .....             | 84  |
| Anexo 5: Estudio del área de canal utilizable.....                                       | 89  |
| Anexo 6: Análisis del potencial energético del canal .....                               | 93  |
| Anexo 7: Estudio de la optimización de la inclinación de los paneles solares .....       | 98  |
| Anexo 8: Análisis del potencial energético del canal mediante simulación por PVGIS ..... | 100 |
| Anexo 9: Agrupación de tramos de canal .....                                             | 102 |
| Anexo 10: Tablas de cálculo para el análisis de la evaporación prevenida .....           | 106 |
| Bibliografía .....                                                                       | 108 |

## 1. Introducción

La energía solar es una energía de origen renovable que utiliza la radiación electromagnética del sol para producir energía. Existen dos grandes tipos de tecnologías que buscan aprovechar la energía solar, las solares térmicas y las solares fotovoltaicas. Este último grupo es en el que se va a enfocar este trabajo. (factorenergía, 2023)

El concepto de la energía solar fotovoltaica consiste en generar directamente la electricidad a partir de la radiación solar por medio de paneles solares fotovoltaicos. Los paneles o módulos solares se componen de celdas o células solares, que habitualmente son de silicio monocristalino o policristalino (factorenergía, 2023). La radiación solar en los paneles se transforma directamente en electricidad mediante el denominado efecto fotovoltaico, que se basa en que la luz genera una corriente eléctrica al iluminar los materiales semiconductores, como el silicio, ya que se produce el movimiento de electrones generando dicha corriente (Camilo Arancibia Bulnes, 2010).

En el año 2022, la energía solar fotovoltaica aumentó un 32,8% en España alcanzando los 27.864 GWh y aportando un 10,1% del mix energético nacional. Este crecimiento ha venido de la mano del crecimiento de las energías renovables en el país, ya que estas aportan ya el 42,2% de la energía generada en 2022. Además, las instalaciones de energía renovable representaban un 59,2% de la potencia instalada del total del parque generador de energía eléctrica en España. (Redeia, 2023)

En Aragón, el porcentaje de generación renovable es más alto que el de la media nacional, situándose en un 76% en 2022, con una potencia instalada de origen renovable de 8221 MW. Además, Aragón es la cuarta comunidad autónoma que más porcentaje de generación renovable aporta, aportando un 13% del total de energía renovable producida en el territorio nacional. (Redeia, 2023)

Así pues, este trabajo de fin de grado se va a basar en un concepto novedoso que se ha llevado a cabo de manera experimental en algunos países como en la India. Esta idea consiste en la generación de energía fotovoltaica instalando placas sobre canales de agua. Algunos estudios que se mencionarán en este trabajo afirman que las sinergias entre la generación de energía solar fotovoltaica y el canal de agua pueden tener beneficios sobre el desempeño de los paneles solares y sobre la conservación de agua en el canal durante los meses de calor. Se indica por tanto que el efecto del canal en los módulos solares puede hacer que mejore la eficiencia. Esto es debido a que el canal de agua situado debajo de los paneles solares disminuye la temperatura del entorno, reduciendo la temperatura de operación de los módulos y aumentando su productividad. También hay estudios que plantean la posibilidad de que la reducción de temperatura de operación de los módulos producido por el canal puede tener efectos sobre la reducción del desgaste del módulo con el tiempo. Sin olvidar tampoco el efecto sobre la evaporación del canal, ya que, al instalar un techo de paneles solares sobre el canal, se está impidiendo en contacto directo que la luz solar con el canal, lo que reduce el nivel de evaporación.

En este trabajo se va a analizar la posibilidad de instalar placas solares en el canal de Bardenas, en Aragón. El enfoque de este estudio se hará desde un punto de vista

económico y técnico, del que se detallará más en la sección de fases del proyecto y metodología. La idea es realizar una evaluación del concepto, simulando la instalación de paneles solares en el canal mencionado, con el objetivo de estudiar su potencial energético, las diferentes posibilidades técnicas para la implementación del concepto, el impacto medioambiental y realizar un análisis económico.

## 1.2 Objetivos y Alcance del trabajo

El objetivo de este trabajo de fin de grado es analizar la posibilidad de instalar un sistema fotovoltaico en un canal de riego y discutir la viabilidad de la idea. Para ello se va a escoger el canal de Bardenas para realizar un análisis a varios niveles sobre la viabilidad de instalar módulos solares sobre dicho canal.

Con todo ello, todas las secciones de este trabajo buscan cumplir con ese propósito de evaluar el concepto desde un nivel económico, técnico y medioambiental. Como consecuencia, el diseño de la planta fotovoltaica y de la estructura sobre la que se montan los paneles solares no han sido realizados a un gran nivel de detalle, puesto que estas partes del trabajo se han realizado para servir el propósito del trabajo, es decir, analizar la viabilidad del concepto. Por ello, no se ha realizado un diseño exhaustivo de la planta a nivel de planos y a nivel eléctrico puesto que el propósito no era diseñar una planta fotovoltaica. Lo mismo se puede decir de la estructura de soporte de los módulos, ya que el objetivo de este trabajo no es realizar el diseño de una estructura ni analizar una estructura desde el punto de vista del área de resistencia de materiales y cálculo de estructuras. Si no que el propósito de esbozar un boceto de la estructura es únicamente para dar una idea de cómo podrían situarse los módulos por encima del canal y para realizar un estudio de los costes.

El alcance de este trabajo es indagar en una idea que ya se ha llevado a cabo en otros lugares del mundo, pero que su uso no está muy extendido. Por lo que este trabajo puede suponer una gran oportunidad para ahondar en la posibilidad de instalar placas solares en canales de riego dadas sus ventajas potenciales aprovechando una sinergia entre el canal y el sistema fotovoltaico. Se pretende dar visibilidad a este concepto por medio de realizar un análisis del potencial energético que puede tener un canal de longitud considerable en Aragón y así quizá atraer a empresas o entidades públicas a que investiguen más acerca esta idea para llevarla a cabo en un futuro próximo.

Sin duda, el impacto que busca este trabajo es el de impulsar una forma de generación eléctrica renovable que puede ser implementada a nivel local, por lo que encaja con el objetivo de desarrollo sostenible número 7 que busca proporcionar energía asequible y no contaminante a la población mundial, y con el objetivo número 11, que pretende conseguir ciudades y comunidades sostenibles. Además, el alcance de este trabajo, que es el de indagar sobre una vía innovadora de implementación de instalaciones solares, se alinea con el objetivo número 9, llamado innovación, industria e infraestructura. Este concepto, además de buscar una mejora en la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos, busca reducir la evaporación y reducir el espacio necesario para generar energía

renovable. Por ello, el objetivo número 13 de acción por el clima encaja también en el alcance del trabajo.

### **1.3 Fases del proyecto y metodología**

Se ha explicado que el objetivo del trabajo de fin de grado es estudiar la viabilidad técnica de instalar placas solares en un canal de riego desde un punto de vista técnico y económico. En esta sección se explican las fases que se han realizado para ello y la metodología utilizada en cada sección.

#### **Fase 1: Estudio del potencial del canal de Bardenas**

Para analizar la viabilidad del concepto se ha tomado un canal real, el canal de Bardenas, para así estudiar cómo se podría aplicar la idea a este canal. De esta manera se puede estudiar el potencial energético, las posibilidades de generación de energía solar fotovoltaica y conexión a la red eléctrica, y otros efectos.

Para ello se comienza con estudiar aquellos tramos rectos del canal, es decir, que no sufran cambios en su dirección a lo largo del cauce. Este estudio se realiza por medio del mapa satélite del Canal de Bardenas. De esta manera se obtiene un área de canal disponible para la instalación de paneles solares. Posteriormente, se evalúa la idoneidad de los tramos para la instalación de paneles solares en base a los elementos que puedan interferir como vegetación o infraestructura cercana al canal. Con ello se obtiene un área utilizable para realizar el estudio del potencial energético del canal mediante PVGIS, analizando la potencia instalada según el área utilizable y obteniendo el dato de electricidad anual generada en kWh.

Posteriormente, se estudian varias alternativas para la conexión de las instalaciones solares en los tramos de los canales con la red eléctrica, basado en la literatura que existe sobre el concepto de placas solares sobre canales de riego. Para realizar el estudio de potencia instalada, se ha de definir previamente la disposición de los módulos sobre el canal para evaluar varios factores.

Además, se calcula el potencial ahorro de la evaporación por la instalación de un techo de placas solares sobre el canal. Este cálculo se realiza en base a un modelo que se explicará en la sección correspondiente y obteniendo la información de la base de datos meteorológicos de Sádaba.

Posteriormente, se comentan las ventajas e inconvenientes de la implementación del concepto basado en la literatura existente.

Por último, esta fase sirve al propósito del trabajo al aportar información clave del potencial energético del área del canal y al proporcionar ideas sobre la viabilidad técnica del proyecto.

## **Fase 2: Diseño de la planta fotovoltaica**

La segunda parte consiste en el diseño de una planta fotovoltaica de 100 kW a instalar en un tramo del canal de Bardenas, a la altura de Sádaba. El objetivo es estudiar la producción eléctrica y poder hacer un cálculo de costes para el análisis económico. La instalación fotovoltaica se ha realizado en base al libro *Sistemas fotovoltaicos de A.A. Bayod Rújula (2009)*. Además, se ha acudido a otras literaturas sobre el tema para desarrollar esta parte del trabajo.

## **Fase 3: Cálculo de las pérdidas y simulación de la planta en SAM**

Esta fase consiste en determinar las pérdidas en el sistema fotovoltaico diseñado en la anterior fase para introducir estos valores de pérdidas en el software System Advisor Model, conocido como SAM. Luego, se realiza la simulación de la planta diseñada en la fase anterior con los datos de las pérdidas determinadas, para así estudiar la generación energética del sistema fotovoltaico.

## **Fase 4: Diseño de la estructura**

En esta fase se ha esbozado un diseño posible de la estructura para instalar los paneles solares. Esta parte del trabajo sirve al objetivo del proyecto en dos formas: proporcionando una idea para la implementación de la infraestructura de generación solar sobre el canal y obteniendo una idea sobre los costes de la estructura, con el objetivo de hacer el análisis económico del trabajo. Es por ello por lo que no se ha realizado el cálculo de la estructura a nivel detallado analizado su respuesta ante las cargas de los paneles ni el desplazamiento producido, ni tampoco se han analizado otras variables para modelar la estructura de acuerdo con la normativa vigente. Se considera que esta parte está fuera del alcance del proyecto debido a que no es un proyecto de cálculo de estructuras ni de resistencia de materiales.

Para el diseño de la estructura se ha utilizado el software RFEM 6 de DLUBAL.

## **Fase 5: Análisis de la viabilidad económica**

Esta última fase sirve al propósito de analizar la viabilidad económica del proyecto. Para ello se ha realizado un presupuesto detallado de la estructura y de la instalación eléctrica con el objetivo de conocer el valor de la inversión inicial. Además, se ha establecido una serie de costes anuales de operación y mantenimiento con el fin de calcular el costo nivelado de la energía (LCOE). De esta forma se puede analizar si el coste del kWh es más elevado que el marcado por el mercado del pool eléctrico, y analizar si esta opción de planta fotovoltaica de 100 kW sobre el canal puede ser válida.

## **2. Estudio de la cobertura del canal de Bardenas con módulos fotovoltaicos**

### **2.1 Descripción del canal de Bardenas**

El canal de Bardenas es un acueducto que tiene su comienzo en la parte navarra del embalse de Yesa y transcurre por la Comunidad Foral de Navarra y por la Provincia de Zaragoza, en Aragón. Este canal tiene un recorrido de 132 km y está dividido en dos partes: Bardenas I y Bardenas II, que a su vez se encuentran subdivididas en siete tramos, el último de los cuales no está construido y correspondería a Bardenas III. La separación entre las dos primeras divisiones, Bardenas I y Bardenas II se establece cuando el canal cruza el río Arba de Luesia. Se aprecia esta diferencia ya que ambas divisiones están conectadas por un puente acueducto de una anchura considerablemente menor que la anchura del canal de las dos subdivisiones. (CHEbro, 2023)

El canal en el origen, que se encuentra a la salida del embalse de Yesa, tiene una capacidad de 60  $m^3/s$ . Sin embargo, esta capacidad se va reduciendo hasta alcanzar los 30  $m^3/s$  en el sexto de los tramos. (CHEbro, 2023)

La superficie regable del canal de Las Bardenas depende de la división, en Bardenas I es aproximadamente 60.000 ha (hectáreas), mientras que el área regable en la división de Bardenas II estará en torno a las 28.000 ha una vez finalice la puesta en riego de todos los tramos. Esto hace que el sistema del canal de Bardenas, que se compone del canal junto con las acequias y demás subsistemas, aporte un 15-20% de la superficie regable en la cuenca del Ebro (CHEbro, 2023). La demanda media anual, principalmente de la comarca de Cinco Villas y las Bardenas Reales es de 467  $hm^3$ . (iagua, 2023)

El sistema hidráulico del canal de Bardenas está compuesto por el embalse de Yesa, el Canal de Bardenas, sus acequias principales y derivadas, los colectores y los embalses de regulación interna. Las acequias principales son la acequia de Navarra, la de Cinco Villas, la de Cascajos, la de Saso y la de Sora. La comunidad General de Regantes del Canal de Bardenas es el organismo encargado de la distribución del agua en estas infraestructuras por medio de un convenio anual firmado entre el Organismo de Cuenca de la Confederación Hidrográfica del Ebro y la comunidad de regantes. (Bardenas)

En la siguiente página se aprecia un mapa que ofrece la Confederación Hidrográfica del Ebro para el canal de Bardenas y todas las acequias que derivan de este. Además, se muestran las poblaciones más significativas de la zona.



Fig. 1. Mapa del canal de Bardenas y sus acequias. Fuente: (CHEbro, 2023)

## 2.1 Área de estudio y potencial del canal

El canal comienza en el final del embalse de Yesa, a una cota sobre el nivel del mar de 435 m (iagua, 2023) y finaliza en el embalse de Laverne, a unos 400 metros sobre el nivel del mar. (iagua, 2023) Por lo que el canal transcurre sin descensos grandes en cuanto a la altitud sobre el nivel del mar.

La morfología del terreno es variable, y por ello se aprecian variaciones en el transcurso del canal, habiendo cambios de dirección importantes y curvas que dificultan la instalación de placas solares en la superficie del canal. El canal está dividido en dos grandes zonas separadas por un puente acueducto, sin embargo, hay grandes tramos del canal principal que transcurren enterrados, por lo que supone una separación que hay que tener en cuenta a la hora de llevar a cabo este estudio. Pese a las variaciones que hay en el perfil de canal, también se pueden encontrar tramos de más de 500 metros que circulan en línea recta. La orientación en este caso es variable, encontrándonos tramos que describen prácticamente una trayectoria paralela al eje norte-sur y otros perpendiculares a este eje.

La latitud se encuentra entre  $42,6156^\circ$ , al comienzo del canal de Bardenas, y  $42,0641^\circ$ , a la entrada de la acequia de Sora al embalse de Laverne. Ya que el canal de Bardenas transcurre por un área relativamente pequeño, el cambio en la latitud es prácticamente indiferente a la hora de calcular los parámetros solares y su pequeña variación hará que sea más preciso y sencillo establecer un valor único para la latitud en el estudio de la producción energética.

Para realizar el estudio se ha escogido el tramo principal que transcurre por Aragón. Si bien es cierto que hay un tramo al noroeste en el que el canal transcurre por territorio aragonés durante parte de su trayectoria, para este estudio solo se va a tener en cuenta la trayectoria del canal de Bardenas que entra a la comunidad aragonesa por segunda vez. Además, el estudio tomará también la trayectoria de la acequia de Sora, que es la continuación del canal de Bardenas hasta el embalse de Laverne. El alcance del estudio, por tanto, comprende desde el tramo del canal principal que atraviesa la frontera cerca de la población de Sofuentes, en el término municipal de Sos del Rey Católico, hasta que la acequia de Sora llega al embalse de Laverne.

### 2.2.1 Área del canal disponible

En A. Colmenar-Santos, A. Buendía-Esparcia, C. de Palacio-Rodríguez, D. Borge Diez (2016) se estudia un caso parecido en el que se pretende instalar paneles solares en el transvase Tajo-Segura. En este artículo se menciona que, en el momento de calcular los tramos de canal o área disponible, es más adecuado que se utilicen solo las secciones rectas del canal. Siguiendo esta recomendación, para el estudio del potencial del área del canal disponible se han tenido en cuenta aquellos tramos que están al aire libre, en los que no hay ninguna estructura como puentes u otros elementos que puedan entorpecer o impedir la construcción de la instalación, y que transcurran linealmente sin variación en su perfil.

El *Anexo 1* presenta todos los tramos rectos contenidos entre la entrada del canal en Aragón junto a la población de Sofuentes y la llegada de la acequia de Sora al embalse de Laverne. En este anexo se muestra la longitud total y la anchura del canal en cada uno de los tramos rectos.

A su vez, el *Anexo 2* presenta la longitud y latitud inicial y final de cada uno de los tramos presentados en el *Anexo 1*. Estas coordenadas ayudan a una mejor identificación de los tramos del canal.

Para el estudio del potencial energético en los tramos del canal de Bardenas que se indican en los *Anexos 1 y 2*, se han dividido los tramos en tres divisiones. La primera división es la llamada Zona Aragón 1, esta zona comprende el segmento del canal entre la entrada del canal en Aragón por Sofuentes hasta Farasdues, que es una población que pertenece al término municipal de Ejea. La segunda zona es la denominada Zona Aragón 2, y comprende el segmento entre el término municipal de Luna y el comienzo de la acequia de Sora. El porqué de la división de estas dos zonas del canal principal de Bardenas se debe a que, entre el final del segmento denominado como Zona Aragón 1 y el llamado Zona Aragón 2, el canal transcurre la mayor parte de su trayectoria bajo tierra, por lo que no se podría aprovechar esa área para la instalación de módulos fotovoltaicos. Sin embargo, en la primera de las zonas también hay trechos en los que el canal va enterrado, pero la longitud de estos es mucho menor.

La tercera zona se corresponde con la acequia de Sora, que comienza en el final de la Zona 3 y termina en el embalse de Laverne.

Teniendo en cuenta todos aquellos tramos del canal que transcurren en línea recta en cada una de esas zonas, el área total disponible para la instalación de paneles solares es de  $491.000 \text{ m}^2$  en la zona Aragón 1,  $255.055 \text{ m}^2$  en la zona Aragón 2, y  $222.750 \text{ m}^2$  en la acequia de Sora. Esto da un área disponible total de  $968.805 \text{ m}^2$ , o lo que es lo mismo 96.88 hectáreas. Este área se ha obtenido de la longitud y de la anchura de cada uno de los tramos rectos del canal principal y de la acequia de Sora que se pueden observar en los *Anexos 1 y 3*. En ellos se aprecia que la longitud del canal disponible es de 68.515 metros repartidos en 37.075 metros en la zona de Aragón 1, 16.590 metros en la zona de Aragón 2 y 14.850 en la zona de la acequia de Sora.

| Área disponible       |                       |                       |                       |
|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Zona Aragón 1         | Zona Aragón 2         | Acequia de Sora       | Total                 |
| $491.000 \text{ m}^2$ | $255.055 \text{ m}^2$ | $222.750 \text{ m}^2$ | $968.805 \text{ m}^2$ |

Tabla 1. Área disponible para la instalación de sistemas FV. Fuente: Elaboración propia.

| Longitud disponible |               |                 |          |
|---------------------|---------------|-----------------|----------|
| Zona Aragón 1       | Zona Aragón 2 | Acequia de Sora | Total    |
| 37.075 m            | 16.590 m      | 14.850 m        | 68.515 m |

Tabla 2. Longitud disponible para la instalación de sistemas FV. Fuente: Elaboración propia.

## 2.2.2 Área del canal utilizable

En la sección anterior se ha estimado el área total disponible para la instalación de paneles fotovoltaicos siguiendo el criterio de selección de tramos rectos. Sin embargo, esta área no representa el área del canal utilizable, ya que como comentan A. Colmenar-Santos, A. Buendía-Esparcia, C. de Palacio-Rodríguez, D. Borge Diez (2016) en su estudio, al área total disponible hay que eliminarle aquellas zonas afectadas en mayor medida por sombras creadas por estructuras cercanas a los márgenes del canal como bien podrían ser puentes, carreteras, edificios, etc. Asimismo, se ha de cuantificar aquellas zonas afectadas por sombreamiento provocado por la vegetación.

En el estudio, para el cálculo del área disponible se han eliminado aquellas zonas del canal que estuviesen a 10-15 metros de puentes y carreteras perpendiculares a la trayectoria del canal. Adicionalmente, se ha realizado un estudio de viabilidad de la instalación de módulos fotovoltaicos en los tramos según la presencia de vegetación en los márgenes, presencia de estructuras, adecuación del terreno para la construcción de la estructura, impedimentos como carreteras y otras observaciones que se han encontrado. En el *Anexo 4* se puede encontrar este análisis por zonas y se observan los tramos favorables para realizar la instalación, que son los que constituyen el área del canal utilizable.

En el estudio de viabilidad de los tramos se ha considerado que en aquellos tramos en los que no haya muchos árboles se puede o bien replantarlos en otro lugar estudiando la legislación aplicable, cuestión que queda fuera de este objeto de estudio, o bien eliminar del estudio solo el área del canal afectado por dicha vegetación. Es por ello, que se han

considerado como viables aquellos tramos en los que no hay mucha vegetación en los márgenes o no provocan grandes sombras.

El estudio de la adecuación de los tramos que se muestra en el *Anexo 4* expone aquellos segmentos del canal y de la acequia que sí son adecuados para la instalación de placas solares mediante la construcción de una estructura sobre el canal. Estos tramos son aquellos en los que no hay gran cantidad de árboles en ellos, considerando como válidos aquellos tramos que tenían algunos árboles esporádicos, y no aquellos en las que las márgenes estuviesen cubiertas. Este análisis y la posterior elección de tramos utilizables para el estudio del potencial energético se ha realizado de manera visual y cualitativa. (dices.net)

Como se puede ver en el estudio que se adjunta en el *Anexo 4*, en la zona denominada como Aragón 1, hasta 30 tramos de los 110 que se contabilizaron en el estudio de segmentos del canal disponibles han sido descartados por la presencia de árboles que afectarían de manera muy negativa al sistema en forma de pérdidas por esa disminución de la captación de irradiación solar especialmente en determinadas horas del día, y por los posibles efectos de mismatch (pérdidas energéticas que se originan cuando se conectan módulos de potencias ligeramente diferentes en serie) que se pueden ocasionar. (Bayod Rújula, 2009)

Como consecuencia, la longitud total utilizable en esta primera zona disminuye hasta los 24.795 metros, siendo el área disponible de  $314.940 \text{ m}^2$ , lo que supone una reducción considerable. Por el contrario, no se ha determinado ninguna zona no apta en la acequia de Sora de aquellas que se habían tenido en cuenta en el análisis de disponibilidad y solamente una en la segunda de las zonas de canal principal. Finalmente, la zona llamada como Aragón 2 dispone de una longitud utilizable de 16.460 metros y de un área de  $253.430 \text{ m}^2$ .

| Área utilizable       |                       |                       |                       |
|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Zona Aragón 1         | Zona Aragón 2         | Acequia de Sora       | Total                 |
| $314.940 \text{ m}^2$ | $253.430 \text{ m}^2$ | $222.750 \text{ m}^2$ | $791.120 \text{ m}^2$ |

Tabla 3. Área utilizable para la instalación de sistemas FV por zona. Fuente: Elaboración propia.

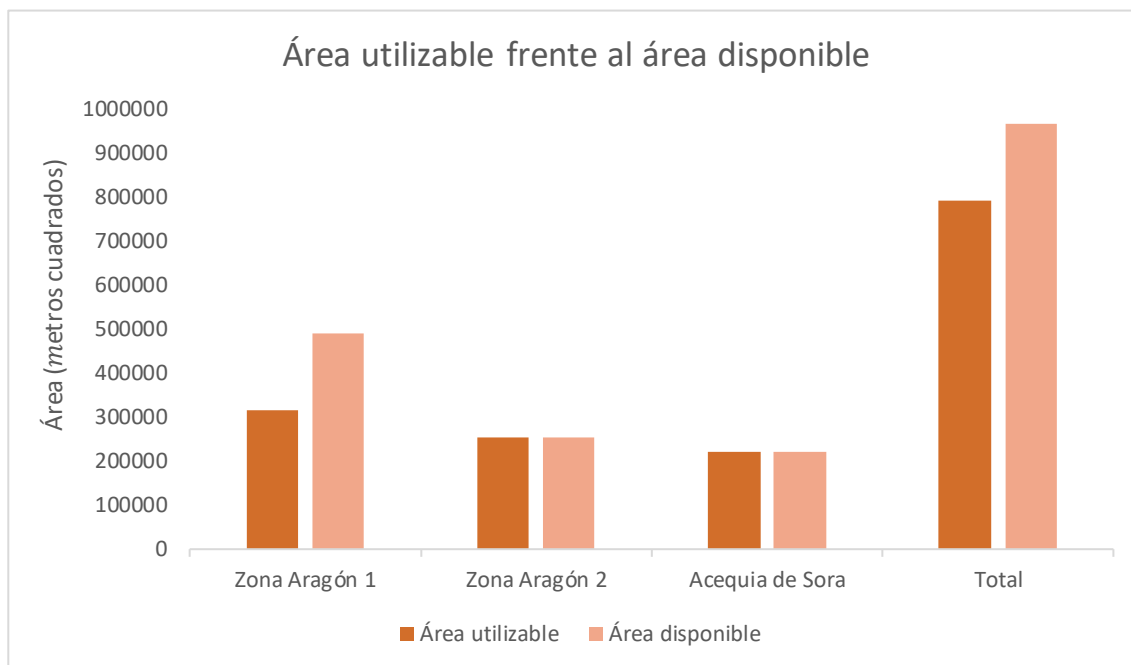


Fig. 2. Representación del área utilizable frente al área disponible. Fuente: elaboración propia.

| Longitud utilizable |               |                 |          |
|---------------------|---------------|-----------------|----------|
| Zona Aragón 1       | Zona Aragón 2 | Acequia de Sora | Total    |
| 24.795 m            | 16.460 m      | 14.850 m        | 56.105 m |

Tabla 4. Longitud utilizable para la instalación de sistemas FV por zona. Fuente: Elaboración propia.

No obstante, se debe tener en cuenta que la estructura que se ha pensado para colocar los módulos solares tendrá una dimensión perpendicular al canal mayor a la anchura del propio canal, ya que las columnas de soporte estarán cimentadas en los márgenes. De esta forma, el área de los módulos será superior al área disponible del canal principalmente por dos razones: la superficie disponible para la instalación de módulos en la estructura supera al área del canal por lo comentado, y, el módulo solar tiene un área fija y para el obtener el área disponible se ha aproximado por lo alto.

Ejemplo: un tramo del canal tiene 18 metros de anchura y el módulo tiene una dimensión en anchura de 1.038 metros. Para el cálculo de la sección de los módulos se ha tenido en cuenta una anchura de  $18 \times 1.038 \text{ m} = 18.684 \text{ metros}$ .

En el *Anexo 5*, se pone de manifiesto la sección utilizable para módulos solares teniendo en cuenta la metodología comentada en los párrafos anteriores. La sección total utilizable en la zona Aragón 1 es de  $328\,052 \text{ m}^2$  que corresponde a 150 933 placas solares. En zona de Aragón 2 este dato es de  $263\,665 \text{ m}^2$ , y el número de módulos solares que se pueden instalar es 121 309. Por último, en la zona de la acequia de sora este dato es de  $231\,966 \text{ m}^2$ , correspondiente a 106 725 módulos.

| Área utilizable para módulos solares |                       |                       |                       |
|--------------------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Zona Aragón 1                        | Zona Aragón 2         | Acequia de Sora       | Total                 |
| $314.940 \text{ m}^2$                | $253.430 \text{ m}^2$ | $222.750 \text{ m}^2$ | $791.120 \text{ m}^2$ |

Tabla 5. Área utilizable para módulos solares. Fuente: Elaboración propia.

### 2.2.2 Análisis del potencial energético del canal.

Tal y como se ha visto en la sección anterior, el número de paneles solares que se podrían instalar en los tramos rectos seleccionados como válidos es de 378 967. Con esta información se puede realizar una estimación de la potencia pico instalada en los segmentos escogidos como aptos para posteriormente estimar la producción energética de este análisis. La potencia pico instalada se ha calculado en base a esta expresión

$$\text{Potencia pico instalada (kWp)} = 1 \text{ kW/m}^2 \cdot \text{área} \cdot \text{eficiencia} / 100$$

Tomando el valor de la eficiencia de 20,7% obtenida del documento de las especificaciones técnicas del módulo solar utilizado para la simulación de la planta fotovoltaica piloto que se verá en el capítulo del diseño de la planta fotovoltaica. (Atersa)

El porqué de la utilización del área en vez de la potencia pico del fabricante es porque el modelo del módulo solar escogido es para la instalación piloto y no se quiere condicionar el análisis a la potencia nominal del módulo utilizado.

En el *Anexo 6* se presenta el dato de la potencia pico instalada por cada tramo y por el total de cada una de las zonas. En la primera de las zonas del canal principal, la potencia pico instalada es de 67.906,95 kWp. En la segunda de las zonas del canal principal, ese dato es de 54.578,68 kWp, y finalmente, en la acequia de Sora, la potencia instalada pico de los tramos rectos escogidos es de 48.017,13 kWp. Todo ello sumado da un valor de potencia pico instalada 170.502,76 kWp en total, 170.5 MW de potencia pico instalada.

| Potencia pico instalada |               |                 |                |
|-------------------------|---------------|-----------------|----------------|
| Zona Aragón 1           | Zona Aragón 2 | Acequia de Sora | Total          |
| 67.906,95 kWp           | 54.578,68 kWp | 48.017,13 kWp   | 170.502,76 kWp |

Tabla 6. Potencia pico instalada por zona. Fuente: Elaboración propia.

Por poner en contexto la magnitud de esto, la mayor planta fotovoltaica en Europa es la de Cifuentes-Trillo, en la provincia de Guadalajara (España) y cuenta con una capacidad instalada de 626 MW. La anterior era la planta fotovoltaica de Francisco Pizarro, con 590 MW en la provincia de Cáceres. (Roca, 2023)

## 2.3 Estudio del potencial energético

En esta sección se presentan diferentes opciones de tecnología fotovoltaica que se pueden aplicar argumentando sus ventajas e inconvenientes para el caso de estudio considerado y se finalizará escogiendo la variante más eficiente desde el punto de vista de la producción energética. Además, se estudiarán las posibles configuraciones de disposición de los módulos solares.

### **2.3.1 Estudio de las posibilidades tecnológicas y configuración de los módulos solares**

Para escoger la mejor configuración y opción tecnológica se debe conseguir un equilibrio entre la eficiencia y el ratio de cobertura del suelo (A. Colmenar-Santos, 2016). El ratio de cobertura del suelo o ground coverage ratio (GCR) se define como el cociente entre el área ocupada por la fila de módulos fotovoltaicos y el área total de suelo utilizado. Un GCR de 1 indica que no hay espacio entre los módulos y que el área total es igual al área de los módulos solares, mientras que si es 0 el espacio entre los módulos es infinito. Este cociente depende especialmente de la inclinación de los módulos respecto de suelo ya que, para no incurrir en sombreado producido por los propios módulos, las líneas de módulos deben estar separadas una distancia determinada si los módulos están dispuestos con una cierta inclinación. (GridPIQ)

#### ***2.3.1.1 Tecnología solar utilizada***

La conversión de energía solar en energía eléctrica depende del ángulo de azimut y de la inclinación de las placas solares. En base a ello, en esta sección se van a evaluar tres diferentes tecnologías fotovoltaicas que se podrían aplicar a este caso y que tienen un enfoque diferente: configuración de paneles fijos, módulos solares con seguidores de un eje y con seguidores de dos ejes.

En los módulos solares con sistemas seguidores de un eje, el panel solar sigue al sol de este a oeste utilizando un único pivote con capacidad de giro en una única dirección. Hay tres tipos de configuraciones: un sistema horizontal de seguimiento de un eje, un sistema vertical de seguimiento, o un sistema inclinado de seguimiento. (Dhanabal R., 2013) Esta tecnología ofrece ventajas frente al modelo de paneles solares fijos en cuanto a que la eficiencia es considerablemente mayor, sin embargo, este método tiene la desventaja de que solo puede realizar el seguimiento del movimiento diario del sol y no del movimiento anual, además de que la eficiencia del sistema se reduce en días encapotados ya que solo puede seguir el movimiento de este a oeste del sol. (Dhanabal R., 2013)

Los sistemas seguidores de doble eje permiten al módulo fotovoltaico seguir el movimiento del sol de este a oeste y de norte a sur usando un pivote que permite girar en dos direcciones. (Dhanabal R., 2013) La eficiencia del sistema es considerablemente mayor frente a los dos métodos propuestos, no obstante, el coste del sistema y de la instalación, así como su complejidad y peso aumentan. Más aún, estos sistemas necesitan mucho más espacio frente a los sistemas de paneles solares fijos para evitar sombras y los equipos necesarios para el sistema también ocupan un área mayor. Teniendo en cuenta que el espacio es restringido en nuestro estudio ya que está limitado solo al área del canal y los bordes de las márgenes, esta reducción en el GCR debido a la separación necesaria entre los módulos con sistema de seguimiento solar reduciría mucho la producción energética. (A. Colmenar-Santos, 2016)

En conclusión, la opción escogida es la de método de paneles solares fijos debido a que el GCR es mayor que en las otras dos configuraciones.

### 2.3.1.2 Configuración de los paneles solares

En esta sección se busca obtener la configuración óptima de los módulos solares escogiendo una disposición que maximice la producción energética evitando el sombreado. Se busca orientar las placas de manera que se encuentre un punto común entre la eficiencia y el ratio de cobertura, además de reducir la complejidad de la instalación.

Considerando únicamente la inclinación como factor de maximización de la eficiencia, encontramos que la ecuación que permite encontrar el valor ideal es

$$\beta = 3.7 + 0.69 \cdot \text{latitud}$$

siendo  $\beta$  el ángulo de inclinación en grados.

Para la latitud se ha escogido un punto del tramo del canal 46 en la zona Aragón 1, ya que es un tramo del canal que pasa por el municipio de Sádaba. La razón de esto es por el mayor acceso a datos meteorológicos y de radiación solar anual disponibles, al ser uno de los municipios más grandes por los que pasa el canal. Aplicando esta ecuación con el dato de latitud de  $42.288^\circ$ , la inclinación más favorable debería ser  $32.87^\circ$ .

En cambio, es importante que el GCR sea lo más próximo a 1 ya que el área del canal es limitada y se debe intentar maximizar la producción energética en lo posible sin incurrir en efectos de sombreado producidos por el string o cadena de módulos en serie de delante. La expresión para calcular la distancia entre filas o strings de módulos solares para que no se produzca sombreadamiento por los módulos situados delante es la siguiente

$$\text{distancia} = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

siendo  $h$  la altura de los módulos, que será 0 si los módulos están situados horizontalmente.

Este valor influye en el ratio de cobertura, por lo que interesa que la distancia entre paneles se reduzca, lo que implica reducir la inclinación de los paneles.

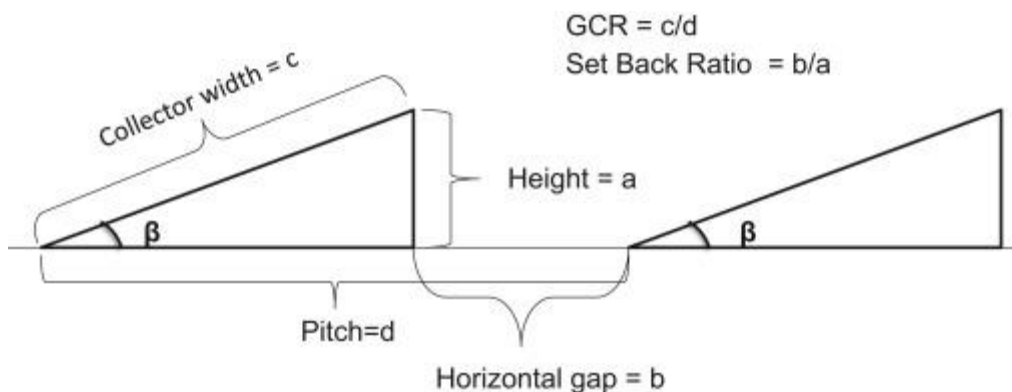


Fig. 3. Ratio de cobertura del suelo (GCR) y sus dimensiones. Fuente: (Byrne J., 2015)

Además, hay que tener en cuenta que el ángulo de inclinación óptimo es distinto según el ángulo de acimut, es decir, según el ángulo de orientación de los módulos con respecto al eje norte-sur. Esto influye en que la producción energética es mayor si el

ángulo de acimut es prácticamente 0, lo que se consigue si se orientan los módulos hacia el sur.

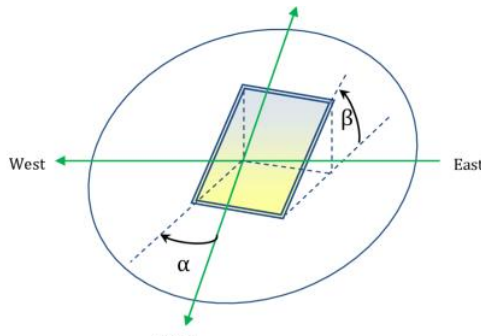


Fig. 4. Representación del ángulo de acimut e inclinación de un panel solar.  
Fuente: (Mulcué-Nieto, 2013)

En este dibujo que se muestra a la izquierda, el ángulo de acimut del panel solar está representado por  $\alpha$  y la inclinación por  $\beta$ . Según el criterio de PVGIS para definir el signo del ángulo de acimut, Partiendo de la base de que si  $\alpha = 0^\circ$ , entonces el panel solar está mirando hacia el sur en dirección eje norte-sur. El ángulo de acimut será positivo si toma el sentido de la figura, y negativo si el ángulo va hacia el este.

Debido a que los tramos tienen una orientación variada respecto de este eje, para optimizar la producción en cada tramo se debería variar el ángulo de disposición de las líneas de paneles en serie de forma que estuviesen dispuestas hacia el sur. Como esto sería complejo desde un punto de vista de la homogeneización del estudio, puesto que implicaría que cada tramo tuviese una configuración distinta, se ha optado por una configuración en donde los paneles se dispongan con un ángulo de inclinación de 0 grados y que la orientación de las líneas sea perpendicular a la línea del cauce del canal en cada tramo. De esta manera, las pérdidas de eficiencia por no orientar los strings hacia el sur se reducen y el ratio de cobertura puede ser igual a la unidad. En el *Anexo 7* se puede observar el estudio realizado para llegar a la conclusión.

### 2.3.2 Potencial energético del canal

Como se puede observar en el *Anexo 7* y se ha comentado en la sección anterior, la configuración que maximiza la energía producida por tramo es la que se ha escogido, es decir, una disposición de paneles solares con una inclinación de  $0^\circ$  y dispuestos de manera que los strings de módulos sean paralelos al cauce del canal.

Luego, mediante la herramienta virtual PVGIS se ha realizado la estimación de la producción energética anual que se puede apreciar en el *Anexo 8*, en el que se ha obtenido la producción por cada uno de los tramos válidos de las tres zonas del canal de Bardenas y acequia de Sora. Este análisis se ha llevado a cada fijando un valor de pérdidas en el sistema de un 15%. (PVGIS)

A partir de este análisis se ha estimado que en la zona del canal principal denominada como Aragón 1, la producción energética anual total estimada es 86.636.670,6 kWh. En la zona Aragón 2, este valor se ha estimado en 70.749.007 kWh. Finalmente, en la zona de la acequia de Sora el valor anual obtenido ha sido 62.243.276 kWh. En total, la producción anual del estudio estimada mediante la herramienta PVGIS es de 219.628.953 kWh, o bien 219.6 GWh/año.

| Producción eléctrica anual |                |                 |                 |
|----------------------------|----------------|-----------------|-----------------|
| Zona Aragón 1              | Zona Aragón 2  | Acequia de Sora | Total           |
| 86.636.670,6 kWh           | 70.749.007 kWh | 62.243.276 kWh  | 219.628.953 kWh |

Tabla 7. Producción eléctrica anual por zona obtenida mediante PVGIS. Fuente: Elaboración propia.

Una de las plantas fotovoltaicas que hasta hace poco ostentaba el récord de ser la mayor planta de energía solar de España es la Núñez de Balboa (Ruiz, 2022), esta planta con 500 MW de capacidad instalada y 391 MW de potencia máxima de conexión a la red produce unos 832 GWh al año. Esto indica que el estudio de potencial de la instalación de paneles solares en los tramos seleccionados en el canal principal de Bardenas y en la acequia de Sora produciría un cuarto de la energía generada en una de las mayores plantas fotovoltaicas en Europa. (<https://www.iberdrola.com>)

## 2.4 Posibilidades de conexión a la red

Este es uno de los puntos más críticos del estudio, puesto que en este apartado se analiza directamente la viabilidad del proyecto propuesto. Aquí se van a plantear una serie de respuestas a la gran cuestión de cómo evacuar la energía eléctrica generada. La conexión de estas plantas generadoras de energía a la red constituye uno de los mayores retos a solucionar si se quiere implementar este proyecto a gran escala como se está planteando en este trabajo. En esta sección, lo que se va a analizar es una serie de posibilidades para conectar las instalaciones fotovoltaicas de cada tramo a la red, puntualizando las ventajas y desventajas de cada una.

Antes de meterse en materia se debe comentar porqué este planteamiento genera tantas dificultades para descargar la energía eléctrica en la red. Como se ha comentado, la longitud total de la suma de todos los tramos rectos es de unos 68 km, y esto no tiene en cuenta todos los tramos curvos o que tienen un trazado no lineal. Es decir, cada uno de los tramos está separado del anterior y del siguiente, y en algunos casos esta distancia es de unos cientos de metros. Esto hace que no se pueda tratar esta instalación como una planta fotovoltaica convencional en el que los paneles se disponen sobre un área concentrada. En el caso de estudio planteado, los paneles solares se dispondrán a lo largo del canal de Bardenas y la acequia de Sora, en el que la longitud del canal desde el primer tramo hasta el último tramo supera los 70km, por lo que centralizar la planta para realizar la evacuación con una única salida es inviable por la gran longitud del cableado que emplearía y por las enormes pérdidas que generaría.

En el estudio del que se habló anteriormente (A. Colmenar-Santos, 2016), para la posibilidad de poner placas solares sobre el trasvase Tajo-Segura, se ponen de manifiesto tres opciones: un primer enfoque con la metodología de una planta fotovoltaica clásica, otra utilizando más puntos de conexión a la red y la última que plantea la posibilidad de utilizar cableado de alto voltaje en corriente continua para la entrega de la potencia a la red. Ahora se desarrollarán más en profundidad estas posibilidades.

#### **2.4.1 Enfoque de planta fotovoltaica clásica**

Una planta fotovoltaica clásica se divide en secciones de igual potencia nominal (A. Colmenar-Santos, 2016). Aplicado a este caso, habría que dividir los tramos de canal para que diesen un número de segmentos tales que la potencia pico fuese la misma salvo al principio y al final de canal. Tomando la potencia instalada como el producto de la potencia máxima del modelo de placa solar utilizado en el diseño de la planta piloto por el número total de paneles (378 967 placas solares en total), o bien como en la sección 2.2.2, el dato de potencia instalada es de 170.5 MW. Según este enfoque, se podría dividir la instalación en secciones de 1 MW con dos secciones al principio de 250 kW cada una. (A. Colmenar-Santos, 2016)

Cuál es el problema de este enfoque, que los tramos no son todos de la misma longitud ni están a la misma distancia, por lo que podría haber secciones de 1 MW en el que los tramos estuviesen muy esparcidos a lo largo del canal. Esto aumentaría las pérdidas tanto en corriente continua como en alterna.

Hay varias posibles configuraciones para cada segmento de 1 MW: considerar un único inversor central para todo el segmento, lo que puede acarrear grandes pérdidas en los tramos de continua por la larga distancia del cableado desde los strings de cada tramo al inversor central. La segunda posibilidad es la estudiada en la planta fotovoltaica piloto que se verá en el siguiente capítulo, consiste en dividir los tramos en subtramos de 100 kW cada uno con su inversor particular. De esta manera la comunicación entre tramos sería mediante cableado de corriente alterna, lo que disminuiría las pérdidas y se podría conectar todo el segmento a un mismo centro de seccionamiento con el objetivo de elevar la tensión mediante un transformador para el transporte de la energía a una subestación cercana o a una línea de media o alta tensión que transcurra en las cercanías.

Algunas de las ventajas con las que cuenta este método son la homogeneidad y estandarización de los parámetros de cada sección, ya que cada sección sería de igual potencia instalada. Sin embargo, los tramos no son iguales y la distancia entre ellos tampoco, por lo que debido al número elevado de paneles solares y las largas distancias entre ellos puede resultar en pérdidas elevadas y grandes fluctuaciones. (A. Colmenar-Santos, 2016) Además de ello, sería difícil homogeneizar las secciones a 1 MW ya que sería más conveniente agrupar los segmentos por tramos contiguos y cercanía a una red de media o alta tensión o bien por la cercanía a una subestación.

#### **2.4.2 Un enfoque utilizando más puntos de conexión a la red**

El canal atraviesa o transcurre cerca de núcleos urbanos entre los que se conectan redes de media y alta tensión, por lo que una opción más práctica a la hora de reducir las pérdidas en el transporte de la energía es conectar segmentos de menor longitud y potencia instalada a las redes de media tensión que circulan entre los municipios. No se va a entrar mucho en detalle de cómo se podría realizar la conexión de las secciones a las líneas de media tensión, ni desde un punto de vista legal ni desde un punto de vista técnico. Pero si se va a presentar un análisis de cómo podrían dividirse las zonas para realizar la conexión a la red mediante este enfoque planteado.

El canal principal de Bardenas y la acequia de Sora atraviesan varios núcleos de población o pasan en las cercanías de varios municipios, entre ellos están. En la zona denominada

como Aragón 1, desde que el canal principal atraviesa la frontera aragonesa por Sofuentes, municipio de Sos del Rey Católico, el transcurso de este pasa por las cercanías de Sofuentes, Castiliscar, Sádaba, Biota y Farasdues. El canal, ya por la segunda parte, pasa entre Luna y Erla, y luego entre Erla y Piedratajada, perteneciente a Ejea de los Caballeros. Por último, la acequia de Sora transcurre cercana al municipio de Sierra de Luna.

El caso de la acequia de Sora es el más significativo ya que se sitúa al sur de Erla y Ejea de los Caballeros, pero la distancia entre estos municipios y el canal en el punto más cercano no baja de 4 km. Por ello, esta metodología es más compleja de llevar a cabo puesto que la red de media tensión más cercana es la que pasa por estos dos municipios.

Entre cada pueblo transcurren líneas eléctricas de media tensión como se indica en el mapa de líneas de media tensión del Instituto Geográfico de Aragón (IGEAR). Por lo que, para llevar a cabo esta metodología se usarían las redes eléctricas de media tensión para entregar la potencia eléctrica generada. (IGEAR)

Con todo ello, se ha propuesto una manera de descargar la energía mediante la conexión de la red de media tensión saliente de los centros de seccionamiento de cada una de las agrupaciones a las líneas de media tensión. La diferencia de este método con la solución que se explica en 2.4.1 es que cada sección es independiente según las características de los tramos que lo conforman, ya que las secciones se han configurado en base a la longitud de los tramos y su cercanía. Por ello, en vez de agrupar en secciones de igual potencia nominal, cada sección tiene una potencia nominal distinta. Cada sección se dimensionará de forma autónoma, es decir, tendrá sus propios inversores para una agrupación de strings, la conexión de las salidas en alterna de cada inversor se llevará al centro de seccionamiento de dicha sección de donde se agruparán las salidas y donde por medio de transformadores se elevará la tensión a media tensión para la evacuación a las líneas de media tensión.

El análisis de las diferentes secciones con los tramos que las conforman y la potencia instalada se observa en el Anexo 10. Además, se incluye también el tramo en el que se hace la conexión a la red de media tensión y el punto orientativo en el que se llevaría a cabo.

### **2.4.3 Evacuación de la energía mediante líneas de corriente continua de alta tensión**

Una de las posibilidades que se han estudiado para transportar la energía producida a lo largo de grandes distancias es mediante líneas de corriente continua de alta tensión. (A. Colmenar-Santos, 2016)

Este enfoque pretende utilizar un transformador bidireccional CC-CC accionado mediante unos tiristores (Dragan Jovic, 2010) en la que la relación de transformación estaría limitada a 10 para limitar las pérdidas que podría suceder de una transformación CC-CC. Esto lograría aumentar la corriente eléctrica de salida de los strings y transportar estas líneas sumergidas a través del canal, lo que conllevaría un ahorro económico importante además de reducir los problemas causados por el exceso de temperatura que se podría producir debido al uso de corriente alterna disipando el calor al agua. Esta

solución para el transporte de la energía mediante cableado sumergido en el agua ya se lleva a cabo para el transporte en plantas eólicas offshore. (A. Colmenar-Santos, 2016)

Luego, este método reduciría la necesidad de puntos de conexión a unos pocos ya que la producción energética de las secciones se transportaría de forma paralela por debajo del agua. En el estudio A. Colmenar-Santos, et. Al (2016), se menciona que usando esta configuración, las secciones de 1 MW se podría transportar con un voltaje que podría llegar a 9.5 kV en los puntos de conexión y se podría transportar grupos de hasta 5 MW en circuitos paralelos.

Sin embargo, esta metodología no se estudia en este trabajo ya que es una tecnología cuyo uso no está apenas extendido en aplicaciones de energía solar. (A. Colmenar-Santos, 2016)

#### **2.4.4 Enfoque de instalaciones independientes a pequeña escala**

Otra posibilidad para abordar el problema de la distribución de energía es cambiar el punto de enfoque del proyecto, desde una visión de proyecto a gran escala a una sucesión de proyectos solares más pequeños en donde el punto de consumo de la energía esté cercano a los tramos de canal considerados en el proyecto. Es decir, en vez evacuar menos líneas eléctricas que transporten una mayor cantidad de energía agrupando la producción energética de un número grande de tramos, lo que se pretende es que haya más evacuaciones para acercar los puntos de distribución a los puntos de consumo y favorecer un consumo más local de la energía. Además, esto puede suponer un ahorro en la inversión de infraestructura en líneas eléctricas y grandes sistemas de transformación que harían falta para proyectos solares a gran escala. Esta energía producida se puede utilizar localmente para bombear agua en los sistemas de riego sustituyendo los sistemas de bombeo alimentados por diésel o proporcionar energía a los municipios contiguos. Ello minimizaría las pérdidas en el transporte de la energía.

### **2.5 Disposición de los módulos y estructura**

Anteriormente se comentó que la estructura utilizada estaría apoyada sobre columnas o vigas cimentadas en los dos márgenes del canal. La razón de esto es que la construcción de la estructura en la mitad del canal obstruiría el cauce del canal y provocaría alteraciones en su flujo. (Urja, 2016) En el proyecto implantado en la región de Gujarat, en India, una puntualización que se menciona es el hecho de que la estructura soporte para los módulos generaba una zona de alto flujo de aire por debajo de ella, similar a un túnel de viento. Cuestión que habría que tener en cuenta para evaluar las posibilidades de desgaste de la estructura debido al viento. Una posible mejora es implementar estructuras cortavientos para disminuir el efecto de estos flujos en la estructura. (Urja, 2016)

En la zona de las riberas del canal, para instalar la estructura, las pendientes en ambos lados del lecho del canal deben de estabilizarse para evitar la erosión y facilitar la cimentación en las riberas (I. Kougiyas, 2016). Además, habría que estudiar las regulaciones presentes sobre obras civiles en las riberas de los canales, e incluso proponer

nuevas regulaciones que favorezcan la puesta en marcha de esta tecnología. Esto queda fuera del alcance de este trabajo.

Los módulos solares se colocarían encima de la estructura que tendría una forma de puente sobre el canal y donde los paneles solares harían de techo. Esta estructura ha de tener una cierta altura sobre el nivel del canal, puesto que el acceso al canal debe ser posible.

Los módulos irían colocados en esta estructura a cierta altura del canal y en una disposición horizontal. Luego, la anchura disponible para la colocación de los módulos es un poco mayor al ancho del canal por el hecho de que hay que tener en cuenta la parte de los márgenes en donde se soporta la estructura. Los módulos se dispondrán en líneas o strings de paneles a lo largo del ancho del canal, en perpendicular a la dirección del cauce.

## 2.6 Beneficios hidráulicos

Una de las ventajas que la instalación de placas solares sobre canales tiene es la reducción de la evaporación debido a la radiación directa. (A. Colmenar-Santos, 2016) Es decir, lo que se consigue con esto es una sinergia que provoca una reducción importante de la evaporación anual del canal en los tramos cubiertos y que es de vital importancia debido a la escasez de precipitaciones y periodos de sequía que Aragón ha sufrido en las últimas décadas (Villanueva, 2023). La ventaja hidráulica que ofrece se puede calcular obteniendo la evaporación del canal en los tramos seleccionados.

Para el cálculo de la evaporación se va a utilizar una expresión derivada de la fórmula de Penman utilizando los datos meteorológicos de la zona (Valiantzas, 2006). Esta expresión es una versión simplificada que utiliza la temperatura,  $T$  ( $^{\circ}\text{C}$ ), radiación solar,  $R_S$  ( $\text{MJ}/\text{m}^2/\text{d}$ ), la humedad relativa,  $RH$  (%), y la velocidad del viento,  $u$  ( $\text{m/s}$ ), para el cálculo de la evaporación teniendo en cuenta los registros meteorológicos (Valiantzas, 2006). El cálculo se ha realizado con los datos del municipio de Sádaba. Este municipio ya fue el elegido para hacer el estudio de potencia energética. Sin embargo, la variación de latitud, longitud, altitud sobre el nivel del mar y los niveles de radiación solares son muy parecidos en toda la longitud de las tres zonas del canal (Canal principal y acequia de Sora) estudiadas.

La expresión para el cálculo de la evaporación (Valiantzas, 2006), por tanto, es la que aquí se muestra

$$E_{ow} \approx 0,051 \cdot (1 - \alpha) \cdot R_S \cdot \sqrt{T + 9,5} - 2,4 \cdot \left(\frac{R_S}{R_A}\right)^2 + 0,052 \cdot (T + 20) \cdot \left(1 - \frac{RH}{100}\right) \cdot (a_u - 0,38 + 0,54u)$$

Donde  $a_u$  es igual a 1, ya que se utiliza la función original de Penman para la contribución del viento (Valiantzas, 2006). Tanto  $N$ , número de horas de luz por día, como  $R_A$ , radiación extraterrestre, se calculan mediante las siguientes expresiones en donde  $\phi$

es la latitud en radianes e  $i$  es el mes en el que se quiere calcular la evaporación y  $n$  es el número de horas de sol.

$$N \approx 4 \cdot \phi \cdot \text{sen} \cdot (0,53i - 1,65) + 12$$

$$R_A \approx 3 \cdot N \cdot \text{sen} \cdot (0,131N - 0,95\phi), \text{ si } |\phi| > \frac{23,5 \cdot \pi}{180}$$

En el caso de Sádaba, julio y agosto son los meses más calurosos, por lo que la evaporación será mayor. Asimismo, las horas de sol también afectan a la evaporación y este dato es mayor en Julio, por lo que se toma este mes para realizar los cálculos. Sádaba se encuentra a una cota de 454 m.s.n.m y a una latitud de  $42,288^\circ$  ( $0,738$  rad). Los datos meteorológicos de esta de esta localidad en Julio son: temperatura máxima media de  $29^\circ\text{C}$  y mínima de  $16^\circ\text{C}$ , lo que da una temperatura media de  $22,5^\circ\text{C}$ ; el número de horas de luz natural es  $15,2$  h de las que el  $82\%$  esta mayoritariamente despejado, lo que indica que las horas de sol son  $12,218$  h, la velocidad media del viento en este mes es de  $14$  Kph o  $3,89$  m/s (<https://es.weatherspark.com>). Por último, la humedad relativa media es  $\text{RH} = 53\%$  en Aragón (<https://www.datosmundial.com>). El albedo en superficies de agua abiertas al exterior es de  $\alpha = 0,08$ .

$$N \approx 4 \cdot 0,738 \cdot \text{sen} \cdot (0,53 \cdot 7 - 1,65) + 12 \approx 14,606 \text{ horas}$$

$$\text{Como } |\phi| = 0,738 > \frac{23,5\pi}{180} = 0,41:$$

$$R_A \approx 3 \cdot 14,606 \cdot \text{sen} \cdot (0,131 \cdot 14,606 - 0,95 \cdot 0,738) \approx 41,03 \text{ MJ/m}^2 / d$$

Entonces, el número de horas de luz solar es  $14,606$  y la radiación extraterrestre es  $41,03 \text{ MJ/m}^2/d$ . La radiación solar  $R_S$  se obtiene de la siguiente expresión

$$R_S = R_A \cdot \left(0,5 + 0,25 \cdot \frac{n}{N}\right) = 41,03 \cdot \left(0,5 + 0,25 \cdot \frac{12,218}{14,606}\right) = 29,096 \text{ MJ/m}^2 / d$$

Finalmente,

$$E_{ow} \approx 0,051 \cdot (1 - 0,08) \cdot 27,66 \cdot \sqrt{22,5 + 9,5} - 2,4 \cdot \left(\frac{29,096}{41,03}\right)^2 + 0,052 \\ \cdot (22,5 + 20) \cdot \left(1 - \frac{53}{100}\right) \cdot (1 - 0,38 + 0,54 \cdot 3,89) \approx 9,34 \text{ mm/d}$$

Por tanto, la evaporación del canal en el mes de Julio en Sádaba se correspondería con  $9,34 \text{ mm/d}$ , lo que equivaldría a  $289,54 \text{ mm}$  evaporados en este mes. Sabiendo que el área total utilizable para placas solares del estudio es de  $823.683 \text{ m}^2$ , entonces la evaporación en esas zonas sería  $238.489,18 \text{ m}^3$  solo en el mes de julio. Haciendo un cálculo para obtener la evaporación por día de media de cada mes que se puede ver en el

*Anexo 10*, la evaporación media durante todo el año es de  $4,9 \text{ mm/d}$ , o bien,  $1788,5 \text{ mm/año}$ . Es decir, la evaporación en el área disponible del estudio es de  $1.473.157,05 \text{ m}^3$ , esto es igual a  $1,473 \text{ hm}^3$  (hectómetros cúbicos).

Si se consigue reducir dicha evaporación en un porcentaje importante por evitar el paso de los rayos solares al canal, se alcanzaría un nivel de pérdidas hídricas en el canal por evaporación mucho menores. Esto reportaría beneficios en la zona debido a que los recursos hídricos en la zona aumentarían con el consiguiente aprovechamiento para usos de riego de las hectáreas de la Comunidad de Regantes del Canal de Bardenas u otros usos industriales.

Según un estudio, el efecto del sombreado producido por diversos materiales en el ratio de evaporación en climas mediterráneos, llevado a cabo en el sudeste de la península Ibérica, puede reducir el ratio de evaporación diaria entre un 50% y un 80%. (I. Kougias, 2016) Otros estudios indican que cubrir canales con paneles solares puede reportar beneficios en la reducción de la evaporación de entre un 44% y un 90% (B. McQuin, 2021). El estudio llevado a cabo en la planta de 10 MWp de Gujarat reveló que la evaporación se redujo un 29,1% (M. Kumar, 2019), si bien es cierto que las condiciones de humedad y temperatura no son las mismas que para un país mediterráneo.

Tomando un valor conservador del 50% para estimar el porcentaje de evaporación anual reducida, la cantidad de agua que se conservaría en el total de los tramos seleccionados sería  $736.578,5 \text{ m}^3$  o bien 736,58 millones de litros de agua. Teniendo en cuenta que la potencia instalada es 170,5 MW, esto implicaría ahorrar 4,32 millones de litros de agua por 1 MW instalado.

## 2.7 Ventajas e inconvenientes

La implementación de paneles solares en canales de riego tiene un importante efecto en su eficiencia debido a que la temperatura de operación de los módulos se ve reducida por la disminución de la temperatura en la zona del canal. Además, aporta beneficios al canal ya que se reduce la evaporación provocada por la incidencia solar, puesto que los módulos se colocan directamente encima del canal tapando la exposición solar de la superficie del canal. Existen numerosos estudios sobre este concepto que demuestran que hay un número importante de ventajas y los proyectos llevados a cabo en el estado de Gujarat, en India, así lo corroboran. No obstante, esta idea presenta también manifiesta una serie de dificultades como se ha ido planteando en este trabajo. Asimismo, también hay una serie de problemas que pueden surgir de este concepto que pueden afectar tanto al ecosistema de los canal como en otros aspectos que veremos a continuación.

### 2.7.1 Ventajas

La mayor ventaja de este concepto es la sinergia que se alcanza entre la producción energética de fuentes renovables, la conservación del agua y el ahorro de hectáreas de



terreno (Urja, 2016). En esta sección se profundizará más en lo que puede aportar este nexo.

- La mayor ventaja que tiene instalar paneles solares encima de canales de riego es la reducción de la temperatura de las células solares por el microclima más frío del canal (B. McKuin, 2021), lo que reducirá la temperatura de operación de los módulos que según los que se experimentó en el proyecto solar de 10 MWp en el canal de Narmada, en Vadodara, India, puede incrementar la eficiencia de los paneles hasta un 7% (I. Kougias, 2016). La planta fotovoltaica instalada en India así lo refleja, las células solares alcanzan unas temperaturas un 10% menores de media que las células solares de los módulos instalados en terrenos. Debido a esto, la energía producida aumentaba respecto a los módulos fotovoltaicos instalados en plantas solares en terrenos. (Urja, 2016)
- Más aún, las placas solares instaladas sobre el canal en el experimento de Gujarat demostraron tener una menor degradación comparados con aquellas placas instaladas sobre terrenos. Un estudio realizado por el Instituto de Investigación y Gestión de la Energía de Gujarat (Gujarat Energy Research and Management Institute, GERMI) estableció que la generación de energía se mantuvo estable después de hasta tres años y medio de exposición solar. Esto significa que las placas solares instaladas en canales podrían aumentar su vida útil más allá de los 25 años. (Urja, 2016)
- El hecho de que los módulos solares bloqueen la exposición del canal a la radiación solar incidente y reduzca la exposición a vientos superficiales tiene efectos en la evaporación del canal (B. McKuin, 2021), según estudios conservadores, una instalación de 1 MW de potencia instalada puede conservar hasta 9 millones de litros de agua por año reduciendo la evaporación. Si bien es cierto que las condiciones meteorológicas y solares difieren en cada región del mundo, esta estimación da una idea de los beneficios que aporta esta sinergia entre ambos aspectos, energético y de conservación del agua. (Urja, 2016) En nuestro caso, estimando una reducción del 50% de la evaporación en los tramos con instalación fotovoltaica, se conservarían 4.32 millones de litros por cada 1 MW de potencia instalada. Esta estimación está más en línea con la que da I. Kougias, et. Al (2016) en su estudio en la que aproxima el ahorro del agua en  $3000 \text{ m}^3$  por MWp.
- Una ventaja importante es el hecho del aprovechamiento del espacio. En España tenemos grandes plantas fotovoltaicas, algunas incluso superan 500 MW de potencia instalada, pero estas plantas ocupan una gran cantidad de hectáreas de terreno. Se han estudiado varias soluciones que pretenden generar energía solar sin ocupar grandes hectáreas de terreno. Opciones como plantas fotovoltaicas flotantes en grandes superficies acuáticas, sistemas agrovoltaicos, instalaciones solares en tejados de edificios entre otras (B. McKuin, 2021). El concepto de explotar la superficie de los canales para producir energía tiene el punto a favor de que no requiere de terrenos, que se podrían utilizar como campos de cultivo. Por lo que se lograría un equilibrio entre la energía solar y el área ocupada.
- Además, la presencia de algas y plantas acuáticas en los canales está directamente relacionada con la luz solar (Urja, 2016) (B. McKuin, 2021) debido a que afecta de manera directa a la fotosíntesis (S. El Baradei, 2020). Instalar placas solares en los

canales puede ayudar a reducir el número de estas plantas, hecho que ayudaría a mejorar el flujo de los canales de riego y a reducir el número de bombas de agua que se precisarían para el transporte del agua. La presencia de algas también empeora la calidad del agua que llega a los campos de cultivo, por lo que su reducción tendría beneficios en la calidad del agua del canal. Otro aspecto interesante es que la reducción de algas en el canal reduce los trabajos de mantenimiento del canal. (Urja, 2016)

- Otra ventaja de este sistema es que la energía generada está cerca de núcleos de población rurales, por lo que los puntos de consumo están cerca de los de generación, reduciéndose así las pérdidas en el transporte (Urja, 2016). Asimismo, la energía producida puede ser utilizada a nivel local en zonas rurales aportando una reducción del precio del kWh para los municipios circundantes.
- La generación energética puede ayudar a sustituir bombas de riego que generalmente son de diésel y producen emisiones de óxidos de nitrógeno,  $CO_2$  y partículas PM2.5 que pueden generar un problema en la calidad del aire de la zona. La energía producida en los tramos puede ser utilizada para alimentar plantas de bombeo conectadas a la red. (B. McKuin, 2021)

### 2.7.2 Inconvenientes y problemas medioambientales

- Como se ha comentado anteriormente, uno de los grandes problemas a los que se enfrenta esta nueva tecnología es el hecho de que los módulos están distribuidos sobre una larga longitud de canal. Las grandes distancias entre el punto de generación y el punto de conexión con la red hacen que las pérdidas de energía sean mayores que las de las plantas fotovoltaicas tradicionales. Además, la falta de redes eléctricas en la zona o subestaciones puede generar un problema y un incremento de la inversión en infraestructura. Como ya se vio en el capítulo 2.4, hay una variedad de soluciones que se podrían aplicar.
- Una de las desventajas de la construcción de la estructura soporte de los módulos es el incremento de coste en comparación con las estructuras de soporte de paneles solares en plantas solares en terrenos. La razón es que estas estructuras deben ser más fuertes al estar cimentadas sobre las márgenes de los ríos y el coste de las obras civiles sería mayor. Además, el mantenimiento de estos proyectos se encarecería debido a la complejidad para el acceso de operarios y maquinaria. (I. Kougias, 2016)
- Sumado a esto está el hecho de que los canales necesitan mantenimiento para remover residuos y realizar trabajos en las márgenes, como bien se puntualizó desde la CHE (Confederación Hidrográfica del Ebro). Aquí la estructura sobre el canal puede impedir el desarrollo de las actividades de mantenimiento.
- El microclima formado alrededor de los canales de riego es más húmedo que el que experimentan sistemas fotovoltaicos implementados en terrenos. Por consiguiente, se podrían dar problemas de fiabilidad en los módulos fotovoltaicos a consecuencia de esto. En condiciones tropicales se ha observado que en algunos casos se han producido formaciones de gotas de agua en los módulos que pueden causar corrosión y otros problemas. (B. McKuin, 2021). Los análisis de la primera planta fotovoltaica comercial instalada sobre un canal en Gujarat (India) han contradicho las estimaciones de que los módulos instalados sobre canales ofrecen un mejor

desempeño y un menor ratio de degradación que los instalados en terrenos (M. Kumar, 2019). En parte se achacan los resultados de eficiencia a la alta humedad en el canal provocada en mayor parte por la evaporación, ya que esta humedad absorbe el espectro infrarrojo de la radiación solar. A su vez, el módulo ofrece una menor corriente y tensión de operación, lo que reduce el factor de llenado y la potencia energética producida. Además, la degradación anual es mayor y la resistencia en serie de los paneles se ha demostrado ser mayor que la de los paneles instalados en el suelo. Para este problema se ha visto que el uso de placas solares con semiconductores de telururo de cadmio soportan estos climas y altas temperaturas sin mostrar un incremento en su degradación.

### **2.7.2.1 Impacto medioambiental**

El efecto de instalar estos sistemas fotovoltaicos en canales puede tener un efecto, ya sea beneficioso o perjudicial, para la calidad del agua del canal. Basado en los resultados de un estudio sobre el impacto de canales solares, es decir, aquellos en los que se aprovecha la anchura del canal para instalar sistemas solares, en la calidad del agua, se van a comentar los principales efectos medioambientales.

El estudio que se llevó a cabo en Egipto reveló que además de que había una relación casi lineal entre el porcentaje de cobertura del canal y la reducción de la evaporación, siendo casi nula cuando el canal estaba 100% cubierto, también mostró el impacto sobre variables de la calidad del agua como el oxígeno disuelto, algas, nutrientes, pH y la alcalinidad. (S. El Baradei, 2020)

La concentración de oxígeno disuelto disminuye con el grado de cobertura del canal, así como lo hacen la concentración de las algas. Esto es debido a que la cobertura del canal implica un menor grado de radiación solar que afecta directamente a la fotosíntesis, reduciendo su ratio y por tanto la proliferación de algas en el canal (S. El Baradei, 2020). El menor ratio de algas en el canal puede ser beneficioso para el canal ya que la calidad del agua y el flujo pueden mejorar, lo que pueden reducir las tareas de mantenimiento precisadas. Sin embargo, la disminución de la concentración de oxígeno si puede ser perjudicial si cae por debajo de unos límites, y parece mostrarse muy sensible a la cobertura del canal. (S. El Baradei, 2020)

El nitrógeno orgánico actúa de la misma manera que las algas frente a la cobertura del canal, sin embargo, se ve menos afectado por este motivo. El nitrógeno amoniacal se comporta de manera diferente, aumentando al incrementar el nivel de cobertura del canal. La razón se basa en que las algas consumen nitrógeno amoniacal en la fotosíntesis. (S. El Baradei, 2020)

El fósforo orgánico e inorgánico se muestra menos sensible que las algas a la cobertura del canal, pero también disminuye su concentración con el aumento del nivel de cobertura. La alcalinidad a su vez incrementa con el grado de cobertura del canal, e influye en el pH, que aumenta también. (S. El Baradei, 2020)

Según cada caso habría que ver hasta qué nivel estos parámetros del canal quedan afectados por la instalación de placas solares y si están dentro de los umbrales que marcan



la calidad del agua. Por lo visto en el estudio, los parámetros más sensibles son las algas y la concentración de oxígeno disuelto (S. El Baradei, 2020), además, el estudio mostró que, para el caso del canal de Egipto, el porcentaje de cobertura óptimo estaba entre el 50% y el 32.8% (S. El Baradei, 2020).

Cada canal tiene un porcentaje de concentraciones diferente por lo que no se puede tomar este dato como referencia para nuestro caso, lo que sí parece evidente es que hay que dejar zonas sin cubrir para mejorar los parámetros que marcan la calidad del agua, aunque esto repercuta tanto en los niveles de evaporación reducidos como en la producción energética total. Especial importancia adquieren los tramos más largos, ya que habría que dejar una cierta separación periódica.

En nuestro estudio, debido a que hay muchas zonas que no se han seleccionado para el cálculo de la producción energética, estos tramos que queden al aire libre van a contribuir a estabilizar los parámetros que marcan la calidad del agua. Es por ello por lo que no se va a reducir la longitud total disponible para el estudio, sino que se comenta esto para dejar constancia de ello.

### 3. Diseño de un tramo de la planta fotovoltaica

#### 3.1 Diseño de la instalación

La instalación fotovoltaica propuesta se va a hallar en el término municipal de Sádaba a una latitud de 42.288 y una longitud de -1.271. Esta tendrá una longitud aproximadamente de 30 metros y una potencia pico de 113.469 Wp y 100 kW de potencia nominal a la salida del inversor.

La planta fotovoltaica de 100 kW estará compuesta de 252 módulos fotovoltaicos dispuestos en filas de 18 módulos y contendrá 14 filas en total, lo que cubrirá la anchura del canal que es de 17 metros y una longitud de 30 metros aproximadamente.

Esta instalación se colocará sobre un tramo del canal de Bardenas que transcurre con un ángulo -30 grados respecto a la línea que marca el eje este-oeste. De esta manera, el ángulo de acimut será de 120 grados si tomamos como 180 grados el ángulo de acimut que formarían paneles dispuestos en el eje norte-sur con el módulo apuntando al sur. Además, el ángulo de inclinación de los módulos será 0 grados, es decir, se dispondrán planos sobre el canal. El ratio de cobertura del canal será de aproximadamente 1, ya que, al disponerse los módulos paralelos al canal, se evita el sombreamiento producido por el string de delante.

La instalación dispondrá de un único inversor con una potencia nominal de 100 kW y voltaje CA nominal de salida de 400 V. Aquí se muestra la ficha técnica de la instalación:

| Características de la instalación    | Valor (unidad) |
|--------------------------------------|----------------|
| Potencia pico                        | 113.469 W      |
| Potencia nominal AC                  | 100.000 W      |
| Potencia de los módulos              | 450 Wp         |
| Número de módulos                    | 252            |
| Número de módulos por string         | 18             |
| Número de strings                    | 14             |
| Ratio CC/CA                          | 1,13           |
| Ground coverage ratio (GCR)          | 0,99           |
| Ángulo de inclinación de los módulos | 0 grados       |
| Ángulo de acimut                     | 120 grados     |
| Potencia del inversor                | 100 kW         |

Tabla 8. Características de la instalación fotovoltaica de 100 kW. Fuente: Elaboración propia.

En estas dos imágenes que se adjuntan a continuación, se puede observar el emplazamiento de la planta fotovoltaica de 100 kW en el término municipal de Sádaba:

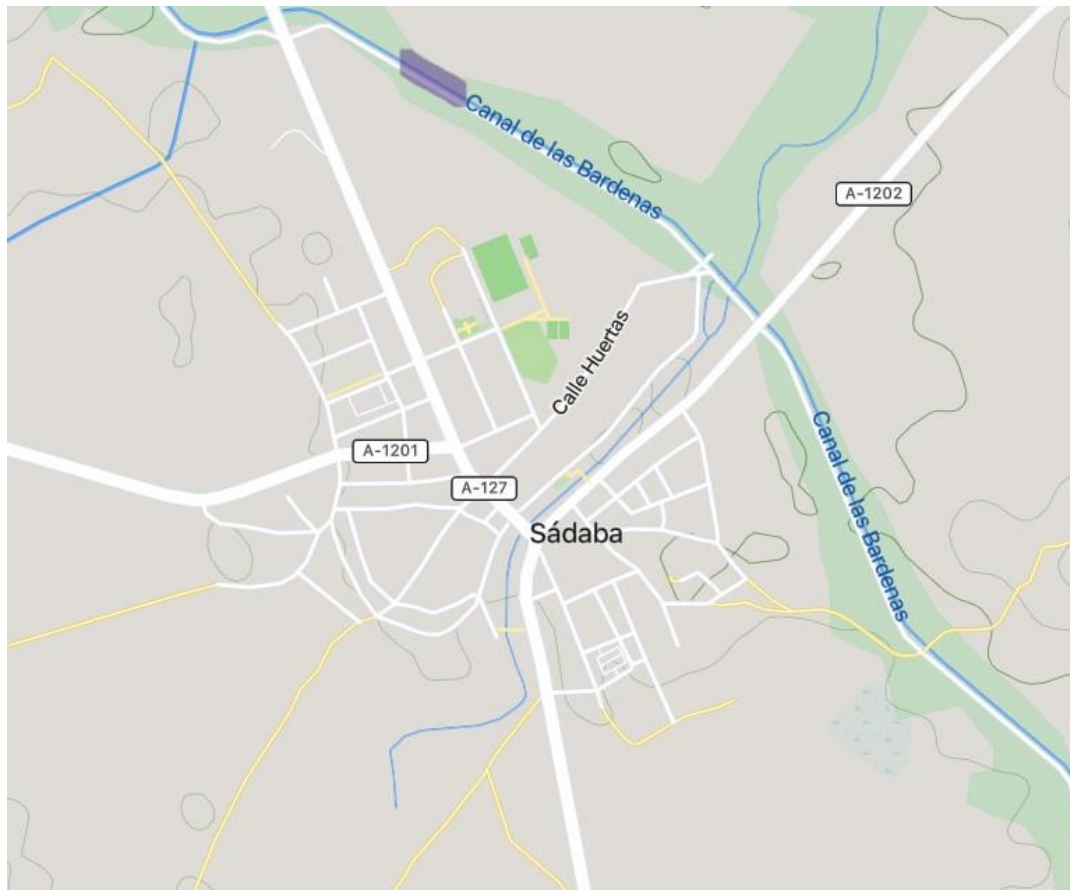


Fig.5. Mapa del municipio de Sádaba con la ubicación de la instalación marcada en morado.  
Fuente: (Mapcarta)



Fig.5. Imagen satélite del municipio de Sádaba con la ubicación de la instalación marcada en rojo.  
Fuente: (Mapcarta)

### 3.2 Módulos fotovoltaicos

El módulo fotovoltaico escogido ha sido el ATERSA A-450M GS Mono PERC 144 Half-Cell de 450 Wp de potencia pico y voltaje máximo del sistema de 1000 V. Aquí se muestran las características del módulo escogido para condiciones estándares de temperatura de la célula de 25°C y de 1000 W/m<sup>2</sup> de radiación incidente con un valor espectral de irradiancia de Masa de Aire de 1,5.

| Módulo fotovoltaico ATERSA A-450M GS Mono PERC 144 Half-Cell 450 Wp |                                              |
|---------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------|
| Potencia nominal                                                    | 450 Wp                                       |
| Tolerancia                                                          | 0/+5                                         |
| Tensión de máxima potencia, V <sub>mpp</sub>                        | 41,50 V                                      |
| Corriente de máxima potencia, I <sub>mpp</sub>                      | 10,85 A                                      |
| Tensión de circuito abierto, V <sub>ca</sub>                        | 49,30 V                                      |
| Corriente de cortocircuito, I <sub>sc</sub>                         | 11,60 A                                      |
| Eficiencia                                                          | 20,70 %                                      |
| Máxima serie de fusibles                                            | 20                                           |
| Máxima tensión del sistema                                          | 1000 V                                       |
| Coeficiente de temperatura de P <sub>máx</sub>                      | -0,352 %/°C                                  |
| Coeficiente de temperatura de V <sub>ca</sub>                       | -0,271 %/°C                                  |
| Coeficiente de temperatura de I <sub>sc</sub>                       | 0,049 %/°C                                   |
| Temperatura de funcionamiento                                       | -40 a +85°C                                  |
| Dimensiones                                                         | 2094 x 1038 x 35                             |
| T <sup>a</sup> de funcionamiento normal de la célula                | 45°C                                         |
| Peso                                                                | 24 kg                                        |
| Células                                                             | Monocrystalinas                              |
| Caja de conexiones (Protección/nº diodos)                           | IP68/3                                       |
| Cable (longitud/sección) / Conector                                 | 1200 mm / 4 mm <sup>2</sup> / Compatible MC4 |
| Degradación anual                                                   | - 0,55 %                                     |

Tabla 8. Características del módulo solar. Fuente: Elaboración propia.

### 3.3. Inversor

Para tramos de mayor longitud, se podría revisar la opción de instalar inversores centrales para reducir el número de inversores en la instalación ya que estos son capaces de asumir grandes números de strings y por tanto cubrir un largo tramo de canal. Sin embargo, para esta instalación más pequeña, se ha utilizado un inversor de 100 kW debido a que la potencia pico de la instalación es de 113.5 kW. Esto nos da un ratio de conversión CC/CA de 1.13, por lo que el inversor tiene una potencia nominal un 12% menor que la potencia del campo fotovoltaico fijo. En general, la potencia del inversor puede ser hasta un 20% menor a la potencia del campo fotovoltaico bajo STC (Standard test conditions) en sistemas en los que los módulos fotovoltaicos están fijos, sin embargo, este valor puede verse afectado por la temperatura y climatología del lugar, degradación de los módulos, pérdidas por desacople de módulos en las series, temperatura de operación del inversor, etc. (Bayod Rújula, 2009)

Debido a que el inversor trabaja a la intemperie en la instalación propuesta, este factor entre la potencia del campo fotovoltaico a STC y la potencia nominal del inversor es menor. Además, el hecho de que los paneles solares se encuentren sobre el canal hace que se produzca un efecto de realimentación que disminuya la temperatura del canal por reducir su exposición al sol y por dicho efecto, se produzca una reducción de la temperatura del inversor fotovoltaico.

El inversor escogido es el Sunny Highpower PEAK3 100-20 de la marca SMA que tiene una potencia nominal de salida de 100 kW y un voltaje de salida AC nominal de 400 V. Se trata de un inversor trifásico de una entrada y un seguidor MPP independiente.

| Inversor SMA Sunny Highpower PEAK3 100-20 |                |
|-------------------------------------------|----------------|
| Potencia nominal de salida                | 100 kW         |
| Potencia máxima de entrada                | 150 kW         |
| Voltaje máximo de entrada                 | 1000 V         |
| Rango de tensión MPP                      | 590 V a 1000 V |
| Corriente de entrada máxima               | 180 A          |
| Máxima corriente de cortocircuito         | 325 A          |
| Número de seguidores MPP independientes   | 1              |
| Número de entradas                        | 1              |

|                                                           |                                     |
|-----------------------------------------------------------|-------------------------------------|
| Potencia aparente máxima de salida                        | 100 kVA                             |
| Voltaje nominal de salida AC                              | 400 V                               |
| Frecuencia de la red AC / Rango de frecuencias            | 50 Hz / 44 Hz a 55Hz                |
| Corriente máxima de salida                                | 151 A                               |
| Factor de potencia / Factor de potencia de desplazamiento | 1 / 0 sobreexcitado a 0 subexcitado |
| Eficiencia europea                                        | 98.6 %                              |
| Grado de protección                                       | IP65                                |
| Dimensiones (Anchura / Altura / Profundidad)              | 770 / 830 / 444 mm                  |
| Autoconsumo nocturno                                      | < 5W                                |

Tabla 9. Características del inversor solar. Fuente: Elaboración propia.

### 3.4 Elección de la configuración de la instalación.

En esta sección se va a calcular el rango de módulos en string que es capaz de aceptar el inversor y el número de strings o filas que es capaz de soportar según las especificaciones de voltaje y corriente de entrada máxima que da el fabricante para el inversor de SMA.

Primero, se va a calcular el valor límite de módulos en string. Dicho límite se calcula en invierno con  $-10^{\circ}\text{C}$ , ya que la tensión de los módulos es mayor. La expresión corresponde a la siguiente:

$$Ns_{\text{máx}} = U_{\text{máx}}(\text{inversor}) / U_{ca}(\text{módulo } a - 10^{\circ}\text{C})$$

Siendo  $U_{\text{máx}}(\text{inversor})$  la tensión máxima que permite el inversor a su entrada y  $U_{ca}(\text{módulo } a - 10^{\circ}\text{C})$  la tensión de circuito abierto a  $-10^{\circ}\text{C}$ .

La tensión máxima en el funcionamiento del generador FV se presenta al hacer funcionar el sistema en circuito abierto a  $-10^{\circ}\text{C}$ , por lo que dicha tensión se calcula como:

$$U_{ca}(\text{módulo } a - 10^{\circ}\text{C}) = 1 + (-10 - 25) \cdot \text{coef. } T^{\text{a}} Vca \cdot U_{ca}STC$$

Siendo  $\text{coef. } T^{\text{a}} Vca$  el coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto y  $U_{ca}STC$  la tensión de circuito abierto en condiciones STC.

$$U_{ca}(\text{módulo } a - 10^{\circ}\text{C}) = 1 - 35 \cdot (-0,2711) \cdot 49,30 = 53,976 \text{ V}$$

Representa un aumento del 9,485% respecto a la tensión nominal. De esta forma, y sabiendo que la tensión máxima de entrada CC del inversor es 1000 V, el número máximo de módulos a conectar en serie en un string es:

$$Ns_{m\acute{a}x} = \frac{U_{m\acute{a}x}(inversor)}{U_{ca} (m\acute{o}dulo a - 10^{\circ}C)} = \frac{1000 V}{53,976 V} = 18,5267 strings$$

El número máximo de paneles solares a conectar en un string es de 18,5267.

Para obtener la cantidad mínima de módulos en string, se debe tomar el valor de la tensión a la temperatura más elevada, que corresponde con el valor de tensión menor.

El valor de la tensión a la temperatura más alta de operación se obtiene a 70C:

$$\begin{aligned} U_{pmp} m\acute{o}dulo a 70^{\circ}C &= 1 + T_c - 25 \cdot 100 \cdot U_{LSTC} \\ &= 1 + 70 - 25 \cdot (-0,271100) \cdot U_{LSTC} \\ &= 1 + 45 \cdot (-0,271100) \cdot U_{pmpSTC} \\ &= 0,87805 \cdot 41,50 V = 36,4391 V \end{aligned}$$

Siendo  $U_{pmpSTC}$  la tensión en el punto de máxima potencia en condiciones STC. El número de paneles mínimos a conectar en un string se obtiene de la siguiente expresión,

$$\begin{aligned} Ns_{m\acute{i}n} &= U_{min} PMP (inversor) / U_{pmp} (m\acute{o}dulo a 70^{\circ}C) \\ &= 590 V / 36,4391 V = 16,1914 \end{aligned}$$

Siendo  $U_{min} PMP (inversor)$  la mínima tensión en el rango de máxima potencia. por lo que el número mínimo de paneles en serie a conectar es de 17 para hacer trabajar al inversor en el rango de máxima potencia.

Además, se debe comprobar que la corriente máxima entregada por el generador fotovoltaico no supere la cantidad máxima de corriente de entrada del inversor, que es 180 A. Esto nos dará el número máximo de strings que acepta el inversor.

$$Np_{m\acute{a}x} = I_{m\acute{a}x}(inversor) / I_{m\acute{a}x}(string) = 180 A / 11,60 A = 15,517$$

De esta condición podemos obtener que el número de strings máximo para no superar el máximo valor de la corriente de entrada del inversor ha de ser 15. Como el sistema propuesto está compuesto de 14 strings de 18 módulos cada uno, podemos concluir que el inversor trabajar en el rango de máxima potencia y que no se superan ningún de los límites de corriente o voltaje de entrada del inversor.

### 3.5 Cajas de agrupación.

Las cajas de agrupación son cuadros eléctricos a los cuales se conectan en paralelo las series de strings para formar un solo circuito de salida que se conectará a su vez al inversor, ya que este inversor sólo tiene una entrada. Es por ello por lo que este equipo es fundamental para unir en paralelo todos los strings formando un solo circuito que se conectará al inversor.

Estas cajas de agrupación han de poseer una protección de nivel IP65 ya que van a colocarse a la intemperie. Además, por normativa deben poseer protecciones como fusibles colocados en bandejas porta fusibles que protegen las series en caso de cortocircuito, y descargadores conectados a tierra para proteger a la instalación contra sobretensiones producidas por descargas atmosféricas. Luego, deben incorporar elementos de maniobra.

La caja de agrupación seleccionada es de 14 strings de entrada y una única salida MPPT, cuenta con una protección de nivel IP65 como exige la ley y fusibles con una protección de rama de 20 A y máxima tensión de entrada de 1000 V.

| GAK-enwitec-S-1000-14S(x2)xx-X-X-PES-1.1                                                                                         |                                              |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------|
| Voltaje de operación                                                                                                             | 1000 V                                       |
| Número de entradas MPPT aisladas                                                                                                 | 1                                            |
| Corriente de operación $I_{sc}$ STC / Valor dimensionado ( $I_{sc} \text{ máx} = I_{sc} \text{ STC} \times 1.25$ )               | 168 A / 210 A                                |
| Número máximo de strings                                                                                                         | 14                                           |
| Corriente de operación $I_{sc}$ STC / Valor dimensionado ( $I_{sc} \text{ máx} = I_{sc} \text{ STC} \times 1.25$ )<br>POR STRING | 12 A / 15 A                                  |
| Dimensiones                                                                                                                      | 500 x 600 x 230                              |
| Nivel de protección                                                                                                              | IP65                                         |
| Rango de temperatura de operación                                                                                                | -25°C a +35°C                                |
| Cable de entrada - Rango de sujeción                                                                                             | 4x4 opening M32(5-7)<br>4x3 opening M25(5-7) |
| Cable de salida - Rango de sujeción                                                                                              | 2 x M40(16-28)                               |
| Material de conductor apropiado                                                                                                  | Cu                                           |

Tabla 10. Características de la caja de agrupación. Fuente: Elaboración propia.

### 3.6 Cálculo de cableado en baja tensión en CC

El principio más importante que se debe cumplir en el dimensionamiento del cableado de Corriente Continua CC en condiciones STC es que los cálculos se deben hacer para que el cableado pueda soportar el 125% de la corriente de cortocircuito y que la caída de tensión sea inferior a 1,5% en el tramo que va desde los paneles hasta el inversor. (Bayod Rújula, 2009)

El tramo de continua se va a dividir en dos subtramos: el primero irá desde los paneles solares a las cajas de agrupación o string boxes, y el segundo irá desde los string boxes hasta el inversor.

#### 3.6.1 Tramo 1 de CC: del módulo FV a las cajas de agrupación o string boxes

El conductor que se va a utilizar es de la compañía Prysmian Group, el H1Z2Z2-K, que tiene una temperatura máxima de operación de 90°C, si bien puede incluso llegar a los 120°C por 20,000 horas, y soporta una temperatura de 250°C en cortocircuito. Se trata de un conductor de cobre estañado aislado con un material compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 del Anexo B de EN 50618, tal y como indica el fabricante en la hoja de especificaciones.

Se va a elegir la sección de 4 mm<sup>2</sup>, en la que la intensidad máxima admisible al aire libre será de 55 A con los cables suspendidos y separados, además de con una renovación eficaz del aire. En adición, el fabricante proporciona el dato de intensidad máxima admisible de 46 A correspondiente a una instalación monofásica de corriente continua en bandeja perforada al aire a 40°C, que es una de las condiciones más desfavorables que se pueden dar. Este dato tiene en cuenta que el material aislante corresponde con un XLPE2 y el método de instalación corresponde con un agrupamiento en mazo o sobre bandeja de rejillas, que es el que se va a utilizar en la instalación y corresponde con una instalación tipo F según la norma UNE 20.460-5-523, de acuerdo con la tabla 52-B1. Las intensidades máximas admisibles para el tipo F y según el área de las secciones para cableados de cobre se encuentra en la tabla 52-C11 de la norma UNE 20.460-5-523.

Siendo que el máximo de conductores agrupados será de 7 debido a la configuración del cableado en la instalación. Según la norma comentada, para cables con aislamiento XLPE y con instalación de tipo F, el factor de reducción de la intensidad máxima admisible en el caso de que estén agrupados en el aire sobre una superficie, embutidos o empotrados sería 0,54 según la tabla 52-E1. La configuración escogida será la de sujeción de los cables mediante abrazaderas, por lo que el factor de reducción real será más próximo al 1, sin embargo, debemos evaluar el factor más restrictivo.

**Tabla 52 – E1**  
**Factores de reducción por agrupamiento de varios circuitos o de varios cables multiconductores**  
**a aplicar a los valores de las intensidades admisibles de las tablas 52 – C1 a 52 – C12**

| Punto | Disposición de los cables<br>(En contacto)                        | Número de circuitos o de cables multiconductores |      |      |      |      |      |      |      |      |                                                                                             |      |      | Tablas de los métodos de referencia |
|-------|-------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|---------------------------------------------------------------------------------------------|------|------|-------------------------------------|
|       |                                                                   | 1                                                | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 12                                                                                          | 16   | 20   |                                     |
| 1     | Agrupados en el aire sobre una superficie, embutidos o empotrados | 1,00                                             | 0,80 | 0,70 | 0,65 | 0,60 | 0,57 | 0,54 | 0,52 | 0,50 | 0,45                                                                                        | 0,41 | 0,38 | 52 – C1 a 52 – C12 métodos A a F    |
| 2     | Capa única sobre pared, suelo o superficie sin perforar           | 1,00                                             | 0,85 | 0,79 | 0,75 | 0,73 | 0,72 | 0,72 | 0,71 | 0,70 | Sin factor de reducción suplementario para más de nueve circuitos o cables multiconductores |      |      | 52 – C1 a 52 – C6 método C          |
| 3     | Capa única fijada bajo techo de madera                            | 0,95                                             | 0,81 | 0,72 | 0,68 | 0,66 | 0,64 | 0,63 | 0,62 | 0,61 |                                                                                             |      |      | 52 – C7 a 52 – C12 métodos E y F    |
| 4     | Capa única sobre bandeja perforada horizontal o vertical          | 1,00                                             | 0,88 | 0,82 | 0,77 | 0,75 | 0,73 | 0,73 | 0,72 | 0,72 |                                                                                             |      |      |                                     |
| 5     | Capa única sobre escalera, abrazaderas, etc.                      | 1,00                                             | 0,87 | 0,82 | 0,80 | 0,80 | 0,79 | 0,79 | 0,78 | 0,78 |                                                                                             |      |      |                                     |

Tabla 11. Factores de reducción por agrupamiento de varios circuitos. Fuente: Norma UNE 20.460-5-523.

Como en Sádaba se pueden superar los 40°C, es importante incluir un factor de reducción de la intensidad admisible para una temperatura de 45°C, este factor es de 0,87 según la tabla B.52.14 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (IEC 60364-5-52) para conductores cubiertos con XLPE. El factor de reducción global sería  $0,87 \cdot 0,54 = 0,4698$ , que aplicado a la intensidad admisible dada por el fabricante para cables de sección de  $4 \text{ mm}^2$  resultaría en una intensidad admisible corregida de  $0,4698 \cdot 46 \text{ A} = 21,62 \text{ A}$ . La cual es menor al 125% de la intensidad de cortocircuito del módulo,  $11,60 \cdot 1,25 = 14,5$ . Por lo que un cable de sección de  $4 \text{ mm}^2$  resulta adecuado para la instalación incluso para las secciones más desfavorables.

| Temperatura ambiente al aire (°C) | 10   | 15   | 20   | 25   | 30 | 35   | 40   | 45   | 50   | 55   | 60   | 65   | 70   | 75  | 80   |
|-----------------------------------|------|------|------|------|----|------|------|------|------|------|------|------|------|-----|------|
| Factor de corrección              | 1,15 | 1,12 | 1,08 | 1,04 | 1  | 0,96 | 0,91 | 0,87 | 0,82 | 0,76 | 0,71 | 0,65 | 0,58 | 0,5 | 0,41 |

Tabla 12. Factores de reducción por temperatura ambiente del aire. Fuente: (PrysmianGroup, 2020)

### 3.6.1.2 Cálculo de la caída de tensión

Se va a dimensionar el cableado de forma que cumpla con el criterio de que la caída de tensión entre los módulos y los inversores solares sea del 1.5%. De esta forma vamos a dimensionar el sistema para que la caída de tensión desde los módulos FV hasta la caja de agrupación sea mínima, ya que en el tramo entre las cajas y el inversor se puede producir mayor caída de tensión, aunque la distancia entre los equipos es muy pequeña.

La caja de agrupación de tensión se va a colocar entre el séptimo y el octavo string, situándose así en el medio de la instalación. A este string box le llegarán 14 líneas de

cable correspondientes a cada uno de los strings, que estarán compuestos por 18 paneles solares cada uno. Por ello, la tensión en cada string será igual a la suma de la tensión de cada panel solar que compone el string, es decir, la tensión nominal de los 18 paneles en serie en condiciones STC, 747 V.

La resistividad del cable de cobre se va a calcular a la temperatura de operación del cable más desfavorable, a 90°C. Por ello, se aplica la expresión para obtener la resistividad del cable de cobre a 90°C sabiendo que el valor de la resistividad del cobre a 20°C es  $0,0171 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$  y el coeficiente de resistencia del cobre es  $0,00393 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ :

$$\rho_{Cu (T^a=90^\circ C)} = 0,0171 \cdot (1 + 0,00393 \cdot (90^\circ C - 20)) = 0,0218 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$$

La resistencia del cable de cobre por unidad de longitud para un sección de  $4 \text{ mm}^2$  es:

$$RL = \rho_{Cu (T^a=90^\circ C)} / \text{Sección} = \frac{0,0218 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}}{4 \text{ mm}^2} = 0,00545 \Omega/\text{m}$$

De esta forma, ya se puede calcular la caída de tensión en cada cable que conecta el string con la caja de agrupación con respecto a esta expresión:

$$\text{Caída de tensión en el circuito} = I_{pmp} \cdot RL \cdot \text{distancia}$$

| Número de string | Tensión total (V) | Sección ( $\text{mm}^2$ ) | Distancia (m) | caída de tensión en el circuito (V) | Caída de tensión total (V) | Caída de tensión (%) |
|------------------|-------------------|---------------------------|---------------|-------------------------------------|----------------------------|----------------------|
| 1                | 747               | 4                         | 33,342        | 1,988                               | 1,988                      | 0,266                |
| 2                | 747               | 4                         | 31,284        | 1,866                               | 1,866                      | 0,250                |
| 3                | 747               | 4                         | 29,154        | 1,739                               | 1,739                      | 0,233                |
| 4                | 747               | 4                         | 27,060        | 1,614                               | 1,614                      | 0,216                |
| 5                | 747               | 4                         | 24,966        | 1,489                               | 1,489                      | 0,199                |
| 6                | 747               | 4                         | 22,872        | 1,364                               | 1,364                      | 0,183                |
| 7                | 747               | 4                         | 20,778        | 1,239                               | 1,239                      | 0,166                |
| 8                | 747               | 4                         | 18,684        | 1,114                               | 1,114                      | 0,149                |
| 9                | 747               | 4                         | 20,778        | 1,239                               | 1,239                      | 0,166                |
| 10               | 747               | 4                         | 22,872        | 1,364                               | 1,364                      | 0,183                |
| 11               | 747               | 4                         | 24,966        | 1,489                               | 1,489                      | 0,199                |
| 12               | 747               | 4                         | 27,060        | 1,614                               | 1,614                      | 0,216                |
| 13               | 747               | 4                         | 29,154        | 1,739                               | 1,739                      | 0,233                |
| 14               | 747               | 4                         | 31,284        | 1,866                               | 1,866                      | 0,250                |

Tabla 13. Cálculo de la caída de tensión entre los módulos y la caja de conexiones. Fuente: Elaboración propia.

La cantidad total de cable es la suma de la longitud del cable de cada string más un factor de holgura. El total de la distancia es 364,25 metros, más un factor de holgura del 10%, la distancia total se puede aproximar a 400 metros de cable para esta parte.

### 3.6.2 Tramo 2 de CC: del string box al inversor

Este tramo comprende la conexión entre el string box de la instalación y el inversor. Ya que el inversor de SMA tiene una única entrada, el número de cables de salida del string box será 1. Por tanto, habrá un cable que une el string box con la entrada del inversor.

El cable utilizado para este tramo del cableado es de la marca Prysmian Group también, y se trata del cable Harmony Class AL XZ1 (S) cuyo metal conductor es el aluminio y como aislamiento utiliza XLPE de tipo DIX 3. Su temperatura de servicio va desde -25°C a 90°C alcanzando una temperatura máxima en régimen de cortocircuito de 250°C y una corriente máxima permitida de 1,8 kV. Aquí se adjunta una tabla de las características más significativas de los dos conductores, tanto el utilizado para el tramo 1 como el utilizado para el tramo 2.

| Hoja Técnica                                     | Harmony Class AL XZ1 (S)                 | H1Z2Z2-K                                                |
|--------------------------------------------------|------------------------------------------|---------------------------------------------------------|
| Conductor                                        | Aluminio clase 2                         | Cobre estañado                                          |
| Aislante                                         | Polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX 3 | Compuesto reticulado libre de halógenos - XPLE2         |
| Cubierta externa                                 | LSOH tipo DMO 1                          | Compuesto reticulado libre de halógenos                 |
| Temperatura de servicio                          | -25°C a 90°C                             | -40°C a 90°C                                            |
| Temperatura máxima en cortocircuito              | 250°C                                    | 120°C                                                   |
| Tensión asignada en DC                           | 1,5 kV                                   | 1,5 kV                                                  |
| Tensión máxima en DC                             | 1,8 kV                                   | 1,8 kV                                                  |
| Tensión máxima en AC                             | 1,2 kV                                   | 1,2 kV                                                  |
| Tensión asignada en AC                           | 0,6/1 kV                                 | 1/1 kV                                                  |
| Resistencia de aislamiento a 90°C conductor      | 1012 $\Omega \cdot \text{cm}$            | 5,09 $\Omega/\text{km}$ a 20°C                          |
| Sección                                          | 400 $\text{mm}^2$                        | 4 $\text{mm}^2$                                         |
| Intensidad máx. admisible al aire                | 2 cables - 740 A<br>3 cables - 663 A     | 46 A<br>55 A -Tª ambiente de 60°C y 120°C del conductor |
| Intensidad máx. admisible directamente enterrado | 2 cables - 448 A<br>3 cables - 370 A     | -                                                       |
| Intensidad máx. admisible bajo tubo y enterrado  | 2 cables - 415 A<br>3 cables - 350 A     | -                                                       |

Tabla 14. Hoja técnica de los cables de baja tensión del Grupo Prysmian. Fuente: Elaboración propia.

A la caja de agrupación llegan los 14 strings que contienen 18 módulos cada uno, por lo que, a la salida, la corriente de cortocircuito máxima será  $14 \cdot 11,60 A = 162,4 A$ . Teniendo en cuenta que, en corriente continua, según el REBT, la corriente máxima admisible del cableado debe ser superior a un 125% de la corriente de cortocircuito, entonces el cable debe ser capaz de soportar  $162,4 \cdot 1,25 = 203 A$ .

Como solo hay una entrada al inversor y una salida de la caja de agrupación, el cable no irá agrupado, por lo que no tendremos en cuenta el efecto del agrupamiento de cables. El cable irá enterrado en el suelo desde el string box al inversor, salvo la primera parte del tramo, desde el string box al suelo, ya que el string box estará colocado a una altura de un par de metros sobre el suelo, unido en la parte alta de la estructura.

Se aplicará un factor de reducción de la intensidad máxima admisible debido a la temperatura ambiente del terreno. Debido a que las temperaturas del terreno a escasos metros de profundidad y en verano pueden superar los  $35^{\circ}\text{C}$ , se aplicará un factor restrictivo para cables de aluminio con aislamiento de XLPE y temperatura ambiente del terreno de  $45^{\circ}\text{C}$  para cables enterrados que tendrá un valor de 0,8 según la tabla B.52.15 de la norma UNE-HD 60364-5-52 (IEC 60364-5-52).

| Temperatura del terreno ( $^{\circ}\text{C}$ ) | 10   | 15   | 20 | 25   | 30   | 35   | 40   | 45  | 50   | 55   | 60   | 65  | 70   |
|------------------------------------------------|------|------|----|------|------|------|------|-----|------|------|------|-----|------|
| Factor de corrección                           | 1,07 | 1,04 | 1  | 0,96 | 0,93 | 0,89 | 0,85 | 0,8 | 0,76 | 0,71 | 0,65 | 0,6 | 0,53 |

Tabla 15. Factores de reducción por temperatura del terreno. Fuente: (PrysmianGroup, 2020)

Sobre la resistividad térmica del terreno, no se aplicará ningún factor restrictivo ya que la resistividad térmica no se considera que será mayor que  $2,5 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$ , en base a que esta resistividad corresponde a terrenos de piedra caliza. El suelo de los márgenes del canal de Bardenas a su paso por Sádaba pertenecen a la clasificación de suelos conocidos por el nombre de cambisoles calcáricos (Ibarra, 2004). Este tipo de suelo está compuesto principalmente por la acumulación de arcillas y óxidos de hierro, y por la abundancia de composiciones cálcicas y de yeso. Debido a ello, la resistividad térmica de este suelo es menor al valor de referencia, por lo que no es necesario aplicar ningún factor de referencia.

| Resistividad térmica ( $\text{K}\cdot\text{m}/\text{W}$ ) | 0,5  | 0,7  | 1    | 1,5  | 2    | 2,5 | 3    |
|-----------------------------------------------------------|------|------|------|------|------|-----|------|
| Cables en conductos enterrados (D1)                       | 1,28 | 1,2  | 1,18 | 1,1  | 1,05 | 1   | 0,96 |
| Cables enterrados directamente (D2)                       | 1,88 | 1,62 | 1,5  | 1,28 | 1,12 | 1   | 0,9  |

Tabla 16. Factores de reducción por resistividad térmica del terreno. Fuente: (PrysmianGroup, 2020)

En el tramo al aire, se considerará la tabla 52-D1 para cables al aire libre con aislamiento de XLPE y a la temperatura ambiente más restrictiva de  $45^{\circ}\text{C}$ . El factor correspondiente será de 0,87.

Tomando el caso más restrictivo, el factor global será la multiplicación de los factores ya obtenidos,  $0,87 \cdot 0,8 = 0,696$ . Aplicando este factor a la intensidad admisible más restrictiva para cables de sección de  $400 \text{ mm}^2$ , es decir, para el caso de cables enterrados bajo tubo,  $350 \text{ A} \cdot 0,696 = 243,6 \text{ A}$ . Esta corriente será mayor a la corriente de cortocircuito que es de  $203 \text{ A}$ , por lo que se considera válida la elección del cable para este tramo.

### 3.6.2.1 Cálculo de la caída de tensión

Teniendo en cuenta que se ha de cumplir el criterio de que la caída de tensión en el tramo de corriente de cortocircuito, es decir, entre los módulos y el inversor, debe ser menor del 1,5%. Por ello, se van a calcular las pérdidas en el tramo entre el string box y el inversor.

La resistividad del cable de aluminio se va a calcular a la temperatura de operación del cable más desfavorable, a  $90^\circ\text{C}$ . Por ello, se aplica la expresión para obtener la resistividad del cable de aluminio a  $90^\circ\text{C}$  sabiendo que el valor de la resistividad del aluminio a  $20^\circ\text{C}$  es  $0,028 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$  y el coeficiente de resistencia del aluminio es  $0,00407^\circ\text{C}^{-1}$ :

$$\rho_{Al} (T^a=90^\circ\text{C}) = 0,028 * (1 + 0,00407 \cdot (90^\circ\text{C} - 20)) = 0,035977 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$$

La resistencia del cable de aluminio por unidad de longitud para un sección de  $400 \text{ mm}^2$  es:

$$RL = \rho_{Al} (T^a=90^\circ\text{C}) / \text{Sección} = \frac{0,035977 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}}{400 \text{ mm}^2} = 8,9943 \cdot 10^{-5} \Omega/\text{m}$$

De esta forma, ya se puede calcular la caída de tensión en el tramo entre el string box y el inversor:

$$\text{Caída de tensión en el circuito} = I_{pmp} \cdot RL \cdot \text{distancia}$$

Siendo que se ha diseñado el sistema para que la caída de tensión en este tramo sea menor que el 1%:

$$0,01 \cdot 747 \text{ V} \geq 10,85 \cdot 14 \cdot 8,9943 \cdot 10^{-5} \cdot \text{distancia}$$

Para que esta condición se cumpla, el tramo entre el string box y el inversor debe ser menor a  $546,75$  metros. Entonces, se puede asumir que como dicha distancia será menor, la caída de tensión en este punto será menor.

El inversor estará a unos  $50$  metros como máximo, por lo que la caída de tensión será de  $0,09\%$ .

### **3.7 Transformador**

A la salida, el inversor irá conectado a un transformador que elevará la tensión nominal de 400 V, que es la tensión nominal AC de salida del inversor, hasta un valor de media tensión. De esta forma, se reducen las pérdidas ya que la intensidad que circulará por el cableado será menor, así se reduce la sección del cableado y se facilita el transporte de la energía eléctrica. La potencia nominal del transformador será 100 kW, que es la potencia nominal de salida del inversor. En el centro de seccionamiento se alojará el transformador elevador que incrementará la tensión de corriente alterna desde baja tensión a media tensión

Puesto que la parte de la línea de evacuación, que será una línea de corriente alterna de media tensión, queda supeditada a la línea de transporte de media tensión sobre la que se hará el conexionado de la instalación, no se puede determinar un valor exacto de tensión para ella. Es por ello que para hacer el análisis de las pérdidas del cableado del tramo entre el centro de seccionamiento y el punto de conexión se va a estimar que la línea de evacuación es de 1.5 kV. De esta manera, el transformador sería de 100 KVA y la relación de tensión sería de 0.4/1.5 kV.

### **3.8 Centro de seccionamiento**

El centro de seccionamiento será un edificio prefabricado que albergará al transformador de potencia y las celdas de media tensión. Este sistema se puede utilizar además para conectar la instalación con la red de distribución, aunque en este caso el punto de conexión no se encontrará en el mismo lugar.

La construcción del centro de seccionamiento se basará en el documento MT 2.11.20 y la ejecución de las instalaciones se ajustarán al capítulo IV del MT 2.03.20 (Especificaciones Particulares para las Instalaciones de Alta Tensión y Baja Tensión).

En este trabajo no se ahondará en la descripción del centro de seccionamiento, por lo que se describe brevemente. Los centros de seccionamiento constan de celdas de media o alta tensión, fusibles limitadores para la celda de protección, sistema de detección de intrusión, instalación de puesta a tierra, señalización normalizada y materiales de seguridad. En esta instalación, el centro de seccionamiento será en un edificio prefabricado de hormigón y de maniobra exterior, ya que se estipula en el MT 2.11.20 que este tipo de centros de seccionamiento pueden servir hasta 24kV.

### **3.9 Protecciones eléctricas**

En esta sección se van a explicar las protecciones que debe tener el sistema de acuerdo con la normativa vigente. Esta sección ha sido desarrollada con el apoyo del libro Sistemas Fotovoltaicos de A.A. Bayod Rújula (2009).

### 3.9.1 Corriente Continua

- Protección contra cortocircuitos en el inversor: El cortocircuito es un punto de trabajo que no entraña riesgo para el generador fotovoltaico por que la corriente está limitada a un valor muy próximo al de la corriente máxima de operación del módulo. Si que puede ser perjudicial para el inversor, y por ello, se instalarán fusibles de tipo Gg normalizados según la norma EN 60269 en cada polo. Estos actuarán también como protección contra sobrecargas. Para este tipo de fusibles se debe cumplir la siguiente condición:

$$1,6 \cdot I \text{ asignada dispositivo de protección} \geq 1,45 \cdot I \text{ admisible de la línea}$$

La eliminación o realización de un cortocircuito en el campo del generador sí puede ser perjudicial para las personas ya que se pasa de rápidamente del cortocircuito al circuito abierto, lo que produce un elevado arco eléctrico por la variación de corriente.

- Medida de protección contra personas: la conducción de energía eléctrica mediante el cableado se llevará a cabo separando el conductor del polo positivo y del negativo. Así se protege a las personas de los cortocircuitos. El valor de la corriente máxima que puede circular por el conductor, que es la corriente de cortocircuito dada por el fabricante del módulo fotovoltaico en el tramo entre módulos y string box, debe ser menor o igual al valor de la intensidad del fusible. En el tramo entre el string box y el inversor, la corriente máxima es 14 veces la corriente de cortocircuito del módulo.
- Protección contra sobrecargas: cuando el inversor obliga a trabajar al generador fotovoltaico fuera de su rango de máxima potencia por exceso de potencia de entrada al inversor, se producen sobrecargas. Estas pueden ser contrarrestadas incluyendo fusibles en cada polo. Estos deben cumplir la siguiente condición:

$$I_{\text{diseño de la línea}} \leq I \text{ asignada dispositivo de protección} \\ \leq I \text{ admisible de la línea}$$

Si los fusibles son gGb normalizados deberán cumplir la condición expuesta anteriormente.

- Protección ante contactos directos e indirectos: La protección ante defectos a masas o a tierra por fallos en la resistencia de aislamiento se realiza mediante la inclusión de un aislamiento clase II de los módulos, cables y cajas de conexión o string boxes. En el inversor habrá un controlador permanente de aislamiento que garantice que no se supera el umbral de riesgo eléctrico para las personas que es una corriente de defecto de 30mA. El valor de la resistencia de aislamiento deberá garantizar que la corriente de defecto sea menor a dicho valor.
- Sobretensiones: Hay que proteger la entrada de corriente continua del inversor de sobretensiones de origen atmosférico que se puedan generar sobre los módulos fotovoltaicos con dispositivos bipolares de protección de clase II. Este dispositivo tendrá un tiempo de actuación menor a 25 ns, tensión residual inferior a 2kV y la tensión de operación vendrá marcada por la tensión de serie para la menor tensión en el punto de máxima potencia y la tensión mayor de circuito abierto para los módulos elegidos. No se necesitan protecciones de tubos, cables, contactores, etc.

### 3.9.2 Corriente Alterna

En instalaciones de generación que puedan estar interconectadas con la Red de Distribución Pública, lo cual puede ser el caso que se está evaluando, se requerirá una serie de protecciones que actúen sobre el interruptor de interconexión, situadas en el origen de la instalación interior. Estas han de estar homologadas, verificadas y precintadas por un laboratorio exterior. Las protecciones mínimas que se deben instalar son:

- De sobreintensidad mediante relés directos magnetotérmicos.
- De mínima tensión instantáneos, conectados entre las tres fases y neutro con un tiempo de actuación menor a 0,5s cuando la tensión llegue a un 85% de su valor asignado.
- De sobretensión, conectado entre una fase y neutro con un tiempo de actuación menor a 0,5s cuando la tensión llegue a un 110% de su valor asignado.
- De máxima y mínima frecuencia, conectado entre fases y cuya actuación debe producirse cuando la frecuencia sea inferior a 49Hz o superior a 51Hz en 5 periodos.

El sistema de protecciones se hará de acuerdo con el Real Decreto 1663/2000. Este sistema de protecciones debe cumplir lo siguiente para solicitar la conexión a la red de distribución pública:

- Interruptor general manual: Será un interruptor magnetotérmico con corriente de cortocircuito superior a la intensidad en el punto de conexión. Este interruptor se debe colocar en el cuarto de contadores de la instalación accesible solo a la empresa distribuidora, adicionalmente se debe incluir un segundo magnetotérmico omnipolar en la instalación de menor intensidad nominal que sea el que proteja de las sobrecargas y cortocircuitos. Este dispositivo de seguridad y maniobra permite separar la instalación generadora de la red de distribución.

Para los casos en los que la instalación disponga de más de un inversor, se utilizará un magnetotérmico para cada inversor de menor corriente para evitar que un fallo en un inversor condicione a toda la planta. Se utilizarán magnetotérmicos de tipo C que deben cumplir la condición de protección contra sobrecargas:

$$I_{\text{diseño de la línea}} \leq I_{\text{asignada dispositivo de protección}} \\ \leq I_{\text{admisible de la línea}}$$

- Interruptor automático diferencial: Se instalará un interruptor de este tipo tanto en la parte de continua como en la de alterna. Se trata de un relé diferencial que detecta corrientes de fugas residuales, actúa contra fallos a tierra. Para que solo actúe por fallos a tierra la corriente asignada será mayor a la del magnetotérmico de protección.
- Interruptor automático de la interconexión: Se conectará un dispositivo de corte automático sobre el que actuarán las protecciones de la interconexión. Se utilizará para la desconexión y conexión automática de la instalación en caso de pérdida de tensión o frecuencia de red.
- Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz, respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um respectivamente)

También hay la posibilidad de integrar en el equipo inversor las funciones de protección de máxima y mínima frecuencia y de máxima y mínima tensión, en tal caso las maniobras automáticas de desconexión-conexión serán realizadas por este.

### **3.9.3 Protección de las personas**

Hay dos tipos de protecciones para las personas, contra contactos directos y contra contactos indirectos.

La protección de las personas contra contactos directos queda asegurada mediante un aislamiento directo de todas las partes activas de la instalación. Lo establece la norma ITC-BT-24 del REBT. En la parte continua se protege mediante la utilización de módulos con clase de aislamiento II. La estructura y marco de los módulos ha de estar conectada a tierra. (ITC-BT-40 artículo 8.2.3 del REBT)

La protección de las personas contra contactos indirectos se lleva a cabo de diferente manera en la parte de corriente continua y en la de alterna. En la parte continua, se protege a las personas frente a contactos indirectos mediante la utilización de módulos con clase de aislamiento II. La estructura y marco de los módulos han de estar conectada a tierra según lo estipula la instrucción técnica complementaria ITC-BT-40, artículo 8.2.3 del REBT.

En la parte de corriente alterna se utiliza protección diferencial y puesta a tierra según la instrucción IT-BT-24. Está Incluirá 3 tipos de protecciones:

- Alejamiento de las partes activas de la instalación junto con el impedimento de todo contacto accidental y el recubrimiento con aislamiento de las partes activas. Además del aislamiento de conductores superiores a 1000 V.
- Cajas aislantes e inaccesibles para todos los conexionados. Los conductores estarán aislados mediante tubos de cualquier contacto.
- Las partes metálicas utilizadas como medio de protección con las partes activas deben estar protegidas contra contactos indirectos.

### **3.10 Puesta a tierra**

Con el objetivo de limitar la tensión que pueden presentar las masas metálicas respecto a tierra en un instante de tiempo, de asegurar las protecciones y de eliminar el riesgo que conllevan las averías en los materiales eléctricos utilizados, se establece la puesta a tierra del sistema. Las instalaciones de generación eléctrica deben tener sistemas de puesta a tierra que aseguren que las tensiones que pueden presentarse en las masas metálicas no superan los valores establecidos en la MIE-RAT 13 del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación. (Bayod Rújula, 2009)

Se deberá disponer de un transformador de baja frecuencia colocado en la parte de alterna, interno o externo al inversor, que garantice una separación galvánica entre el

punto de conexión y la instalación generadora de energía eléctrica. Además, todas las masas de corriente continua y alterna estarán conectadas a una única tierra (Bayod Rújula, 2009). Debido a nuestra configuración, en la que la instalación eléctrica se dispondrá en el canal de riego, se va a construir una conexión a tierra particular para la instalación e independiente de la del neutro de la empresa distribuidora según el REBT. El cálculo y diseño de la puesta a tierra para esta instalación queda fuera del alcance del trabajo.

### **3.11 Tramos de corriente alterna**

#### **3.11.1 Tramo de corriente alterna de baja tensión**

El tramo de corriente alterna corresponde con el cableado de baja tensión que conecta el inversor con el centro de seccionamiento en donde se encuentra el transformador. La tensión a la salida del inversor es de 400 V. En este caso, para este tramo, el conductor irá enterrado en el suelo.

Este tramo de cableado entre inversor y transformador, que apenas tendrá 150 metros, puesto que el centro de seccionamiento se localizará a unos pocos metros de la instalación fotovoltaica, y, por tanto, del inversor. En este centro de seccionamiento es donde se albergará al transformador que elevará la tensión de 400 V a un valor de media tensión, por lo que el tramo de baja tensión de alterna es solo de unos 150 metros.

El cableado escogido para este tramo de unión entre el inversor y el centro de seccionamiento es un conductor de aluminio de clase 2 de acuerdo con IEC 60228, con un aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX 3 según HD 603-1. La cubierta es de una mezcla LSOH tipo DMO según la norma UNE HD 603-1. Este cableado es el mismo que para el tramo de corriente continua de baja tensión entre la caja de conexiones y el inversor, por lo que la tabla de características del conductor se puede encontrar en la sección correspondiente.

Los factores de corrección van a ser los mismos que los aplicados para el tramo de corriente continua de baja tensión entre la caja de agrupación y el inversor, es por ello que tomando el caso más restrictivo con un factor global de 0,696 como se calculó en dicha sección del trabajo, Ya que la corriente máxima de salida del inversor es de 151 A, se puede escoger un cable de sección de  $300 \text{ mm}^2$ , puesto que la tensión máxima admisible del cable bajo tubo y enterrado es de 286 A, y tras aplicar el factor de corrección global, este valor se queda en 199,056 A. Este valor es mayor al del 125% de la corriente máxima, 188,75 A.

#### **3.11.2 Tramo de corriente alterna de media tensión**

Este tramo corresponde con la línea de evacuación que une la salida del centro de seccionamiento, es decir, la salida del transformador a 1.5 kV con el punto de conexión a la red. Como se explica en la sección del transformador, se ha supuesto una tensión de valor 1.5 kV a la salida de este.

El conductor escogido para la evacuación es el Vulpen Class AL HEPRZ1 12/20 kV del grupo Prysmian que tiene una tensión máxima admisible entre fases de 24 kV, y una tensión asignada de 20 kV. Además, la temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente es 105 °C. Este conductor de aluminio tiene las siguientes características eléctricas.

| Características eléctricas                                                     | Vulpen Class AL HEPRZ1 12/20 kV |
|--------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|
| Tensión asignada simple, $U_0$ (kV)                                            | 12 kV                           |
| Tensión asignada entre fases, $U$ (kV)                                         | 20 kV                           |
| Tensión máxima entre fases, $U_m$ (kV) 24 36)                                  | 24 kV                           |
| Tensión a implusos, $U_m$ (kV) 125 170                                         | 125 kV                          |
| Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (o C) 105  | 105 °C                          |
| Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (o C) | 250 °C                          |

Tabla 17. Características eléctricas del conductor Vulpen del Grupo Prysmian. Fuente: Elaboración propia.

Como la tensión máxima de salida del inversor es de 151 A y el conductor irá enterrado en el suelo bajo tubo, se toma el conductor de sección de  $240 \text{ mm}^2$ . Ahora se procede a calcular si está bien dimensionado el cable:

Como la temperatura ambiente del suelo puede alcanzar los 35 °C en verano, y temperaturas más elevadas aún según el tipo de terreno, se toma un factor de corrección por temperatura de 0.87 que corresponde con el factor de una temperatura de 45°C. Además, se considera que el cableado irá en un tubo enterrado y que la resistividad del terreno no superará los 2,5 Km/W, por lo que el factor de corrección a aplicar es de 0,86. Con todo ello, en el caso más desfavorable se debería aplicar un factor corrector de  $0,86 \cdot 0,87 = 0,7482$ . Por lo que, siendo 345 A la tensión máxima admisible del conductor de sección de  $150 \text{ mm}^2$  bajo tubo y enterrado, la tensión máxima admisible en el caso más desfavorable tras aplicar el factor corrector de ambos sería 258,129 A. Por lo que sería mayor al valor del 125% de la corriente máxima de salida del inversor.

| Tipo de instalación                                                                                                          | Sección del conductor mm <sup>2</sup> | Resistividad térmica del terreno, K-m/W |      |      |      |      |      |      |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------|-----------------------------------------|------|------|------|------|------|------|
|                                                                                                                              |                                       | 0.8                                     | 0.9  | 1.0  | 1.5  | 2.0  | 2.5  | 3    |
| Cables directamente enterrados<br>          | 25                                    | 1,25                                    | 1,20 | 1,16 | 1,00 | 0,89 | 0,81 | 0,85 |
|                                                                                                                              | 35                                    | 1,25                                    | 1,21 | 1,16 | 1,00 | 0,89 | 0,81 | 0,75 |
|                                                                                                                              | 50                                    | 1,26                                    | 1,21 | 1,16 | 1,00 | 0,89 | 0,81 | 0,75 |
|                                                                                                                              | 70                                    | 1,27                                    | 1,22 | 1,17 | 1,00 | 0,89 | 0,81 | 0,74 |
|                                                                                                                              | 95                                    | 1,28                                    | 1,22 | 1,18 | 1,00 | 0,89 | 0,80 | 0,74 |
|                                                                                                                              | 120                                   | 1,28                                    | 1,22 | 1,18 | 1,00 | 0,88 | 0,80 | 0,74 |
|                                                                                                                              | 150                                   | 1,28                                    | 1,23 | 1,18 | 1,00 | 0,88 | 0,80 | 0,74 |
|                                                                                                                              | 185                                   | 1,29                                    | 1,23 | 1,18 | 1,00 | 0,88 | 0,80 | 0,74 |
|                                                                                                                              | 240                                   | 1,29                                    | 1,23 | 1,18 | 1,00 | 0,88 | 0,80 | 0,73 |
|                                                                                                                              | 300                                   | 1,30                                    | 1,24 | 1,19 | 1,00 | 0,88 | 0,80 | 0,73 |
|                                                                                                                              | 400                                   | 1,30                                    | 1,24 | 1,19 | 1,00 | 0,88 | 0,79 | 0,73 |
| Cables en interior de tubos enterrados<br> | 25                                    | 1,12                                    | 1,10 | 1,08 | 1,00 | 0,93 | 0,88 | 0,83 |
|                                                                                                                              | 35                                    | 1,13                                    | 1,11 | 1,09 | 1,00 | 0,93 | 0,88 | 0,83 |
|                                                                                                                              | 50                                    | 1,13                                    | 1,11 | 1,09 | 1,00 | 0,93 | 0,87 | 0,83 |
|                                                                                                                              | 70                                    | 1,13                                    | 1,11 | 1,09 | 1,00 | 0,93 | 0,87 | 0,82 |
|                                                                                                                              | 95                                    | 1,14                                    | 1,12 | 1,09 | 1,00 | 0,93 | 0,87 | 0,82 |
|                                                                                                                              | 120                                   | 1,14                                    | 1,12 | 1,10 | 1,00 | 0,93 | 0,87 | 0,82 |
|                                                                                                                              | 150                                   | 1,14                                    | 1,12 | 1,10 | 1,00 | 0,93 | 0,87 | 0,82 |
|                                                                                                                              | 185                                   | 1,14                                    | 1,12 | 1,10 | 1,00 | 0,93 | 0,87 | 0,82 |
|                                                                                                                              | 240                                   | 1,15                                    | 1,12 | 1,10 | 1,00 | 0,92 | 0,86 | 0,81 |
|                                                                                                                              | 300                                   | 1,15                                    | 1,13 | 1,10 | 1,00 | 0,92 | 0,86 | 0,81 |
|                                                                                                                              | 400                                   | 1,16                                    | 1,13 | 1,10 | 1,00 | 0,92 | 0,86 | 0,81 |

Tabla 18. Factores de reducción por resistividad térmica de cables de media tensión de corriente alterna enterrados en el suelo. Fuente: (PrysmianGroup, 2020)

### 3.11.2.1 Pérdidas en la parte de la línea de evacuación

Debido a que el tramo entre el inversor y el transformador es muy pequeño en longitud, se ha decidido no tener en cuenta las pérdidas en este tramo de cableado de baja tensión de corriente continua. Esto se debe a que el cálculo de las pérdidas del tramo desde el string box al inversor en corriente continua dio un valor menor al 0,1% de pérdidas para un tramo de 50 metros, utilizando el mismo cable que se utiliza en esta parte.

Sin embargo, para la parte de la línea de evacuación que comprende desde la salida del transformador hasta el punto de conexión si se va a realizar este estudio de pérdidas. Para ello se va a utilizar la siguiente fórmula

$$\Delta U = 100 \cdot \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi) / U$$

Siendo I, la intensidad nominal de la línea, l, la longitud en kilómetros, R, la resistencia por unidad de longitud del cable, de valor de 0,168  $\Omega$ /km, X, es la reactancia por unidad de longitud, de valor de 0,102  $\Omega$ /km,  $\cos \varphi$ , es el factor de potencia, igual a

la unidad en este caso, siendo  $\varphi$  igual a 0. Y por último, U es la tensión de la línea, de 1,5 kV.

La intensidad nominal se calcula de esta manera

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \varphi} = \frac{100000 \text{ W}}{\sqrt{3} \cdot 1500 \text{ V} \cdot 1} = 38.49 \text{ A}$$

Por lo que, aplicando la expresión de la fórmula de la caída de tensión, el resultado sale 1.49%. Para este cálculo se ha supuesto una longitud de cable de evacuación de 2 km, aunque es posible que esta longitud sea menor ya que el pueblo de Sádaba se encuentra a menor distancia, por lo que se podrá realizar la evacuación en una red de distribución más cercana a 2 km.

### 3.12 Canalizaciones para el cableado

#### 3.12.1 Tramo de baja tensión

Para el tramo de baja tensión que engloba tanto la distancia entre la caja de conexiones o agrupación hasta el inversor (Tramo de corriente continua) y la distancia entre el inversor y el transformador (Tramo de corriente alterna), habrá que cumplir con la normativa ITC-BT 030 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión para instalaciones en locales mojados. Estos tramos irán enterrados bajo un tubo corrugado de polietileno de alta densidad (HDPE), por ello, los costes de los tubos y la zanja van incluidos en el presupuesto que se esboza en el capítulo del análisis económico de la instalación.

#### 3.12.1 Tramo de media tensión: Línea de evacuación

El tramo de media tensión corresponde con la línea de evacuación que comienza en la salida del transformador en el centro de seccionamiento y finaliza en el punto de conexión a la red eléctrica. Este tramo irá enterrado bajo tubo de polietileno de alta densidad (HDPE) con un diámetro suficiente para albergar las fases en corriente alterna del conductor Vulpen Class AL HEPRZ1 12/20 kV.

### 3.13 Observaciones

En el diseño de la planta no se van a considerar los trabajos de vallado perimetral ni otros trabajos que no hayan sido mencionados aquí. Si bien es cierto que en la parte de la construcción del presupuesto se ha considerado un porcentaje adicional para todos aquellos trabajos que no han sido mencionados y no se han tenido en cuenta en el diseño de la instalación fotovoltaica. Además, la obra civil queda fuera del objeto de estudio de este trabajo, aunque sus costes si serán estimados en la sección del análisis económico.

## 4. Análisis de pérdidas energéticas

En esta sección se va a realizar un estudio de las pérdidas de potencia energéticas que pueden aparecer en la instalación piloto de 100 kW de salida. Con el valor de estas pérdidas se procederá a realizar un estudio de la potencia producida en la instalación mediante el software SAM, lo que se verá en el siguiente capítulo. Las pérdidas que se estudiarán a continuación son las pérdidas que tiene en cuenta el sistema de simulación fotovoltaica, SAM, en el estudio de la producción energética en una instalación solar.

### 4.1 Pérdidas de irradiancia: pérdidas por suciedad, obstrucción del panel, etc.

El software SAM define estas pérdidas como la disminución sobre el total de la irradiancia solar incidente sobre cada fila conectada en paralelo. Estas pérdidas se conforman principalmente de las provocadas por la obstrucción del panel debido a la suciedad, acumulación de polvo y otros residuos en la superficie del panel. En este sentido, son independientes de las pérdidas causadas por la caída de nieve o por el sombreado.

En Sádaba, el clima se caracteriza por veranos calurosos y secos, y el nivel de precipitación anual se sitúa en torno a los 300-400 mm. Esto hace que se pueda definir el clima de la localidad como relativamente seco, sobre todo en los meses estivales (WeatherSpark). El clima en Sádaba es mediterráneo de veranos cálidos (Infinita, 2018), por lo que podemos extrapolar las pérdidas debidas a la acumulación de suciedad, polvo y contaminantes orgánicos e inorgánicos en los paneles fotovoltaicos. Los parámetros de rendimiento del Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) sugieren que en EE.UU. es habitual una pérdida por ensuciamiento del 5%. De hecho, en áreas con largas estaciones secas, el valor de estas pérdidas es del 5%. (Kennedy, 2023) Es por ello, que el valor insertado la simulación es del 5%.

Un campo de exploración que se abre en este sentido es la utilización del agua del canal para limpiar los paneles solares mediante un sistema que bombee agua desde el canal hasta la superficie de los canales. Además, en las estaciones de mayor temperatura esto puede ayudar a aumentar la eficiencia reduciendo la temperatura de la superficie del módulo solar. Sin embargo, esto queda fuera del ámbito de este trabajo.

Otro factor que justifica este nivel de pérdidas por suciedad elevado es el hecho de que los paneles se dispondrán sin inclinación sobre el canal, por lo que el efecto de la lluvia en la limpieza de la superficie de los módulos solares será menor.

## **4.2 Pérdidas en la parte continua**

### **4.2.1 Pérdidas por mismatch**

Las pérdidas por mismatch hacen referencia a la reducción de la eficiencia provocada por las diferencias en las características eléctricas de los módulos solares instalados, y se aplica como un porcentaje fijo de la reducción de la potencia producida por el sistema en corriente continua. Para la mayor parte de los módulos y sistemas, un valor que se suele tomar como referencia es el de un nivel de pérdidas por mismatch del 2%. Este ha sido el valor tomado en la simulación mediante SAM. (Solar, 2023)

Las pérdidas por mismatch se pueden ver incrementadas por la diferencia de la longitud de los strings y el sombreado. Sin embargo, las pérdidas por sombreado no se van a tener en cuenta en este estudio puesto que se considera que no hay elementos que puedan generar sombreado en la instalación, además no se apreciará una diferencia de sombreado por la presencia de nubes ya que la longitud y área que ocupa la instalación es limitado. Además, los strings se componen del mismo número de paneles, por lo que no hay una diferencia entre la potencia generada por los strings.

### **4.2.2 Pérdidas por el conexionado**

Las pérdidas de conexión o por el conexionado se refieren a las pérdidas resistivas entre diodos y conectores de cableado, que conectan módulos en serie en los strings. La mayoría de los paneles solares contienen diodos de bypass, que tiene la ventaja de que otros módulos conectados en string eludan un panel que está sombreado o cuyo rendimiento es deficiente. Sin embargo, estos componentes tienen una pérdida de voltaje causada por la resistencia interna del material y por las imperfecciones en la superficie de contacto. (Solar, 2023)

Un estudio del Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) estimó un valor estándar para las pérdidas producidas en los diodos y en el conexionado, el valor es de un 0.5% de pérdidas y es el valor que se ha utilizado en el software SAM. (Laboratory, 2015)

### **4.2.3 Pérdidas en el cableado de la parte continua**

Se trata de las pérdidas debidas a la caída de tensión entre los módulos fotovoltaicos y el inversor. Según lo que se comentó en la sección del cálculo de las pérdidas en la parte continua, se debe respetar el criterio de que la caída de tensión entre los módulos y los inversores solares sea de 1.5%. Es por ello por lo que en la simulación mediante el software SAM (System Advisor Model) se ha tomado como hipótesis que la caída de tensión en la parte continua es 1.5%. Este dato es significativamente alto respecto del nivel de pérdidas en el cableado de baja tensión de corriente continua calculado anteriormente, sin embargo, el análisis se hace teniendo en cuenta el caso más restrictivo. Cabe destacar que la caída de tensión en la parte continua está dividida en dos subpartes, estas son la subparte que va desde los módulos fotovoltaicos hasta las cajas de agrupación y la subparte que va desde las cajas de agrupación hasta el inversor solar.

#### **4.2.4 Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal**

Las pérdidas por el incumplimiento de la potencia nominal hacen referencia a aquellas pérdidas que tienen su origen en la diferencia de potencia nominal (medida en condiciones estándares STC a  $1000 \text{ W/m}^2$  and  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ). En algunos modelos, la potencia nominal se expresa mediante una tolerancia de  $\pm 5\text{W}$  o  $10\text{W}$  entre otras, esto implica que se desconozca el verdadero valor de la potencia nominal en condiciones STC. Sin embargo, en el módulo escogido, la potencia nominal viene especificada claramente y sin margen de tolerancia, por lo que estas pérdidas han sido despreciadas en el análisis de la producción energética. (Solar, 2023)

#### **4.2.5 Pérdidas por error en el tracking solar**

Estas pérdidas se corresponden con el error que comenten los seguidores solares en el seguimiento solar, lo que puede propiciar una pequeña disminución de la energía producida, hecho que se contabiliza mediante un porcentaje de pérdidas sobre el total de la potencia energética. Sin embargo, el sistema que aquí se expone carece de este tipo de seguidores solares, por lo que no se tiene en cuenta.

#### **4.2.5 Pérdidas en los optimizadores solares**

Al igual que para el caso anterior, el sistema descrito en esta sección del trabajo carece de optimizadores solares, por lo que no se tienen en cuenta las pérdidas producidas en estos equipos.

### **4.3 Pérdidas en la parte alterna**

Las pérdidas producidas en la parte de alterna se corresponden con la caída de tensión entre el inversor y la correspondiente evacuación a la red. En el software SAM, estas pérdidas corresponden a las producidas en la potencia eléctrica a la salida del inversor, y para las cuales el modelo de rendimiento del inversor no influye. Se trata por tanto de las pérdidas producidas en el cableado de corriente alterna, es decir, en el cableado de baja tensión de salida del inversor y el cableado de media tensión de la línea de evacuación.

Debido a que el cálculo y diseño del cableado de media tensión que une el centro de seccionamiento con el punto de conexión con la red es difícil de estimar ya que no se sabe la distancia real de la línea de evacuación, se ha tomado el valor estándar que da el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) para las pérdidas en el cableado AC. Este valor es de 1%. Este valor es cercano al calculado para una línea de evacuación de 2 km, cuyas pérdidas eran de 1,49%, sin embargo, este dato de 2 km es mayor que el real presumiblemente. Por lo que las pérdidas pueden ajustarse en la simulación al 1%.

De las pérdidas en la parte de alterna, se va a suponer que la totalidad de las pérdidas en el cableado de corriente alterna se producen en la línea de evacuación de media tensión. La razón de ello es que el transformador se encuentra en el centro de seccionamiento a una distancia muy próxima del inversor por lo que las pérdidas en el cableado de unión de esta parte se suponen nulas. Para esta suposición, se ha basado en el cálculo de las pérdidas de corriente continua de baja tensión en el segundo tramo, de la caja de conexiones al inversor. Es por ello por lo que en la simulación mediante SAM no se han considerado las pérdidas en el cableado entre el inversor y el transformador.

#### **4.4 Pérdidas en el transformador**

En esta sección se contabilizan las pérdidas en los transformadores de media tensión. Según una guía sobre las pérdidas en PV Syst, los transformadores de media tensión tienen unos valores que se pueden tomar como estándares para las pérdidas en el hierro o pérdidas sin carga de 0.1% y unas pérdidas resistivas de 1% para transformadores de aluminio. Estos son los datos introducidos en esta sección de las pérdidas del sistema fotovoltaico en SAM. (Bachu, 2022)

#### **4.5 Pérdidas en la transmisión**

Las pérdidas en la transmisión, según explica el NREL en el software SAM, están relacionadas con la eficiencia de la infraestructura eléctrica del sistema fotovoltaico desde las conexiones del cableado, los sistemas de evacuación mediante el cableado de media tensión, la eficiencia de las subestaciones y la conexión a la red. Esta parte no se estudia en este trabajo por lo que queda fuera del ámbito de la simulación, es por ello por lo que el valor introducido al hacer la simulación es 0%.

#### **4.6 Pérdidas por la no disponibilidad del sistema**

Las pérdidas representadas por esta sección corresponden con el porcentaje de tiempo en el cual el sistema no está en funcionamiento. Ya sea por causas que produzcan el bloqueo del sistema, como cortocircuitos o fallos en los sistemas, cortes en la red, labores de mantenimiento y prevención de riesgos, etc. Esto supone una parada de la instalación y la reducción de la potencia energética producida anualmente. Puesto que este valor es difícil de calcular analíticamente, se va a tomar un valor aceptado como estándar para la mayoría de los sistemas. Este valor corresponde con un 3% de pérdidas y es el valor introducido en SAM para llevar a cabo la simulación. (Solar, 2023)

## 4.7 Otras pérdidas

Hasta ahora ya hemos abordado todos los tipos de pérdidas que el software SAM requiere para llevar a cabo la simulación. Es decir, con estos datos ya podemos calcular el desempeño del sistema diseñado. Sin embargo, hay varias otras pérdidas que sufren los sistemas fotovoltaicos que no se tienen en cuenta en SAM pero que conviene mencionar. A continuación, se muestran las pérdidas más relevantes no tenidas en cuenta en la simulación del sistema fotovoltaico debido a que el software no permite la posibilidad de introducir dichas pérdidas:

### 4.7.1 Pérdidas por LID

Estas pérdidas se producen por la degradación ocurrida en la mayoría de los paneles solares de células de silicio cristalino durante los primeros días después de la instalación y puesta en marcha del sistema debido a la exposición solar. Estas pérdidas pueden suponer entre un 0.5% y un 1.5%. Además, este efecto es el responsable de que, en la curva de degradación, el valor inicial o sobre el que se parte no es el 100%. (Solar, 2023)

### 4.7.2 Pérdidas auxiliares

Otro tipo de pérdidas que no se tienen en cuenta son las del propio consumo de energía de los equipos de la planta. Puesto que dichos equipos para su funcionamiento necesitan electricidad que viene proporcionada por la energía producida en la planta fotovoltaica. Este consumo de energía debe ser descontado de la energía producida en la planta fotovoltaica que se inyectará a la red. Si bien es cierto que en un primer análisis este dato es difícil de estimar, un valor proporcionado por la guía de pérdidas de PV Syst da un valor estándar que puede tomarse como aceptable para el consumo de energía para producir un kW. Es decir, el consumo de los equipos en la instalación fotovoltaica tiene una relación de 6W por kW generado, lo que se traduce en una pérdida del 0.6% de la energía total inyectada a la red.

### 4.7.3 Degradación de los módulos

Los módulos sufren una degradación de sus prestaciones con el paso del tiempo debido a que los materiales que componen las células solares reducen su eficiencia con el tiempo. Normalmente los fabricantes de placas solares incluyen la curva de degradación de las prestaciones desde el año 0 hasta el año 25, por lo general, aunque depende del tiempo de vida de las placas solares. Un valor típico de degradación de los módulos monocristalinos suele ser 0.5%/año, por lo que, a los 25 años, la eficiencia del sistema se habrá reducido un 12.5%.



#### **4.7.4 Pérdidas debidas a la temperatura**

Si bien es cierto que estas pérdidas no se introducen en la ventana de pérdidas en SAM, sí que se tienen en cuenta ya que se especifican los coeficientes de reducción de potencia con el aumento de temperatura, además del coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito y de la tensión de circuito abierto. Estos valores están especificados en la sección 3.2 de este trabajo.

En líneas generales, las pérdidas debidas a la temperatura hacen referencia a que si el módulo opera a una temperatura que difiere de la estándar, que son 25°C para las condiciones estándares STC, se produce una pérdida de la eficiencia que se traduce en una reducción de la generación de la energía producida (Bachu, 2022). En este sentido, el ecosistema del canal, que aporta una reducción de las temperaturas del lugar y un enfriamiento de la parte trasera del módulo puede ayudar a disminuir la temperatura de operación del módulo, reduciendo así las pérdidas debidas a la temperatura.

## 5. Análisis de la producción energética de la instalación

En este apartado se van a exponer los resultados obtenidos en la simulación del sistema fotovoltaico propuesto mediante el software SAM. El objetivo de esta simulación es obtener una estimación de la energía producida en la instalación de 100 kW. Para ello se calculará la distribución de la producción energética a lo largo del año, obteniendo el valor mensual en el primer año. Además, con los datos de la degradación del sistema con el tiempo, se llevará a cabo un estudio de la generación de electricidad de la planta desde el primer año hasta el año 25.

Antes de proceder a conocer los resultados, se explicará brevemente como se ha realizado la simulación en SAM. Lo primero que se ha hecho es indicar las coordenadas del lugar sobre el que se dispondrá la instalación fotovoltaica. En este caso, las coordenadas escogidas corresponden al tramo del canal que transcurre por Sádaba y donde se plantea realizar el análisis. Las coordenadas son 42.288 grados de latitud y -1.271 grados de longitud.

El archivo meteorológico correspondiente a esas coordenadas se obtiene de la base de datos de PVGIS, y de esta se obtiene la media anual de los valores de radiación global horizontal, radiación normal directa, la radiación difusa horizontal y los datos sobre la temperatura y velocidad del viento. Además, se supone un valor de albedo constante e igual a 0.2.

Para modelar la planta fotovoltaica, se toman los datos de las hojas de especificaciones del módulo fotovoltaico y del inversor. Esta parte se complementa indicando los módulos por string o en serie, y los módulos en paralelo. Esta parte ya se describió en el diseño de la instalación. Como se indicó, el ángulo de inclinación de las placas es nulo al disponerse de manera horizontal y el ángulo de acimut corresponde con la orientación del canal respecto a eje norte-sur.

Para contabilizar las pérdidas en el sistema se han indicado los valores que se explicaron y mencionaron durante el capítulo de las pérdidas en la instalación. Además, se ha supuesto una degradación de 0.5% por año para los módulos fotovoltaicos monocristalinos, como ya se explicó en la anterior sección.

Uno de los temas que no tiene en cuenta la simulación de SAM es el hecho de que los paneles solares estén sobre el canal de agua. Es decir, la simulación se hace como si estos paneles estuviesen montados sobre una superficie normal, ignorando todos los efectos positivos que tiene el canal sobre la eficiencia, desempeño y vida útil de los módulos solares. Esto es porque es difícil de cuantificar el efecto del canal sobre los paneles solares hoy en día, por lo que la simulación de la instalación se ha de hacer si tener en cuenta estas posibles contribuciones del canal en el sistema fotovoltaico.

## 5.1 Resultados de la simulación

La simulación de la instalación de 100 kW ha dado una producción anual en el primer año de funcionamiento de 153 065 kWh con un factor de capacidad de corriente continua de 15.4%. Este factor de capacidad, o factor de planta, es el cociente entre la energía real generada por año y la energía generada que podría producir si funcionara todo el tiempo a máxima potencia (Bayod Rújula, 2009). Además, el valor de la proporción de rendimiento de la instalación obtenido en la simulación es de 0.8. Este valor corresponde con el cociente entre la energía eléctrica inyectada en la red y la energía eléctrica generada en los módulos fotovoltaicos (Bayod Rújula, 2009). Es decir, analiza las pérdidas eléctricas desde los módulos hasta que la energía sale de la planta fotovoltaica y se inyecta a la red en el punto de conexión correspondiente.

### Producción energética en el primer año:

A continuación, se da el detalle de la producción energética mensual en kWh en el primer año de funcionamiento de la instalación:

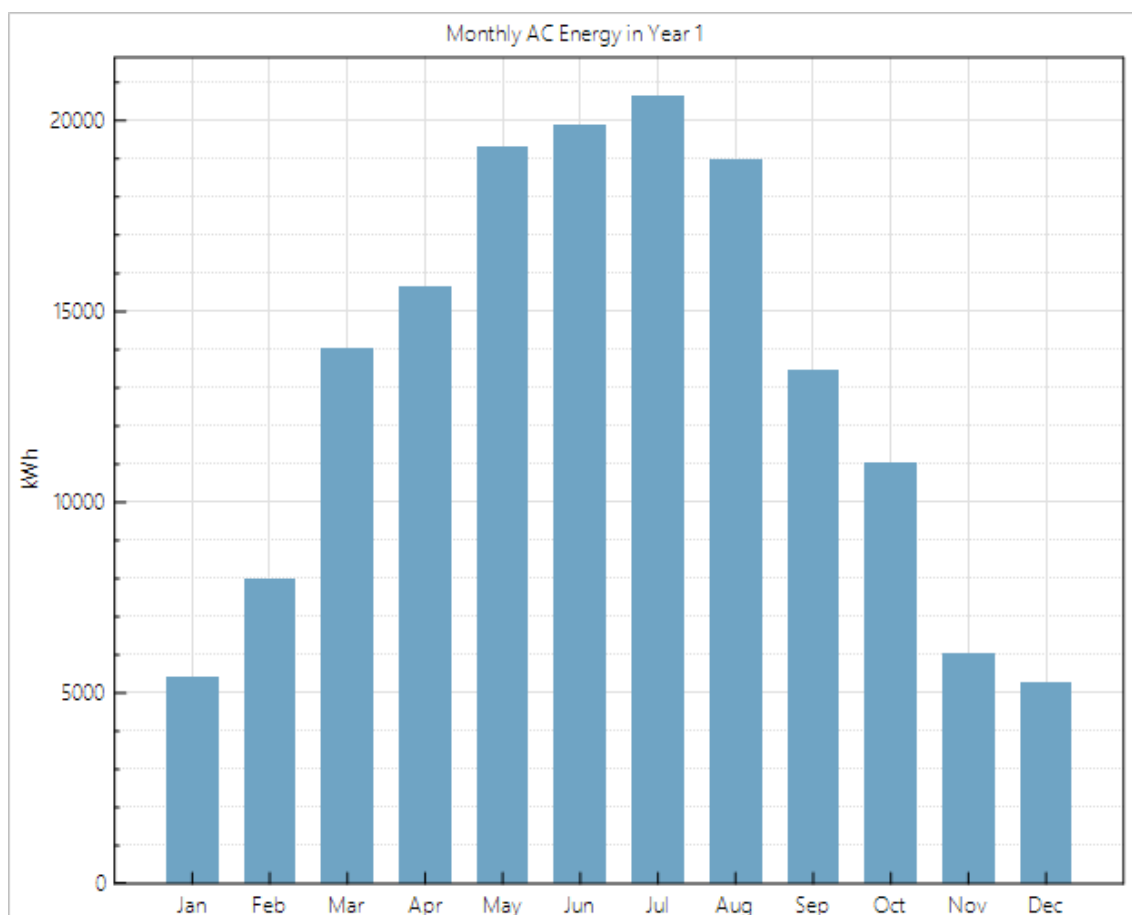


Fig. 6. Evolución de la producción eléctrica mensual en el año 1 de la instalación utilizando SAM.  
Fuente: Elaboración propia.

| Mes     | Producción energética mensual de corriente alterna (kWh) | Mes        | Producción energética mensual de corriente alterna (kWh) |
|---------|----------------------------------------------------------|------------|----------------------------------------------------------|
| Enero   | 5254.14                                                  | Julio      | 20009.2                                                  |
| Febrero | 7735.49                                                  | Agosto     | 18436.8                                                  |
| Marzo   | 13610.5                                                  | Septiembre | 13058.2                                                  |
| Abril   | 15206.7                                                  | Octubre    | 10715.8                                                  |
| Mayo    | 18759.2                                                  | Noviembre  | 5847.77                                                  |
| Junio   | 19298.5                                                  | Diciembre  | 5132.28                                                  |

Tabla 19. Producción energética mensual de corriente alterna en kWh. Fuente: Elaboración propia.

### Degradación temporal del sistema: producción energética anual

En la siguiente tabla se muestra el descenso en la producción anual a medida que avanzan los años, debido a la degradación del sistema:

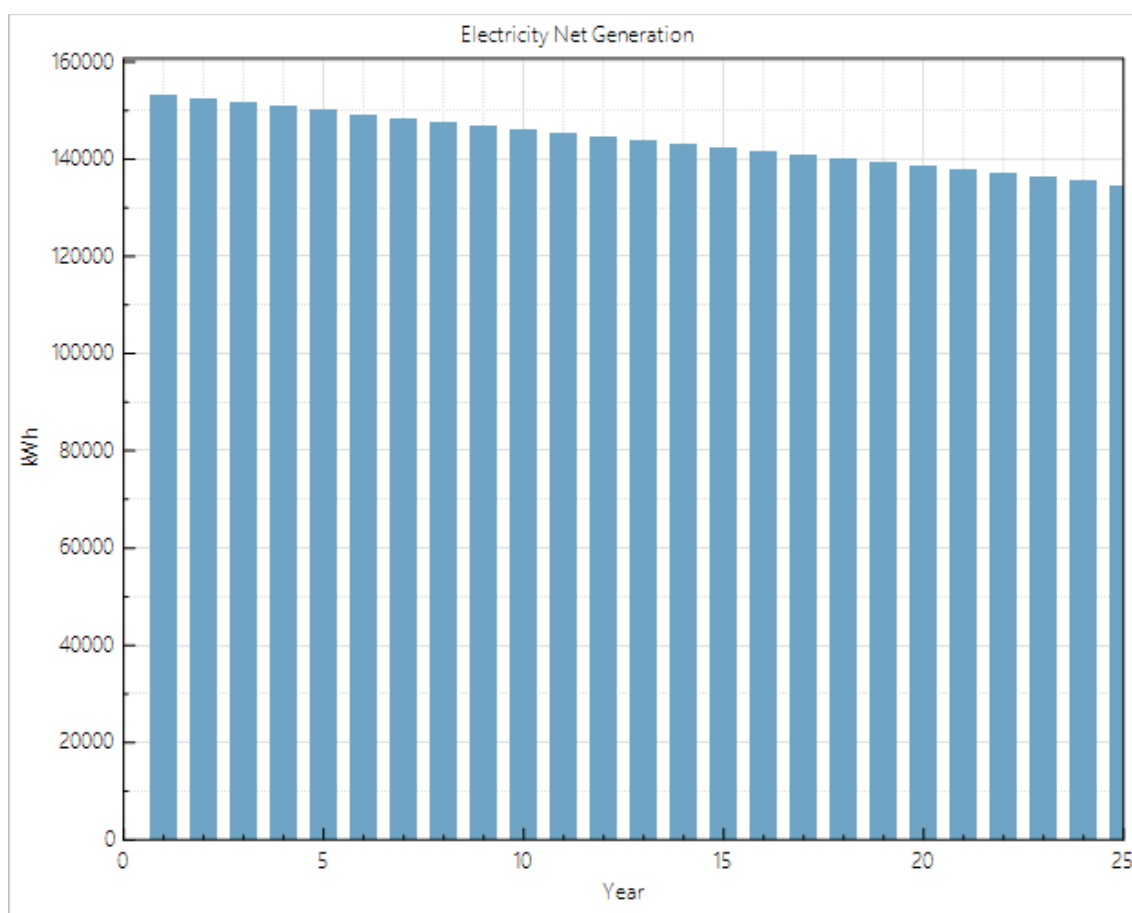


Fig. 7. Evolución de la producción eléctrica anual utilizando SAM. Fuente: Elaboración propia.



| Año   | Producción energética anual (kWh) | Año    | Producción energética anual (kWh) | Año    | Producción energética anual (kWh) |
|-------|-----------------------------------|--------|-----------------------------------|--------|-----------------------------------|
| Año 1 | 153065                            | Año 9  | 146941                            | Año 17 | 140815                            |
| Año 2 | 152299                            | Año 10 | 146176                            | Año 18 | 140049                            |
| Año 3 | 151534                            | Año 11 | 145410                            | Año 19 | 139283                            |
| Año 4 | 150769                            | Año 12 | 144644                            | Año 20 | 138517                            |
| Año 5 | 150003                            | Año 13 | 143879                            | Año 21 | 137751                            |
| Año 6 | 149238                            | Año 14 | 143113                            | Año 22 | 136985                            |
| Año 7 | 148472                            | Año 15 | 142347                            | Año 23 | 136219                            |
| Año 8 | 147707                            | Año 16 | 141581                            | Año 24 | 135453                            |
|       |                                   |        |                                   | Año 25 | 134686                            |

Tabla 19. Producción energética anual en kWh en el ciclo de vida del sistema FV. Fuente: Elaboración propia.

### Detalle de las pérdidas eléctricas en la instalación

Por último, se muestra un diagrama detallado con las pérdidas consideradas en el sistema a partir del primer año. Estas son las pérdidas que el sistema ha calculado y ha tenido en cuenta para el análisis de la producción energética en la simulación. Muchos de estos valores se corresponden con pérdidas que ya se han abordado en la sección anterior.

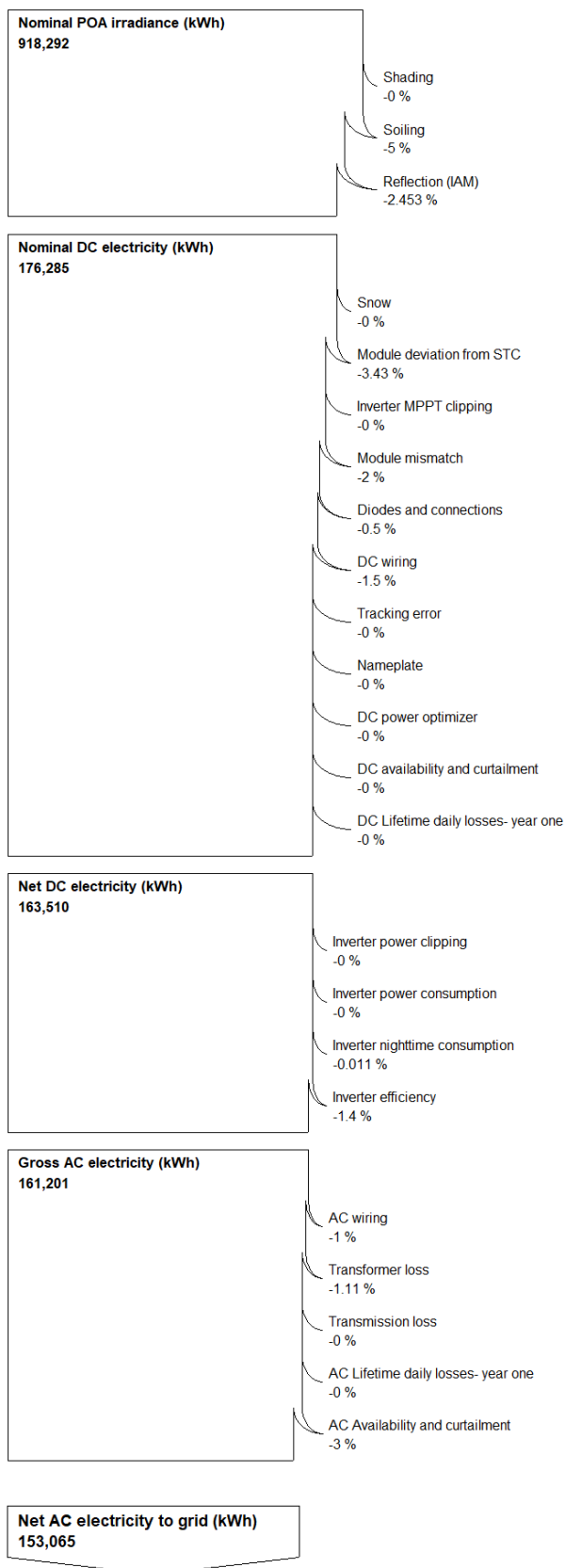


Fig. 8. Detalle de las pérdidas del sistema en la simulación mediante SAM. Fuente: Elaboración propia.

## 6. Diseño de la estructura

En esta sección se va a esbozar el diseño de la estructura sobre la que irán montados los paneles solares. No se va a entrar mucho en detalle en esta parte porque el objetivo de esta sección es dar una idea sobre la forma de la estructura que se ha ideado para llevar a cabo el análisis económico y energético, además de calcular el coste de la estructura. Por lo que la idea es realizar un diseño simple y un análisis de elementos del que se compone la estructura.

El diseño se va a realizar en el software RFEM 6 de Dlubal, que es un software de análisis por el método de elementos finitos que permite modelar estructuras, así como hacer un análisis estático y dinámico, y permite realizar el dimensionamiento de estructuras. En este caso, ya que el trabajo no se focaliza en el cálculo de estructuras, únicamente se va a realizar el modelado de la estructura sin entrar a valorar todos los aspectos estructurales. Además, ya que está fuera del alcance del trabajo de fin de grado, no se va a entrar a analizar si la estructura está bien dimensionada o si resiste las cargas de los módulos y las cargas de su propio peso y si cumple con unas ciertas condiciones de acuerdo con la normativa vigente (Código Técnico de la Edificación).

### 6.1 Descripción de la estructura

La estructura estará cimentada sobre las márgenes del canal y en la parte más elevada servirá de soporte a las 14 filas de 18 módulos cada una. Como el ratio de cobertura es aproximadamente 1, la parte superior de la estructura tendrá las dimensiones del área de los 252 paneles solares unidos más una holgura para introducir los raíles paralelos a la dirección del canal. Es decir, la anchura de la instalación será igual a la anchura de los 18 paneles solares más la de los 19 raíles. Aproximadamente, se tiene en cuenta que la anchura de los raíles es 5 cm.

Para el diseño de la estructura se ha basado en el concepto de la estructura denominada “carport”, que se utiliza como techos solares en zonas de estacionamiento para coches. Este concepto consiste en aprovechar las estructuras de cobertura de las zonas de estacionamiento para los vehículos con el objetivo de generar energía instalando placas solares en el techo. De esta forma, la estructura es muy parecida a la que se pretende diseñar para la instalación fotovoltaica diseñada en este trabajo.

En la imagen que se muestra a continuación se puede ver esta estructura “carport” sobre una zona de estacionamiento. Se trata de una estructura muy parecida a la que se diseñaría sobre el canal.



Fig. 9. Estructura “carport” en una zona de estacionamiento. Fuente: (ANTAI)

La estructura estará compuesta por cuatro vigas verticales en cada uno de los márgenes que sostendrán una viga en horizontal que se montará en dirección al canal en cada uno de los lados. Sobre ellas se montarán 15 barras que actuarán como guías y cruzarán el canal de manera perpendicular. Encima de esta estructura estarán los 19 raíles que sostendrán a los 18 paneles por string o fila. Estos raíles se montarán en dirección paralela al flujo del canal, es decir, irán perpendiculares a la dirección de las filas, e irán entre los paneles. Puesto que a estos raíles se unirán los paneles por medio de abrazaderas. En total cada panel estará sujeto por 4 abrazaderas que compartirán con el panel solar de los lados, salvo aquellos que se sitúen en el extremo. En total, el número de abrazaderas será de 252.

La estructura tiene prácticamente 30 metros de largo, tomando el largo como la dirección paralela al canal, y tendrá unos 20 metros de ancho. Puesto que el canal en dicha zona tiene unos 17 metros de ancho, la cimentación se hará a los lados del canal, donde se cimentarán las vigas horizontales, que son las que tienen que soportar el peso de la estructura.

A continuación, se muestra el esbozo de la estructura sin los paneles montados diseñado mediante la herramienta dlubal. Tan solo están dibujadas las vigas de apoyo verticales, las vigas horizontales, las barras perpendiculares al canal y los raíles que se apoyan sobre dichas barras.

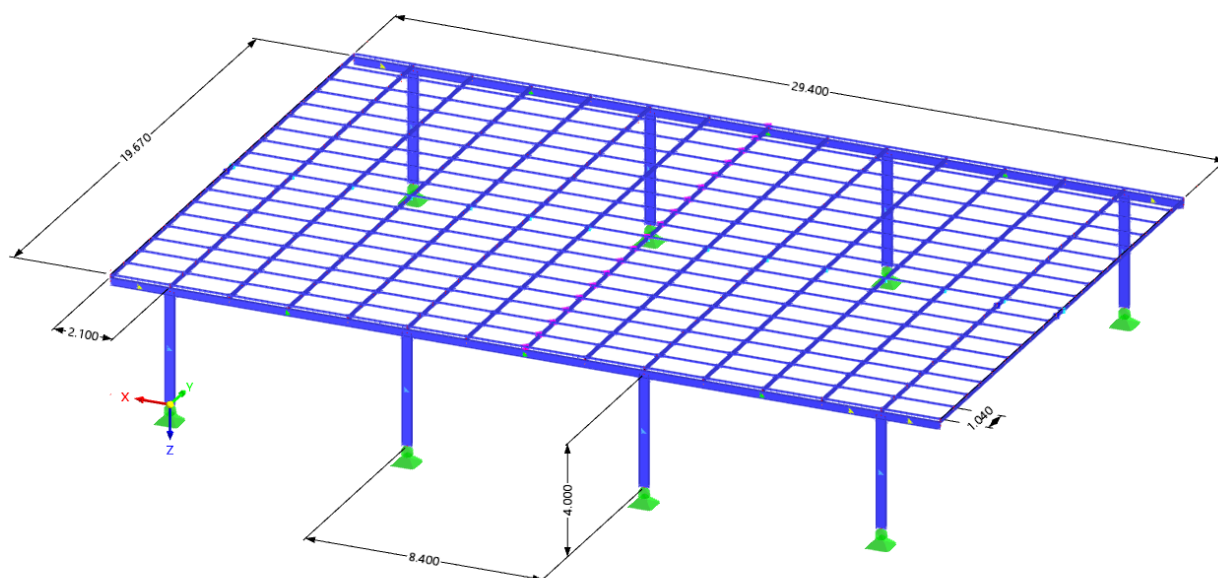


Fig. 10. Dibujo de la estructura de montaje de los módulos solares sobre el canal. Fuente: Elaboración propia.

Además, se incluye la vista desde el margen, vista de perfil:

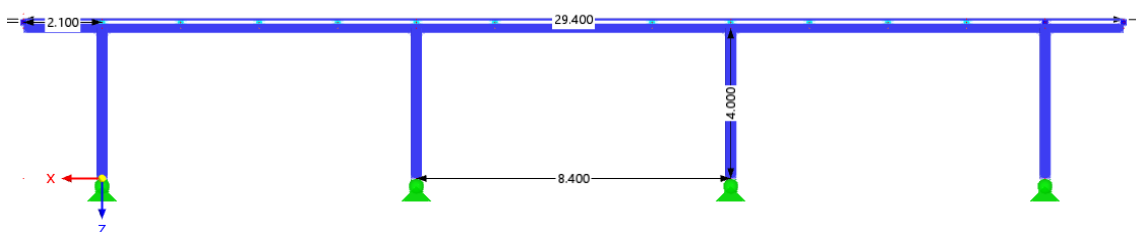


Fig. 11. Vista de perfil de la estructura de montaje de los módulos solares sobre el canal. Fuente: Elaboración propia.

Y, la vista alzada, desde el canal:

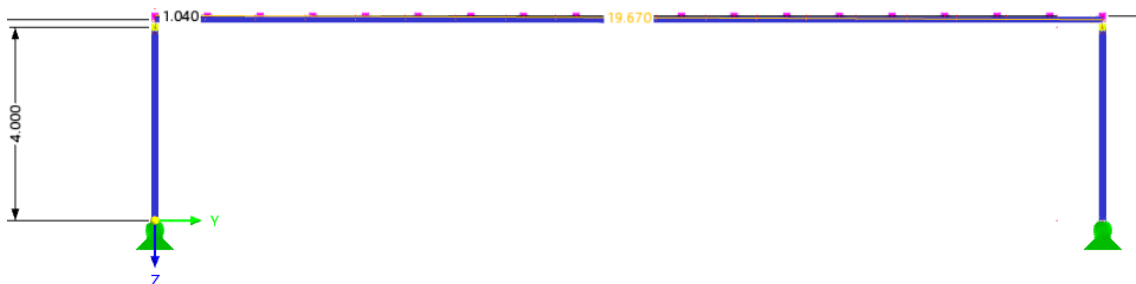


Fig. 12. Vista en alzada de la estructura de montaje de los módulos solares sobre el canal. Fuente: Elaboración propia.

Como se ha comentado, se trata de un esbozo para entender las dimensiones de la estructura y dar una visión de cómo sería esta. En ningún caso se pretende ir más allá con este diseño.

Como se ve, la estructura tiene 4 vigas horizontales, entre las cuales se deja una distancia de 8.4 metros, que equivale a la longitud de cuatro paneles solares. La primera y última fila de módulos solares están en voladizo, además, la anchura de la estructura coincide con la anchura combinada de los 18 paneles que componen la fila de paneles en serie.

## 6.2 Lista de componentes

En la tabla que se adjunta aquí se da una lista de los componentes que contiene la estructura. El objetivo de este desglose de elementos es realizar posteriormente el análisis del coste de la estructura, que es el objetivo del diseño de la estructura.

| Elemento               | Unidades                                         |
|------------------------|--------------------------------------------------|
| Cimentación            | 30 $m^2$                                         |
| Viga IPE 300           | 8                                                |
| Viga IPE 200           | 2                                                |
| Guía o raíl            | 15                                               |
| Carriles de aluminio   | 19                                               |
| Soportes o abrazaderas | 532                                              |
| Guías de agua          | 2                                                |
| Uniones atornilladas   | Incluido en el apartado de costes de instalación |

Tabla. 20. Lista de componentes de la estructura diseñada. Fuente: Elaboración propia.

- La cimentación se hará a lo largo de ambos márgenes del canal, tanto en la margen derecha como la izquierda y se contempla cimentar un área de 30 metros de longitud por 0.5 metros de ancho para poder anclar las vigas verticales IPE 300 que sirven como apoyo de la estructura. Si bien es cierto que otra alternativa es cimentar la parte de la viga, pero para no subdimensionar el coste de la estructura se considerará hacer la cimentación de esta manera. La cimentación utilizada ha de apoyarse en la normativa del Código Técnico de la Edificación, en concreto, del Documento Básico SE Cimientos.

El cálculo del coste de la cimentación se puede hacer en base al precio del metro cúbico de hormigón, sin embargo, lo que se ha hecho es calcular el presupuesto de la obra por metro cuadrado en base al coste dado por una empresa. (Zaask, 2023)

- Las vigas IPE 300 sirven de soporte a la estructura y estarán cimentadas en los márgenes. Estas vigas tendrán una altura de 4 metros, que a su vez será la altura de la estructura. Como se comentó anteriormente, uno de los problemas que plantea esta estructura es que el canal requiere de cuidados periódicos y tareas de



limpieza, por lo que una estructura permanente puede ser un problema para el acceso de maquinaria al canal. Por ello se ha seleccionado una altura de 4 metros en la estructura, sin embargo, es posible que esta altura tampoco sea suficiente. Esto es un punto de mejora identificado para un estudio posterior, ya que queda fuera del alcance de este estudio. Estas vigas tienen una longitud de 4 metros y un peso de 43.26 kg/m.

- Las vigas IPE 200 son las que irán de manera horizontal y paralelo a la dirección del canal por ambos extremos de la estructura. Estas vigas irán unidas en T con las vigas horizontales, ya sea por medio de una unión soldada o atornillada. Esta parte de las uniones se considera como costes de instalación en el desglose de costes. Las dos vigas IPE 200 que hay en la estructura tienen un peso de 22.96 kg/m y una longitud de 30 metros.

Para la elección del acero se ha empleado la normativa presente en el Documento Básico SE-A Acero e Instrucción de acero estructural EAE. Para las barras IPE 200 y IPE 300 se ha seleccionado el acero S335.

- Lo que se denomina guías o carriles en la tabla son las barras que van perpendiculares al canal sostenidas por las vigas horizontales IPE 200 y unidas por medio de uniones atornilladas. Estas barras siguen la trayectoria de los strings de módulos. Estas guías tienen una longitud igual a la anchura de la estructura, sobre 19 metros.
- Los carriles de aluminio son las guías que cruzan perpendicularmente los strings de módulos por la separación entre ellos. Estas guías toman la dirección del canal y sobre ellas se unen las abrazaderas para sujetar a los módulos solares, que se apoyan en las guías o railes explicadas anteriormente. Los carriles de aluminio tienen una longitud de aproximadamente 30 metros, ya que tienen la misma longitud que la barra IPE 220.
- Las guías de agua se instalan por debajo de los módulos, al lado de las vigas horizontales IPE 200 que siguen la dirección del canal. Las guías de agua se instalan a lo largo de los extremos.

## 7. Análisis de la viabilidad económica de la instalación de 100 kW

En esta sección se va a presentar el estudio de rentabilidad económica de la instalación fotovoltaica de 100 kW instalada sobre el canal a su paso por Sádaba.

### 7.1 Costo nivelado de la energía (LCOE)

El costo nivelado de la energía, o LCOE (Levelised cost of electricity), es el mínimo precio de venta de la energía para que el coste total de vida de la planta, teniendo en cuenta la inversión inicial y el coste de operación y mantenimiento, se iguale con los beneficios. Con este precio del kWh, que es a lo que hace referencia el valor del LCOE, a final de la vida útil del sistema, los beneficios económicos de la venta de la electricidad generada se equilibrarían a los costes totales de la planta durante este periodo.

Otra definición que explora este concepto más en profundidad describe el LCOE como la tasa entre el total de la energía producida del sistema para construir y operarlo durante el total de su vida útil, y el coste total del sistema durante este periodo. (Tuba Tuzer, 2017)

La fórmula utilizada para calcular el costo nivelado de la energía es la que se muestra a continuación:

$$LCOE = \frac{IC + \sum_{n=1}^N \frac{O\&M}{(1+d)^n} - \frac{S}{(1+d)^N}}{\sum_{n=1}^N \frac{E(1 - System\ degradation\ rate)^n}{(1+d)^n}}$$

Donde

- IC: Coste de la inversión inicial
- O&M: Costes de operación y mantenimiento (costes fijos y variables)
- d: Tarifa de descuento (%)
- N: Vida útil de la instalación
- E: La producción energética durante el primer año de la instalación
- S: Coste de retorno o coste residual (Coste al que se venderían los equipos después de la vida útil del sistema)
- System degradation rate: Ratio de degradación del sistema

El cálculo del LCOE se va a realizar sin tener en cuenta el coste de retorno de los equipos, puesto que es difícil de cuantificar que equipos estarán en un estado adecuado para su posterior utilización en otro sistema o para una posible venta. Es por ello que esta parte no se tiene en cuenta en la fórmula mostrada anteriormente.

### 7.1.1. Presupuesto inicial de la instalación

El análisis se ha realizado teniendo en cuenta una inversión inicial con la siguiente distribución de costes. En ella aparece el desglose de costes de la instalación indicando el coste de la estructura y su construcción por un lado y el coste de la instalación fotovoltaica por otro. En la siguiente tabla se puede visualizar este desglose de costes que componen el coste de la inversión inicial.

| Elemento                                                    | Unidades                    | Precio unitario (€)     | Coste (€)           |
|-------------------------------------------------------------|-----------------------------|-------------------------|---------------------|
| Cimentación                                                 | 30 $m^2$                    | 100,00 €/m <sup>2</sup> | 3.000,00 €          |
| Viga IPE 300                                                | 8 vigas x 4 m x 43.26 kg/m  | 2,00 €/kg               | 2.768,64 €          |
| Viga IPE 200                                                | 2 vigas x 30 m x 22.96 kg/m | 2,00 €/kg               | 2.755,20 €          |
| Guía o raíl                                                 | 15 guías x 19 m             | 30,00 €/m               | 8.550,00 €          |
| Carriles de aluminio                                        | 19 carriles x 30 m          | 15,00 €/m               | 8.550,00 €          |
| Soportes o abrazaderas                                      | 532                         | 1,50€                   | 798,00 €            |
| Guías de agua                                               | 2 guías x 30 m              | -                       | 150,00 €            |
| Instalación de la estructura + Mano de obra                 |                             |                         | 10.000,00 €         |
| <b>Coste total de la estructura</b>                         |                             |                         | <b>36.571,84 €</b>  |
| Coste de la ingeniería                                      |                             |                         | 10.000,00 €         |
| Coste de la instalación - Mano de obra                      |                             |                         | 10.000,00 €         |
| Zanja de media tensión                                      | 150 m                       | 23,00 €/m               | 3.450,00 €          |
| Tubo para albergar el cableado de media tensión             | 150 m                       | 5,00 €/m                | 750,00 €            |
| Cable de 4 $mm^2$                                           | 500 m                       | 1,50 €/m                | 750,00 €            |
| Cable fase 2 (4 $mm^2$ ) - Despues de la caja de agrupación | 100 m                       | 1,50 €/m                | 150,00 €            |
| Cable de alterna AC 400 V                                   | 300 m                       | 5,00 €/m                | 8.000,00 €          |
| Cable de media tensión                                      | 2000 m                      | 8,00 €/m                | 8.000,00 €          |
| Módulos                                                     | 252                         | 146,53 €                | 36.925,56 €         |
| Inversor                                                    | 1                           | 8.223,58 €              | 8.223,58 €          |
| Caja de agrupación                                          | 1                           | 500,00 €                | 500,00 €            |
| Transformador                                               | 1                           | 5.000,00 €              | 5.000,00 €          |
| Centro de seccionamiento                                    | 1                           | 6.000,00 €              | 6.000,00 €          |
| Puesta a tierra                                             | 1                           | 155,00 €                | 155,00 €            |
| Cable de evacuación y conexión                              | 2000 m                      | 23 €/m                  | 40.000,00 €         |
| <b>Coste total de la instalación</b>                        |                             |                         | <b>137.904,14 €</b> |
| <b>Coste Total</b>                                          |                             |                         | <b>174.475,98 €</b> |
| Costes adicionales                                          |                             | 5%                      | 183.199,78 €        |

Tabla. 21. Presupuesto inicial de la instalación y la estructura. Fuente: Elaboración propia.

### 7.1.2 Coste de operación y mantenimiento

En la siguiente tabla se observa el coste de operación y mantenimiento por año, el cual se incrementa anualmente debido al aumento del IPC, valor que se ha fijado en 2% para este análisis económico. A partir del sexto año se ha contabilizado una cantidad anual de 1000 € para subsanar y sustituir equipos del sistema. Esto es porque se contempla cambiar al menos una vez en la vida útil del sistema al inversor, puesto que suelen tener de media unos 10-15 años de vida útil, y cambiar algunos equipos junto con aquellos módulos que se han podido dañar con el paso del tiempo. Por ello, se contempla un total de 20000 € para la sustitución de equipos repartidos entre el año 6 y el año 25 de la instalación.

| Año | Costes O&M | Sustitución de equipos | Total O&M  |
|-----|------------|------------------------|------------|
| 1   | 1.500,00 € | 0,00 €                 | 1.500,00 € |
| 2   | 1.530,00 € | 0,00 €                 | 1.530,00 € |
| 3   | 1.560,60 € | 0,00 €                 | 1.560,60 € |
| 4   | 1.591,81 € | 0,00 €                 | 1.591,81 € |
| 5   | 1.623,65 € | 0,00 €                 | 1.623,65 € |
| 6   | 1.656,12 € | 1.000,00 €             | 2.656,12 € |
| 7   | 1.689,24 € | 1.000,00 €             | 2.689,24 € |
| 8   | 1.723,03 € | 1.000,00 €             | 2.723,03 € |
| 9   | 1.757,49 € | 1.000,00 €             | 2.757,49 € |
| 10  | 1.792,64 € | 1.000,00 €             | 2.792,64 € |
| 11  | 1.828,49 € | 1.000,00 €             | 2.828,49 € |
| 12  | 1.865,06 € | 1.000,00 €             | 2.865,06 € |
| 13  | 1.902,36 € | 1.000,00 €             | 2.902,36 € |
| 14  | 1.940,41 € | 1.000,00 €             | 2.940,41 € |
| 15  | 1.979,22 € | 1.000,00 €             | 2.979,22 € |
| 16  | 2.018,80 € | 1.000,00 €             | 3.018,80 € |
| 17  | 2.059,18 € | 1.000,00 €             | 3.059,18 € |
| 18  | 2.100,36 € | 1.000,00 €             | 3.100,36 € |
| 19  | 2.142,37 € | 1.000,00 €             | 3.142,37 € |
| 20  | 2.185,22 € | 1.000,00 €             | 3.185,22 € |
| 21  | 2.228,92 € | 1.000,00 €             | 3.228,92 € |
| 22  | 2.273,50 € | 1.000,00 €             | 3.273,50 € |
| 23  | 2.318,97 € | 1.000,00 €             | 3.318,97 € |
| 24  | 2.365,35 € | 1.000,00 €             | 3.365,35 € |
| 25  | 2.412,66 € | 1.000,00 €             | 3.412,66 € |

Tabla. 22. Coste de operación y mantenimiento. Fuente: Elaboración propia.

### 7.1.3 Cálculo del LCOE

Ahora que ya se han establecido los costes de operación y mantenimiento por año en la sección anterior, y se ha desglosado el presupuesto de la instalación fotovoltaica junto con la estructura de soporte para obtener la inversión inicial, se puede proceder al cálculo del LCOE mediante la fórmula expuesta anteriormente.

- El coste de inversión inicial como se ha esbozado en la sección 6.1.1 es:  
 $IC = 183.199,78 \text{ €}$
- El coste de retorno (S) no se tiene en cuenta, por lo que en este análisis se supone nulo.

- La producción energética en el primer año del funcionamiento de la instalación es  $E = 153065$  kWh.
- La tasa de descuento ( $d$ ) utilizada para realizar el análisis es del 4%.
- El ciclo de vida o tiempo de vida ( $N$ ) del sistema son 25 años.

Con todo ello, el costo nivelado de la energía (LCOE) es de 0.09857 €/kWh.

El precio medio aritmético del mercado diario del pool energético en 2022 dado por el OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía) en su informe de final de año (OMIE, 2022), que fue de 167,72 €/MWh, es decir, 0,16772 €/kWh. Esto implica que los beneficios económicos de la instalación son grandes. Sin embargo, si se toman los datos del año 2019, el año antes de la pandemia y previo a la subida exponencial del mercado eléctrico en 2022, el LCOE es bastante más elevado. En 2019, el precio medio del kWh en el pool eléctrico en el mercado diario fue de 0,04778 €. (OMIE, 2019)

#### 7.1.4 Discusión de los resultados

Este resultado del LCOE refleja varios aspectos. Primero, que el coste al que se debe vender el kWh de electricidad para que en 25 años se produzca un equilibrio entre los costes totales y los beneficios es alto. Sin bien es cierto que por la situación excepcional que viven los mercados de la energía desde hace ya dos años, el LCOE es más bajo al precio medio del pool eléctrico en 2022, el valor del costo nivelado de la energía es superior a los precios medios de la energía previos a 2021. (OMIE)

Otro aspecto que refleja es el elevado coste de inversión inicial del proyecto, principal causa por la que el LCOE alcanza este valor. Esto tiene que ver con que se ha de realizar una mayor inversión en el montaje de la estructura que va cimentada sobre las márgenes de los canales y que da soporte a los módulos que se sitúan a cierta altura sobre el canal. Esto implica una desventaja frente a las instalaciones fotovoltaicas que se implementan en terrenos y otras superficies. Sin embargo, este coste de la energía (LCOE) no tiene en cuenta las sinergias entre el canal y el sistema fotovoltaico, puesto que el valor de la energía generada en el primer año ha sido la obtenida del análisis de simulación mediante la herramienta SAM. Como ya se explicó, en SAM no se cuantificó este incremento en la producción energética anual debido al aumento de la eficiencia de los módulos y disminución de su degradación por el efecto del canal. Además, tampoco tiene en cuenta el potencial ahorro de agua debido a la reducción de la evaporación en los meses de temperaturas intensas, puesto que esto es más difícil de cuantificar.

Un segundo aspecto para tener en cuenta es el coste de operación y mantenimiento. Quizá en el análisis se ha supuesto un coste mayor al necesario en plantas de 100 kW y esto puede repercutir en el valor del LCOE. Sin embargo, la dificultad de poder cuantificar con exactitud estos costes a lo largo de la vida útil de la planta ha sido sin duda el motivo de esta incertidumbre.

## 8. Conclusiones y discusión de los resultados

El estudio de viabilidad técnica y económica de instalar módulos solares en el canal de Bardenas que se ha llevado a cabo en este trabajo pone de manifiesto que la idea es viable. Sin embargo, hay puntos que se comentan en las diferentes secciones del trabajo sobre los que discutir desde ambos alcances: técnico y económico.

Desde el punto de vista técnico se ha probado que la idea puede ser llevada a cabo, aunque hay algunos detalles por investigar más a fondo como el de la conexión de las instalaciones solares a los distintos tramos a la red eléctrica. Sin embargo, se han dado tres posibles alternativas para ello y desde luego el potencial energético del área delimitada por la superficie del canal en los tramos seleccionados es elevada.

Se ha visto que el potencial energético del canal en los tramos seleccionados como aptos para el estudio da una potencia instalada de 170.5 MW y una producción eléctrica anual de 219.6 GWh/año según la herramienta PVGIS. Si bien esta herramienta no es lo suficientemente precisa como lo pueden ser otros softwares de simulación de plantas solares como SAM o PVsyst, estos datos son significativos. También hay que comentar que se han obviado factores como el sombreadamiento, aunque se hayan eliminado las zonas más afectadas por esto.

Luego, el análisis de la planta fotovoltaica de 100 kW ofrece una visión más precisa de la producción energética puesto que la simulación en SAM se hace teniendo en cuenta tanto los equipos utilizados en la planta y sus características técnicas como las características de la planta y valores de pérdidas obtenidas. El resultado obtenido en SAM es de una producción eléctrica anual de 153 MWh. Si se extrapola esto a los 170.5 MW de potencia instalada en el estudio del potencial del canal de Bardenas en los tramos seleccionado, se obtendrían 260.86 GWh/año. Mayor aún que el valor obtenido por PVGIS.

Asimismo, de extrapolar esto a un proyecto a gran escala, quizá la configuración de 100 kW cambiaría, aunque se ha visto que puede ser una buena opción el dividir el canal en tramos de 100 kW, que se corresponden con una estructura de 30 metros de canal aproximadamente, si la anchura de este es alrededor de 17 metros. Sin embargo, como se vio en el capítulo 3, la planta diseñada solo es apta para strings en serie de 17 o 18 módulos y 15 agrupaciones de filas como máximo. Es por ello que, si la anchura del canal varía mucho de los 17 metros, la configuración a aplicar sea distinta.

Una posible solución si se escoge la opción de dividir el canal en tramos de 100 kW de potencia instalada es que, a la salida del sistema, el cableado iría a parar a una caja de conexiones que uniría varios tramos. De esta manera se unen varios tramos con el objetivo de tener una línea de evacuación común para un segmento más grande de canal.

Desde el punto de vista económico, al haber estudiado solo el balance de la instalación piloto de 100 kW, es difícil de extrapolar a cómo de rentable supondría llevar a cabo este proyecto a gran escala utilizando largos segmentos del canal. Sin bien es cierto, la instalación piloto ha dado un costo nivelado de la energía (LCOE) que se sitúa por encima de la media anual del precio medio del kWh del pool eléctrico de antes de

2021. La situación de los mercados energéticos en 2022 hace que el LCOE sea menor que el precio medio del pool eléctrico en 2022, sin embargo, hay que tomar los datos de los mercados energéticos en 2022 con cierta cautela debido a su excepcionalidad.

Las razones por las que el precio del LCOE son elevadas ya se dieron en la sección de discusión de los resultados en el análisis económico: el elevado coste de mantenimiento con el que se realizó el cálculo o el coste de la estructura a construir sobre el canal. Esto último es más elevado que la inversión en estructuras de soporte para placas solares sobre terrenos convencionales, puesto que para los canales se requiere una estructura más compleja y estable. Este es el principal punto de desventaja frente a otras plantas fotovoltaicas, y que hace que el coste del LCOE sea más elevado. Sin embargo, como se comentó anteriormente, el análisis económico no tiene en cuenta posibles efectos del canal sobre el sistema fotovoltaico, como puede ser el incremento de producción energética por el aumento de la eficiencia de los módulos o la reducción del ratio de desgaste anual del sistema, que para el análisis se situó en un 0.5%.

Además, en este análisis no se tiene en cuenta el valor económico que aporta la reducción de evaporación, puesto que al ser una planta piloto de 100 kW que ocupa 30 metros a lo largo del canal, es difícil de estudiar efecto alguno en la evaporación evitada. Sin embargo, si se extrapolasen los resultados económicos a un estudio a gran escala, como el que se ha hecho para la potencial producción energética del canal de Bardenas, este efecto de la evaporación se podría contabilizar como beneficio económico. La cantidad de litros de agua conservados por la reducción de la evaporación rondaban los 700 millones según el cálculo que se hizo en la sección 2.6. Si bien este cálculo puede ser optimista, la cantidad de agua de riego ahorrada por la evaporación es elevada, y esto se puede contabilizar en materia económica.

Otro punto que comentar es que, si este proyecto se hace a mayor escala, la configuración de 100 kW diseñada aquí puede variar utilizando inversores centrales, lo que puede significar una reducción de costes en la instalación eléctrica. Sin embargo, esto no es más que una suposición. Además de que, los costes totales por kW pueden reducirse a nivel global cuanto mayor sea la instalación.

Por último, el concepto de placas solares sobre canales tiene otros beneficios que son difíciles de cuantificar económicamente como puede ser el ahorro en el espacio para producir energía al poder generar energía solar sin tener que utilizar campos y terrenos que pueden ser destinados a otros usos.

Con todo ello, se puede finalizar diciendo que quedan muchos puntos de mejora que explorar en el futuro, los cuales se han ido explicando a lo largo de este trabajo. Sin embargo, la idea puede ser llevada a cabo si se dan solución a las dificultades planeadas aquí. Principalmente dos de ellas: el acceso de la maquinaria al canal en caso de instalar paneles solares en una estructura por encima del canal, y el desafío de la conexión a la red de todos los tramos.

## Anexo 1: Estudio de los tramos rectos del canal de Bardenas y acequia de Sora

En este anexo se presenta el análisis de todos los tramos rectos del canal de Bardenas y de la acequia de Sora que transcurren desde la entrada del canal de Bardenas por Aragón a la altura de la localidad de Sofuentes hasta la llegada de la acequia de Sora al embalse de Laverné. Como se ha comentado, se ha dividido el canal en dos partes: zona Aragón 1 y zona Aragón 2, y posteriormente, la tercera zona corresponde a la acequia de Sora.

### Zona Aragón 1 – Sofuentes a Farasdues

| Numeración de tramo | Longitud (m) | Anchura (m) | Numeración de tramo | Longitud (m) | Anchura (m) |
|---------------------|--------------|-------------|---------------------|--------------|-------------|
| 1                   | 1000         | 18          | 57                  | 330          | 14          |
| 2                   | 130          | 18          | 58                  | 195          | 14          |
| 3                   | 110          | 18          | 59                  | 195          | 14          |
| 4                   | 250          | 18          | 60                  | 80           | 14          |
| 5                   | 320          | 13          | 61                  | 70           | 14          |
| 6                   | 230          | 10          | 62                  | 420          | 14          |
| 7                   | 160          | 15          | 63                  | 150          | 14          |
| 8                   | 140          | 15          | 64                  | 120          | 8           |
| 9                   | 550          | 14          | 65                  | 120          | 15          |
| 10                  | 220          | 15          | 66                  | 90           | 15          |
| 11                  | 150          | 14          | 67                  | 200          | 15          |
| 12                  | 660          | 14          | 68                  | 230          | 15          |
| 13                  | 500          | 14          | 69                  | 370          | 15          |
| 14                  | 430          | 9           | 70                  | 120          | 15          |
| 15                  | 110          | 9           | 71                  | 400          | 15          |
| 16                  | 660          | 14          | 72                  | 1100         | 15          |
| 17                  | 340          | 14          | 73                  | 30           | 15          |
| 18                  | 960          | 14          | 74                  | 420          | 15          |
| 19                  | 150          | 14          | 75                  | 530          | 15          |
| 20                  | 340          | 14          | 76                  | 230          | 15          |
| 21                  | 725          | 14          | 77                  | 270          | 15          |
| 22                  | 770          | 14          | 78                  | 85           | 15          |
| 23                  | 245          | 14          | 79                  | 930          | 15          |
| 24                  | 230          | 14          | 80                  | 1025         | 15          |
| 25                  | 140          | 14          | 81                  | 820          | 15          |
| 26                  | 200          | 14          | 82                  | 1450         | 15          |
| 27                  | 100          | 14          | 83                  | 680          | 15          |
| 28                  | 80           | 14          | 84                  | 180          | 15          |
| 29                  | 120          | 14          | 85                  | 750          | 6           |
| 30                  | 300          | 14          | 86                  | 170          | 11          |
| 31                  | 390          | 14          | 87                  | 300          | 11          |
| 32                  | 120          | 14          | 88                  | 140          | 11          |
| 33                  | 80           | 14          | 89                  | 120          | 11          |
| 34                  | 170          | 14          | 90                  | 510          | 11          |
| 35                  | 100          | 14          | 91                  | 325          | 11          |
| 36                  | 150          | 14          | 92                  | 1370         | 11          |

|    |      |    |       |       |    |
|----|------|----|-------|-------|----|
| 37 | 100  | 14 | 93    | 430   | 11 |
| 38 | 480  | 14 | 94    | 260   | 11 |
| 39 | 250  | 14 | 95    | 375   | 11 |
| 40 | 210  | 14 | 96    | 480   | 11 |
| 41 | 90   | 14 | 97    | 40    | 11 |
| 42 | 250  | 14 | 98    | 430   | 11 |
| 43 | 80   | 14 | 99    | 540   | 11 |
| 44 | 1430 | 14 | 100   | 240   | 11 |
| 45 | 50   | 14 | 101   | 350   | 11 |
| 46 | 770  | 14 | 102   | 210   | 6  |
| 47 | 220  | 14 | 103   | 120   | 6  |
| 48 | 580  | 14 | 104   | 230   | 6  |
| 49 | 340  | 14 | 105   | 570   | 6  |
| 50 | 160  | 14 | 106   | 250   | 6  |
| 51 | 220  | 14 | 107   | 70    | 5  |
| 52 | 100  | 14 | 108   | 90    | 6  |
| 53 | 140  | 14 | 109   | 280   | 6  |
| 54 | 470  | 14 | 110   | 35    | 6  |
| 55 | 200  | 14 | Total | 37075 |    |
| 56 | 80   | 14 |       |       |    |

Tabla. 23. Estudio de los tramos rectos del canal de la Zona Aragón 1. Fuente: Elaboración propia.

### Zona Aragón 2 – de Luna hasta el comienzo de la acequia de Sora

| Numeración de tramo | Longitud (m) | Anchura (m) | Numeración de tramo | Longitud (m) | Anchura (m) |
|---------------------|--------------|-------------|---------------------|--------------|-------------|
| 1                   | 200          | 17          | 23                  | 400          | 16          |
| 2                   | 440          | 14          | 24                  | 540          | 16          |
| 3                   | 90           | 14          | 25                  | 80           | 16          |
| 4                   | 575          | 16          | 26                  | 475          | 16          |
| 5                   | 475          | 16          | 27                  | 230          | 16          |
| 6                   | 70           | 16          | 28                  | 510          | 16          |
| 7                   | 650          | 16          | 29                  | 200          | 16          |
| 8                   | 330          | 16          | 30                  | 125          | 10          |
| 9                   | 420          | 16          | 31                  | 80           | 10          |
| 10                  | 140          | 16          | 32                  | 180          | 10          |
| 11                  | 25           | 16          | 33                  | 130          | de 10 a 15  |
| 12                  | 230          | 16          | 34                  | 190          | 15          |
| 13                  | 125          | 16          | 35                  | 550          | 15          |
| 14                  | 180          | 16          | 36                  | 150          | 14          |
| 15                  | 410          | 16          | 37                  | 1500         | 14          |
| 16                  | 575          | 16          | 38                  | 930          | 14          |
| 17                  | 640          | 16          | 39                  | 860          | 15          |
| 18                  | 200          | 16          | 40                  | 560          | 16          |
| 19                  | 130          | 16          | 41                  | 660          | 16          |
| 20                  | 500          | 16          | 42                  | 725          | 16          |
| 21                  | 250          | 16          | 43                  | 640          | 16          |
| 22                  | 220          | 16          | Total               | 16590        |             |

Tabla. 24. Estudio de los tramos rectos del canal de la Zona Aragón 2. Fuente: Elaboración propia.

### Acequia de Sora – Hasta el Embalse de Laverné

| Numeración de tramo | Longitud (m) | Anchura (m) | Numeración de tramo | Longitud (m) | Anchura (m) |
|---------------------|--------------|-------------|---------------------|--------------|-------------|
| 1                   | 120          | 15          | 28                  | 450          | 15          |
| 2                   | 425          | 15          | 29                  | 770          | 15          |
| 3                   | 330          | 15          | 30                  | 270          | 15          |
| 4                   | 270          | 15          | 31                  | 720          | 15          |
| 5                   | 110          | 15          | 32                  | 290          | 15          |
| 6                   | 150          | 15          | 33                  | 270          | 15          |
| 7                   | 270          | 15          | 34                  | 80           | 15          |
| 8                   | 140          | 15          | 35                  | 120          | 15          |
| 9                   | 330          | 15          | 36                  | 400          | 15          |
| 10                  | 450          | 15          | 37                  | 180          | 15          |
| 11                  | 65           | 15          | 38                  | 450          | 15          |
| 12                  | 700          | 15          | 39                  | 260          | 15          |
| 13                  | 400          | 15          | 40                  | 60           | 15          |
| 14                  | 540          | 15          | 41                  | 260          | 15          |
| 15                  | 350          | 15          | 42                  | 110          | 15          |
| 16                  | 170          | 15          | 43                  | 300          | 15          |
| 17                  | 110          | 15          | 44                  | 400          | 15          |
| 18                  | 250          | 15          | 45                  | 530          | 15          |
| 19                  | 320          | 15          | 46                  | 280          | 15          |
| 20                  | 280          | 15          | 47                  | 370          | 15          |
| 21                  | 110          | 15          | 48                  | 240          | 15          |
| 22                  | 60           | 15          | 49                  | 300          | 15          |
| 23                  | 60           | 15          | 50                  | 160          | 15          |
| 24                  | 140          | 15          | 51                  | 160          | 15          |
| 25                  | 300          | 15          | 52                  | 140          | 15          |
| 26                  | 500          | 15          | Total               | 14850        |             |
| 27                  | 330          | 15          |                     |              |             |

Tabla. 25. Estudio de los tramos rectos de la acequia de Sora. Fuente: Elaboración propia.

### Longitud total contabilizada en tramos rectos

| Tramo           | Longitud (m) |
|-----------------|--------------|
| Zona Aragón 1   | 37075        |
| Zona Aragón 2   | 16590        |
| Acequia de Sora | 14850        |
| Total           | 68515        |

Tabla. 26. Longitud total contabilizada. Fuente: Elaboración propia.

## Anexo 2: Coordenadas iniciales y finales de los tramos rectos

En este anexo se muestra la latitud y longitud de inicio de cada uno de los tramos y la latitud y longitud final de cada tramo, siempre siguiendo el sentido de flujo del canal.

### Zona Aragón 1 – Sofuentes a Farasdues

| Nº Tramo | Punto de inicio latitud (°) | Punto de inicio longitud (°) | Punto final latitud (°) | Punto de inicio longitud (°) |
|----------|-----------------------------|------------------------------|-------------------------|------------------------------|
| 1        | 42,4208                     | -1,3391                      | 42,4152                 | -1,3300                      |
| 2        | 42,4144                     | -1,3286                      | 42,4139                 | -1,327                       |
| 3        | 42,4138                     | -1,3265                      | 42,414                  | -13,253                      |
| 4        | 42,414                      | -1,3247                      | 42,4131                 | -1,3224                      |
| 5        | 42,4128                     | -1,3216                      | 42,4117                 | -1,3188                      |
| 6        | 42,4116                     | -1,3186                      | 42,4107                 | -1,3163                      |
| 7        | 42,4104                     | -1,3155                      | 42,409                  | 1,3138                       |
| 8        | 42,4069                     | -1,3135                      | 42,4091                 | -1,312                       |
| 9        | 42,4081                     | -1,3114                      | 42,4037                 | -1,313                       |
| 10       | 42,4026                     | -1,3121                      | 42,4021                 | -1,3099                      |
| 11       | 42,4012                     | -1,3085                      | 42,4003                 | -1,3078                      |
| 12       | 42,4001                     | -1,3077                      | 42,395                  | -1,3041                      |
| 13       | 42,3948                     | -1,3038                      | 42,393                  | -1,3015                      |
| 14       | 42,3926                     | -1,301                       | 42,3913                 | -1,2993                      |
| 15       | 42,3906                     | -1,2989                      | 42,3898                 | -1,299                       |
| 16       | 42,3894                     | -1,299                       | 42,3841                 | -1,2966                      |
| 17       | 42,3834                     | -1,3                         | 42,3815                 | -1,3035                      |
| 18       | 42,3759                     | -1,3001                      | 42,3714                 | -1,2957                      |
| 19       | 42,3707                     | 1,2955                       | 42,3694                 | -1,2958                      |
| 20       | 42,3692                     | -1,2958                      | 42,366                  | -1,2966                      |
| 21       | 42,3652                     | -1,2963                      | 42,3606                 | -1,2904                      |
| 22       | 42,3596                     | -1,2899                      | 42,3554                 | -1,2913                      |
| 23       | 42,355                      | -1,2914                      | 42,3522                 | -1,2915                      |
| 24       | 42,3503                     | -1,2912                      | 42,3495                 | -1,289                       |
| 25       | 42,3494                     | -1,2887                      | 42,3492                 | -1,2871                      |
| 26       | 42,3489                     | -1,2865                      | 42,3474                 | -1,2851                      |
| 27       | 42,3461                     | -1,2855                      | 42,3457                 | -1,2864                      |
| 28       | 42,3453                     | -1,2868                      | 42,3448                 | -1,2871                      |
| 29       | 42,3435                     | -1,2865                      | 42,3429                 | -1,2854                      |
| 30       | 42,3422                     | -1,2851                      | 42,3399                 | -1,2854                      |
| 31       | 42,3388                     | -1,2854                      | 42,3358                 | -1,2845                      |
| 32       | 42,3349                     | -1,2846                      | 42,3341                 | -1,2849                      |
| 33       | 42,3339                     | -1,285                       | 42,3333                 | -1,2853                      |
| 34       | 42,3316                     | -1,2833                      | 42,3314                 | -1,2818                      |
| 35       | 42,3308                     | -1,2807                      | 42,33                   | -1,2802                      |
| 36       | 42,3289                     | -1,28                        | 42,3279                 | -1,2803                      |
| 37       | 42,3236                     | -1,2845                      | 42,323                  | -1,2852                      |
| 38       | 42,3221                     | -1,2854                      | 42,3185                 | -1,2834                      |
| 39       | 42,3175                     | -1,2833                      | 42,3158                 | -1,2838                      |
| 40       | 42,3149                     | -1,2837                      | 42,3142                 | -1,2835                      |
| 41       | 42,3133                     | -1,2839                      | 42,313                  | -1,2846                      |
| 42       | 42,3126                     | -1,285                       | 42,3107                 | -1,2862                      |



|    |         |         |         |         |
|----|---------|---------|---------|---------|
| 43 | 42,302  | -1,2869 | 42,3013 | -1,286  |
| 44 | 42,3005 | -1,2865 | 42,2904 | -1,2786 |
| 45 | 42,29   | -1,2771 | 42,2903 | -1,2763 |
| 46 | 42,2903 | -1,275  | 42,287  | -1,2675 |
| 47 | 42,2846 | -1,2646 | 42,2828 | -1,2636 |
| 48 | 42,2826 | -1,2635 | 42,2803 | -1,2622 |
| 49 | 42,2798 | -1,2615 | 42,278  | -1,2587 |
| 50 | 42,2775 | -1,2583 | 42,2763 | -1,2579 |
| 51 | 42,2758 | -1,2579 | 42,274  | -1,2583 |
| 52 | 42,2739 | -1,2583 | 42,273  | -1,2588 |
| 53 | 42,2724 | -1,2597 | 42,2723 | -1,2613 |
| 54 | 42,272  | -1,2624 | 42,2701 | -1,2669 |
| 55 | 42,27   | -1,2673 | 42,2692 | -1,2693 |
| 56 | 42,2688 | -1,2698 | 42,2681 | -1,2701 |
| 57 | 42,2674 | -1,2706 | 42,2646 | -1,2714 |
| 58 | 42,2635 | -1,2714 | 42,2605 | -1,2707 |
| 59 | 42,2596 | -1,2707 | 42,2581 | -1,271  |
| 60 | 42,2574 | -1,2717 | 42,2572 | -1,2724 |
| 61 | 42,2572 | -1,273  | 42,2573 | -1,2736 |
| 62 | 42,2569 | -1,2747 | 42,2545 | -1,2778 |
| 63 | 42,2533 | -1,2781 | 42,2528 | -1,278  |
| 64 | 42,2442 | -1,2808 | 42,2438 | -1,2809 |
| 65 | 42,2431 | -1,2806 | 42,2424 | -1,28   |
| 66 | 42,2416 | -2,2798 | 42,241  | -1,28   |
| 67 | 42,2405 | -1,2804 | 42,24   | -1,2809 |
| 68 | 42,239  | -1,2814 | 42,2371 | -1,2808 |
| 69 | 42,2355 | -1,2797 | 42,2315 | -1,2768 |
| 70 | 42,231  | -1,2763 | 42,2303 | -1,2753 |
| 71 | 42,2297 | -1,2739 | 42,2289 | -1,2697 |
| 72 | 42,2288 | -1,2686 | 42,231  | -1,2565 |
| 73 | 42,2309 | -1,2553 | 42,2308 | -1,2549 |
| 74 | 42,2308 | -1,2547 | 42,2269 | -1,25   |
| 75 | 42,2269 | -1,2498 | 42,2281 | -1,244  |
| 76 | 42,228  | -1,2433 | 42,228  | -1,241  |
| 77 | 42,2281 | -1,2399 | 42,2294 | -1,2371 |
| 78 | 42,2294 | -1,2369 | 42,2298 | -1,236  |
| 79 | 42,2301 | -1,2339 | 42,2274 | -1,2235 |
| 80 | 42,2272 | -1,2224 | 42,2262 | -1,2108 |
| 81 | 42,2261 | -1,2106 | 42,2253 | -1,2013 |
| 82 | 42,2254 | -1,1997 | 42,2274 | -1,1836 |
| 83 | 42,2274 | -1,1833 | 42,2284 | -1,1759 |
| 84 | 42,229  | -1,174  | 42,2301 | -1,1724 |
| 85 | 42,2307 | -1,1715 | 42,235  | -1,1651 |
| 86 | 42,2356 | -1,1646 | 42,237  | -1,1645 |
| 87 | 42,238  | -1,1647 | 42,2399 | -1,1661 |
| 88 | 42,2407 | -1,1663 | 42,2417 | -1,1661 |
| 89 | 42,2424 | -1,1658 | 42,2432 | -1,1649 |
| 90 | 42,2435 | -1,1641 | 42,2436 | -1,1582 |
| 91 | 42,2434 | -1,1573 | 42,2416 | -1,1545 |
| 92 | 42,2415 | -1,1543 | 42,2339 | -1,1416 |
| 93 | 42,2335 | -1,1411 | 42,2305 | -1,1387 |
| 94 | 42,23   | -1,1379 | 42,2294 | -1,1351 |

|     |         |         |         |         |
|-----|---------|---------|---------|---------|
| 95  | 42,2294 | -1,1348 | 42,2284 | -1,1308 |
| 96  | 42,2284 | -1,13   | 42,2301 | -1,125  |
| 97  | 42,2298 | -1,1229 | 42,2296 | -1,1227 |
| 98  | 42,2295 | -1,1225 | 42,227  | -1,1191 |
| 99  | 42,2265 | -1,1174 | 42,2261 | -1,1116 |
| 100 | 42,2261 | -1,1113 | 42,2259 | -1,1089 |
| 101 | 42,2255 | -1,1075 | 42,2238 | -1,1045 |
| 102 | 42,2236 | -1,1042 | 42,2225 | -1,1022 |
| 103 | 42,2218 | -1,1017 | 42,2209 | -1,1016 |
| 104 | 42,2191 | -1,1015 | 42,2182 | -1,102  |
| 105 | 42,2173 | -1,1017 | 42,2137 | -1,0968 |
| 106 | 42,2136 | -1,0966 | 42,2118 | -1,0943 |
| 107 | 42,2106 | -1,0934 | 42,21   | -1,0931 |
| 108 | 42,21   | -1,0931 | 42,2093 | -1,0927 |
| 109 | 42,209  | -1,0926 | 42,2068 | -1,0922 |
| 110 | 42,2062 | -1,0921 | 42,206  | -1,0921 |

Tabla. 27. Coordenadas de los tramos de la Zona Aragón 1. Fuente: Elaboración propia.

### Zona Aragón 2 – de Luna hasta el comienzo de la acequia de Sora

| Nº Tramo | Punto de inicio<br>latitud (°) | Punto de inicio<br>longitud (°) | Punto final<br>latitud (°) | Punto de inicio<br>longitud (°) |
|----------|--------------------------------|---------------------------------|----------------------------|---------------------------------|
| 1        | 42,1797                        | -1,0098                         | 42,1795                    | -1,0076                         |
| 2        | 42,1785                        | -1,006                          | 42,1748                    | -1,0049                         |
| 3        | 42,1746                        | -1,0048                         | 42,174                     | -1,0046                         |
| 4        | 42,1732                        | -1,0046                         | 42,1687                    | -1,0066                         |
| 5        | 42,1682                        | -1,0069                         | 42,1643                    | -1,0073                         |
| 6        | 42,164                         | -1,0073                         | 42,1634                    | -1,0071                         |
| 7        | 42,1628                        | -1,0056                         | 42,1646                    | -0,9984                         |
| 8        | 42,1647                        | -0,9968                         | 42,1647                    | -0,9942                         |
| 9        | 42,1653                        | -0,9927                         | 42,1682                    | -0,9899                         |
| 10       | 42,1688                        | -0,9887                         | 42,1689                    | -0,987                          |
| 11       | 42,1688                        | -0,9866                         | 42,1686                    | -0,9862                         |
| 12       | 42,1672                        | -0,9844                         | 42,1673                    | -0,9816                         |
| 13       | 42,1662                        | -0,9806                         | 42,1653                    | -0,9808                         |
| 14       | 42,165                         | -0,9808                         | 42,1636                    | -0,9812                         |
| 15       | 42,1622                        | -0,9803                         | 42,1604                    | -0,9767                         |
| 16       | 42,158                         | -0,9761                         | 42,154                     | -0,9784                         |
| 17       | 42,1528                        | -0,9782                         | 42,1486                    | -0,9735                         |
| 18       | 41,1483                        | -0,9732                         | 42,147                     | -0,9718                         |
| 19       | 42,1468                        | -0,9694                         | 42,1473                    | -0,9681                         |
| 20       | 42,1467                        | -0,9656                         | 42,1432                    | -0,9627                         |
| 21       | 42,1425                        | -0,9612                         | 42,1418                    | -0,9583                         |
| 22       | 42,1411                        | -0,9574                         | 42,1395                    | -0,9565                         |
| 23       | 42,1388                        | -0,9548                         | 42,139                     | -0,9502                         |
| 24       | 42,1386                        | -0,9487                         | 42,1359                    | -0,9438                         |
| 25       | 42,1344                        | -0,9411                         | 42,134                     | -0,9403                         |
| 26       | 42,1329                        | -0,9395                         | 42,129                     | -0,9386                         |
| 27       | 42,1288                        | -0,9385                         | 42,1268                    | -0,938                          |
| 28       | 42,1262                        | -0,938                          | 42,1225                    | -0,9381                         |
| 29       | 42,1209                        | -0,9369                         | 42,1199                    | -0,9349                         |
| 30       | 42,1193                        | -0,9338                         | 42,119                     | -0,9325                         |
| 31       | 42,1167                        | -0,9324                         | 42,1163                    | -0,9331                         |

|    |         |         |         |         |
|----|---------|---------|---------|---------|
| 32 | 42,1152 | -0,9336 | 42,1137 | -0,9331 |
| 33 | 42,1131 | -0,9326 | 42,1124 | -0,9313 |
| 34 | 42,1116 | -0,9305 | 42,1106 | -0,9295 |
| 35 | 42,1104 | -0,9293 | 42,1065 | -0,9257 |
| 36 | 42,106  | -0,9205 | 42,1055 | -0,9237 |
| 37 | 42,1054 | -0,9235 | 42,0989 | -0,9086 |
| 38 | 42,0995 | -0,906  | 42,1061 | -0,901  |
| 39 | 42,1073 | -0,9004 | 42,1147 | -0,899  |
| 40 | 42,1163 | -0,897  | 42,1183 | -0,8911 |
| 41 | 42,1184 | -0,8908 | 42,1205 | -0,8841 |
| 42 | 42,1203 | -0,8804 | 42,1169 | -0,8735 |
| 43 | 42,1167 | -0,8732 | 42,1135 | -0,8668 |

Tabla. 28. Coordenadas de los tramos de la Zona Aragón 2. Fuente: Elaboración propia.

### Acequia de Sora – Hasta el Embalse de Laverné

| Nº Tramo | Punto de inicio<br>latitud (°) | Punto de inicio<br>longitud (°) | Punto final<br>latitud (°) | Punto de inicio<br>longitud (°) |
|----------|--------------------------------|---------------------------------|----------------------------|---------------------------------|
| 1        | 42,1117                        | -0,8668                         | 42,1115                    | -0,8681                         |
| 2        | 42,1106                        | -0,8691                         | 42,107                     | -0,8693                         |
| 3        | 42,1065                        | -0,8695                         | 42,1039                    | -0,871                          |
| 4        | 42,1027                        | -0,8707                         | 42,1012                    | -0,8684                         |
| 5        | 42,1011                        | -0,8666                         | 42,1018                    | -0,8655                         |
| 6        | 42,1015                        | -0,8632                         | 42,1005                    | -0,8625                         |
| 7        | 42,0995                        | -0,8624                         | 42,0974                    | -0,8637                         |
| 8        | 42,0957                        | -0,8635                         | 42,0948                    | -0,8627                         |
| 9        | 42,0937                        | -0,8627                         | 42,0914                    | -0,8642                         |
| 10       | 42,0911                        | -0,8666                         | 42,0928                    | -0,8712                         |
| 11       | 42,0929                        | -0,872                          | 42,0928                    | -0,8729                         |
| 12       | 42,0859                        | -0,8738                         | 42,081                     | -0,8737                         |
| 13       | 42,08                          | -0,8736                         | 42,0765                    | -0,8736                         |
| 14       | 42,075                         | -0,8745                         | 42,0722                    | -0,8794                         |
| 15       | 42,072                         | -0,8797                         | 42,072                     | -0,883                          |
| 16       | 42,0699                        | -0,8839                         | 42,0695                    | -0,8861                         |
| 17       | 42,0671                        | -0,8875                         | 42,0667                    | -0,8887                         |
| 18       | 42,0663                        | -0,8908                         | 42,0668                    | -0,8937                         |
| 19       | 42,0668                        | -0,8946                         | 42,066                     | -0,8983                         |
| 20       | 42,0661                        | -0,8999                         | 42,067                     | -0,903                          |
| 21       | 42,065                         | -0,9059                         | 42,0631                    | -0,9089                         |
| 22       | 42,0627                        | -0,9105                         | 42,0627                    | -0,9112                         |
| 23       | 42,0627                        | -0,9115                         | 42,0627                    | -0,9128                         |
| 24       | 42,0652                        | -0,9159                         | 42,0665                    | -0,9162                         |
| 25       | 42,0662                        | -0,9198                         | 42,0657                    | -0,9219                         |
| 26       | 42,0658                        | -0,9243                         | 42,0672                    | -0,9294                         |
| 27       | 42,0673                        | -0,9308                         | 42,0668                    | -0,9339                         |
| 28       | 42,0667                        | -0,9344                         | 42,0653                    | -0,9397                         |
| 29       | 42,0653                        | -0,9401                         | 42,0631                    | -0,9485                         |
| 30       | 42,063                         | -0,9488                         | 42,0623                    | -0,9518                         |
| 31       | 42,0588                        | -0,9702                         | 42,0621                    | -0,9772                         |
| 32       | 42,0624                        | -0,9782                         | 42,0627                    | -0,9815                         |
| 33       | 42,0623                        | -0,9835                         | 42,0609                    | -0,9858                         |
| 34       | 42,0613                        | -0,9891                         | 42,0612                    | -0,99                           |
| 35       | 42,0611                        | -0,9902                         | 42,0608                    | -0,9917                         |
| 36       | 42,0608                        | -0,9925                         | 42,061                     | -0,9971                         |
| 37       | 42,0609                        | -0,9979                         | 42,0607                    | -0,9996                         |



|    |         |         |         |         |
|----|---------|---------|---------|---------|
| 38 | 42,0608 | -1,0006 | 42,0623 | -1,0054 |
| 39 | 42,0624 | -1,0059 | 42,063  | -1,0088 |
| 40 | 42,063  | -1,009  | 42,0632 | -1,0098 |
| 41 | 42,0641 | -1,0122 | 42,0636 | -1,0152 |
| 42 | 42,0638 | -1,0166 | 42,0642 | -1,018  |
| 43 | 42,0642 | -1,0197 | 42,0636 | -1,0227 |
| 44 | 42,0636 | -1,0233 | 42,0635 | -1,0278 |
| 45 | 42,0621 | -1,0307 | 42,063  | -1,0367 |
| 46 | 42,0624 | -1,0415 | 42,0638 | -1,0441 |
| 47 | 42,0634 | -1,0474 | 42,0607 | -1,0497 |
| 48 | 42,0604 | -1,0518 | 42,0613 | -1,054  |
| 49 | 42,0616 | -1,0556 | 42,0614 | -1,0582 |
| 50 | 42,0614 | -1,0585 | 42,0615 | -1,0606 |
| 51 | 42,0615 | -1,0609 | 42,0615 | -1,0628 |
| 52 | 42,0619 | -1,0644 | 42,065  | -1,0688 |

Tabla. 29. Coordenadas de los tramos de la acequia de Sora. Fuente: Elaboración propia.

## Anexo 3: Estudio del área del canal disponible

En este anexo se muestra el área del canal de cada uno de los tramos rectos disponibles de ambas zonas del canal de Bardenas y de la acequia de Sora. Este área se ha calculado como el producto de la longitud del tramo por su anchura.

### Zona Aragón 1 – Sofuentes a Farasdues

| Numeración de Tramo | Área disponible ( $m^2$ ) | Numeración de Tramo | Área disponible ( $m^2$ ) | Numeración de Tramo | Área disponible ( $m^2$ ) |
|---------------------|---------------------------|---------------------|---------------------------|---------------------|---------------------------|
| 1                   | 18000                     | 38                  | 6720                      | 75                  | 7950                      |
| 2                   | 2340                      | 39                  | 3500                      | 76                  | 3450                      |
| 3                   | 1980                      | 40                  | 2940                      | 77                  | 4050                      |
| 4                   | 4500                      | 41                  | 1260                      | 78                  | 1275                      |
| 5                   | 4160                      | 42                  | 3500                      | 79                  | 13950                     |
| 6                   | 2300                      | 43                  | 1120                      | 80                  | 15375                     |
| 7                   | 2400                      | 44                  | 20020                     | 81                  | 12300                     |
| 8                   | 2100                      | 45                  | 700                       | 82                  | 21750                     |
| 9                   | 7700                      | 46                  | 10780                     | 83                  | 10200                     |
| 10                  | 3300                      | 47                  | 3080                      | 84                  | 2700                      |
| 11                  | 2100                      | 48                  | 8120                      | 85                  | 4500                      |
| 12                  | 9240                      | 49                  | 4760                      | 86                  | 1870                      |
| 13                  | 7000                      | 50                  | 2240                      | 87                  | 3300                      |
| 14                  | 3870                      | 51                  | 3080                      | 88                  | 1540                      |
| 15                  | 990                       | 52                  | 1400                      | 89                  | 1320                      |
| 16                  | 9240                      | 53                  | 1960                      | 90                  | 5610                      |
| 17                  | 4760                      | 54                  | 6580                      | 91                  | 3575                      |
| 18                  | 13440                     | 55                  | 2800                      | 92                  | 15070                     |
| 19                  | 2100                      | 56                  | 1120                      | 93                  | 4730                      |
| 20                  | 4760                      | 57                  | 4620                      | 94                  | 2860                      |
| 21                  | 10150                     | 58                  | 2730                      | 95                  | 4125                      |
| 22                  | 10780                     | 59                  | 2730                      | 96                  | 5280                      |
| 23                  | 3430                      | 60                  | 1120                      | 97                  | 440                       |
| 24                  | 3220                      | 61                  | 980                       | 98                  | 4730                      |
| 25                  | 1960                      | 62                  | 5880                      | 99                  | 5940                      |
| 26                  | 2800                      | 63                  | 2100                      | 100                 | 2640                      |
| 27                  | 1400                      | 64                  | 960                       | 101                 | 3850                      |
| 28                  | 1120                      | 65                  | 1800                      | 102                 | 1260                      |
| 29                  | 1680                      | 66                  | 1350                      | 103                 | 720                       |
| 30                  | 4200                      | 67                  | 3000                      | 104                 | 1380                      |
| 31                  | 5460                      | 68                  | 3450                      | 105                 | 3420                      |
| 32                  | 1680                      | 69                  | 5550                      | 106                 | 1500                      |
| 33                  | 1120                      | 70                  | 1800                      | 107                 | 350                       |
| 34                  | 2380                      | 71                  | 6000                      | 108                 | 540                       |
| 35                  | 1400                      | 72                  | 16500                     | 109                 | 1680                      |
| 36                  | 2100                      | 73                  | 450                       | 110                 | 210                       |
| 37                  | 1400                      | 74                  | 6300                      | Total               | 491000                    |

Tabla. 30. Estudio del área del canal disponible en la Zona Aragón 1. Fuente: Elaboración propia.

### Zona Aragón 2 – de Luna hasta el comienzo de la acequia de Sora

| Numeración de Tramo | Área disponible ( $m^2$ ) | Numeración de Tramo | Área disponible ( $m^2$ ) | Numeración de Tramo | Área disponible ( $m^2$ ) |
|---------------------|---------------------------|---------------------|---------------------------|---------------------|---------------------------|
| 1                   | 3400                      | 16                  | 9200                      | 31                  | 800                       |
| 2                   | 6160                      | 17                  | 10240                     | 32                  | 1800                      |
| 3                   | 1260                      | 18                  | 3200                      | 33                  | 1625                      |
| 4                   | 9200                      | 19                  | 2080                      | 34                  | 2850                      |
| 5                   | 7600                      | 20                  | 8000                      | 35                  | 8250                      |
| 6                   | 1120                      | 21                  | 4000                      | 36                  | 2100                      |
| 7                   | 10400                     | 22                  | 3520                      | 37                  | 21000                     |
| 8                   | 5280                      | 23                  | 6400                      | 38                  | 13020                     |
| 9                   | 6720                      | 24                  | 8640                      | 39                  | 12900                     |
| 10                  | 2240                      | 25                  | 1280                      | 40                  | 8960                      |
| 11                  | 400                       | 26                  | 7600                      | 41                  | 10560                     |
| 12                  | 3680                      | 27                  | 3680                      | 42                  | 11600                     |
| 13                  | 2000                      | 28                  | 8160                      | 43                  | 10240                     |
| 14                  | 2880                      | 29                  | 3200                      | Total               | 255055                    |
| 15                  | 6560                      | 30                  | 1250                      |                     |                           |

Tabla. 31. Estudio del área del canal disponible en la Zona Aragón 2. Fuente: Elaboración propia.

### Acequia de Sora – Hasta el Embalse de Laverné

| Numeración de Tramo | Área disponible ( $m^2$ ) | Numeración de Tramo | Área disponible ( $m^2$ ) | Numeración de Tramo | Área disponible ( $m^2$ ) |
|---------------------|---------------------------|---------------------|---------------------------|---------------------|---------------------------|
| 1                   | 1800                      | 19                  | 4800                      | 37                  | 2700                      |
| 2                   | 6375                      | 20                  | 4200                      | 38                  | 6750                      |
| 3                   | 4950                      | 21                  | 1650                      | 39                  | 3900                      |
| 4                   | 4050                      | 22                  | 900                       | 40                  | 900                       |
| 5                   | 1650                      | 23                  | 900                       | 41                  | 3900                      |
| 6                   | 2250                      | 24                  | 2100                      | 42                  | 1650                      |
| 7                   | 4050                      | 25                  | 4500                      | 43                  | 4500                      |
| 8                   | 2100                      | 26                  | 7500                      | 44                  | 6000                      |
| 9                   | 4950                      | 27                  | 4950                      | 45                  | 7950                      |
| 10                  | 6750                      | 28                  | 6750                      | 46                  | 4200                      |
| 11                  | 975                       | 29                  | 11550                     | 47                  | 5550                      |
| 12                  | 10500                     | 30                  | 4050                      | 48                  | 3600                      |
| 13                  | 6000                      | 31                  | 10800                     | 49                  | 4500                      |
| 14                  | 8100                      | 32                  | 4350                      | 50                  | 2400                      |
| 15                  | 5250                      | 33                  | 4050                      | 51                  | 2400                      |
| 16                  | 2550                      | 34                  | 1200                      | 52                  | 2100                      |
| 17                  | 1650                      | 35                  | 1800                      | Total               | 222750                    |
| 18                  | 3750                      | 36                  | 6000                      |                     |                           |

Tabla. 32. Estudio del área del canal disponible en la acequia de Sora. Fuente: Elaboración propia.

## Anexo 4: Estudio de la clasificación y viabilidad de los tramos rectos

En este anexo se ofrece una clasificación de los tramos rectos que se han expuesto con anterioridad. La clasificación se basa en una evaluación apto o no apto de los tramos, y además se ofrecen comentarios descriptivos de los tramos que son de gran utilidad para comprender el hecho de que algunos de los tramos hayan sido descartados para realizar el estudio del potencial energético del canal.

La clasificación se basa en tres notas: OK (Apto), OK- (Apto, pero habría que tener en cuenta algunos factores que pueden llevar a una reducción de la producción energética), NOK (No apto).

### Zona Aragón 1 – Sofuentes a Farasdues

| Nº de tramo | Clasificación | Comentarios                                                   |
|-------------|---------------|---------------------------------------------------------------|
| 1           | NOK           | Árboles en ambos márgenes                                     |
| 2           | NOK           | Árboles en ambos márgenes                                     |
| 3           | OK            | Leves árboles en margen izquierda                             |
| 4           | OK            | Carretera margen derecha, campos margen izda. con algún árbol |
| 5           | OK            | Terreno irregular margen izda.                                |
| 6           | OK            | Terreno irregular margen izda.                                |
| 7           | OK            | Leves árboles en margen izda.                                 |
| 8           | OK            | Leves árboles en margen izda.                                 |
| 9           | OK -          | Campos y leves árboles en ambas márgenes                      |
| 10          | OK            | Terreno irregular margen izda.                                |
| 11          | OK            | Terreno irregular margen izda. y leves árboles                |
| 12          | OK            | Terreno irregular margen izda. y leves árboles                |
| 13          | OK            | Terreno irregular margen izda.                                |
| 14          | OK            | Terreno irregular margen izda.                                |
| 15          | OK            | Leves árboles                                                 |
| 16          | OK            | Leves árboles                                                 |
| 17          | OK -          | Algunos árboles en ambas márgenes                             |
| 18          | OK            | Algún árbol y campos en margen izda.                          |
| 19          | OK-           | Algunos árboles margen izda.                                  |
| 20          | OK-           | Algunos árboles margen izda.                                  |
| 21          | OK-           | Ligeros árboles margen izda.                                  |
| 22          | OK-           | Ligeros arboles margen izda.                                  |
| 23          | OK-           | Pocos arboles ambas márgenes                                  |
| 24          | OK            | Muy pocos arboles                                             |
| 25          | OK            | Muy pocos arboles                                             |
| 26          | OK            | Algún árbol en la margen izda.                                |
| 27          | OK            | Campos en la margen izda.                                     |
| 28          | OK            | Árboles en margen izda.                                       |
| 29          | OK            | Campos margen izda.                                           |
| 30          | OK            | Algún árbol margen izda.                                      |
| 31          | OK            | Algún árbol margen izda.                                      |
| 32          | OK            | Algún árbol margen izda.                                      |
| 33          | OK            | Algún árbol margen izda.                                      |



|    |      |                                                     |
|----|------|-----------------------------------------------------|
| 34 | OK   | Carretera margen dcha. y campos margen izda.        |
| 35 | OK   | Campos en ambas márgenes                            |
| 36 | OK   | Arboles margen derecha                              |
| 37 | OK   | Difícil acceso y campos, terreno irregular          |
| 38 | OK-  | Arboles margen derecha                              |
| 39 | OK   | Terreno irregular margen izda.                      |
| 40 | OK   | Terreno irregular margen izda.                      |
| 41 | OK   | Algún árbol margen izda.                            |
| 42 | OK-  | Arboles margen dcha.                                |
| 43 | OK   | Zona sin carretera en margen dcha.                  |
| 44 | OK-  | Alguna zona con arboles                             |
| 45 | OK-  | Arboles margen izda.                                |
| 46 | OK-  | Algunas zonas margen izda. con arboles              |
| 47 | OK-  | Algunas zonas margen izda. con arboles              |
| 48 | NOK  | Zona con árboles en ambas márgenes                  |
| 49 | NOK  | Zona con árboles en ambas márgenes                  |
| 50 | NOK  | Árboles en margen dcha.                             |
| 51 | NOK  | Árboles en ambas márgenes                           |
| 52 | NOK  | Árboles en ambas márgenes                           |
| 53 | NOK  | Árboles en ambas márgenes                           |
| 54 | NOK  | Árboles en ambas márgenes                           |
| 55 | NOK  | Árboles en ambas márgenes                           |
| 56 | NOK  | Árboles en margen dcha.                             |
| 57 | NOK  | Zona boscosa                                        |
| 58 | NOK  | Zona boscosa                                        |
| 59 | NOK  | Zona boscosa                                        |
| 60 | NOK  | Zona boscosa                                        |
| 61 | OK-  | Margen dcha. (arriba) con árboles                   |
| 62 | OK-  | Margen dcha. (arriba) con árboles                   |
| 63 | NOK  | Anchura variable, árboles en margen dcha.           |
| 64 | NOK  | Terreno irregular margen izda.                      |
| 65 | OK   | Algunos árboles margen izda.                        |
| 66 | OK   | Arboles margen dcha.                                |
| 67 | OK   | Arboles margen dcha.                                |
| 68 | OK   | Algún árbol margen izda.                            |
| 69 | OK   | Algún árbol                                         |
| 70 | OK   | Árboles en ambas márgenes                           |
| 71 | NOK  | Árboles en ambas márgenes                           |
| 72 | NOK  | Árboles en ambas márgenes                           |
| 73 | NOK  | Árboles en ambas márgenes                           |
| 74 | OK   | Árboles en ambas márgenes                           |
| 75 | OK   | Árboles en ambas márgenes                           |
| 76 | OK-  | Árboles en ambas márgenes                           |
| 77 | NOK  | Árboles en ambas márgenes                           |
| 78 | NOK  | Árboles en ambas márgenes                           |
| 79 | NOK  | Zona con árboles en ambas márgenes                  |
| 80 | NOK- | Árboles en todo el tramo                            |
| 81 | NOK- | Árboles en todo el tramo                            |
| 82 | NOK- | Árboles en todo el tramo                            |
| 83 | NOK- | Árboles en todo el tramo                            |
| 84 | NOK  | Árboles en todo el tramo y presa al final del tramo |

|     |     |                                                                           |
|-----|-----|---------------------------------------------------------------------------|
| 85  | NOK | Estructura por encima del canal, pequeño tramo con árboles ambos lados    |
| 86  | OK  | Terreno irregular margen izda.                                            |
| 87  | OK  | Terreno irregular, estructura en V puede dificultar                       |
| 88  | OK  | Terreno irregular, estructura en V puede dificultar                       |
| 89  | OK  | Terreno irregular, estructura en V puede dificultar                       |
| 90  | OK  | Terreno irregular, estructura en V puede dificultar                       |
| 91  | OK  | Estructura en V puede dificultar, terreno malo margen izda.               |
| 92  | OK  | Terreno irregular, estructura en V puede dificultar                       |
| 93  | OK  | Terreno irregular, estructura en V puede dificultar                       |
| 94  | OK  | Terreno irregular, estructura en V puede dificultar                       |
| 95  | OK  | Terreno irregular, estructura en V puede dificultar                       |
| 96  | OK  | Terreno irregular, estructura en V puede dificultar, arboles margen dcha. |
| 97  | OK  | Terreno irregular, estructura en V puede dificultar                       |
| 98  | OK  | Terreno irregular, estructura en V puede dificultar                       |
| 99  | OK  | Terreno irregular, estructura en V puede dificultar                       |
| 100 | OK  | Terreno irregular, estructura en V puede dificultar                       |
| 101 | OK  | Terreno irregular, estructura en V puede dificultar                       |
| 102 | OK  | Terreno irregular, estructura en V puede dificultar                       |
| 103 | OK  | Estructura en V muy abierta                                               |
| 104 | OK  | Estructura en V muy abierta                                               |
| 105 | OK  | Terreno irregular, estructura en V puede dificultar                       |
| 106 | OK  | Estructura en V muy abierta, dificultad                                   |
| 107 | NOK | Estructura por encima del canal                                           |
| 108 | OK  | Estructura en V muy abierta                                               |
| 109 | OK  | Estructura en V muy abierta                                               |
| 110 | OK  | Estructura en V muy abierta                                               |

Tabla. 33. Clasificación de los tramos en la zona Aragón 1. Fuente: Elaboración propia.

### Zona Aragón 2 – de Luna hasta el comienzo de la acequia de Sora

| Nº de tramo | Clasificación | Comentarios                                                     |
|-------------|---------------|-----------------------------------------------------------------|
| 1           | OK            | Algunos árboles, pero distanciados de los márgenes              |
| 2           | OK            | Caminos de tierra ambos márgenes                                |
| 3           | OK            | Caminos de tierra ambos márgenes, terreno desigual margen izda. |
| 4           | OK            | Caminos de tierra ambos márgenes                                |
| 5           | OK            | Caminos de tierra ambos márgenes                                |
| 6           | OK            | Caminos de tierra ambos márgenes                                |
| 7           | OK            | Caminos de tierra ambos márgenes                                |
| 8           | OK            | Entrante de agua en margen dcha.                                |
| 9           | OK            | Caminos de tierra ambos márgenes                                |
| 10          | OK            | Caminos de tierra ambos márgenes                                |
| 11          | OK            | Situado en una curva                                            |
| 12          | OK            | Zona arboles distanciados margen izda.                          |
| 13          | OK            | Caminos de tierra ambos márgenes                                |
| 14          | OK            | Caminos de tierra ambos márgenes                                |
| 15          | OK            | Caminos de tierra ambos márgenes                                |
| 16          | OK            | Entrante de agua en margen dcha.                                |
| 17          | OK            | Caminos de tierra ambos márgenes                                |
| 18          | OK            | Caminos de tierra ambos márgenes                                |



|    |     |                                                                     |
|----|-----|---------------------------------------------------------------------|
| 19 | OK  | Caminos de tierra ambos márgenes                                    |
| 20 | OK  | Caminos de tierra ambos márgenes                                    |
| 21 | OK  | Caminos de tierra ambos márgenes                                    |
| 22 | OK  | Caminos de tierra ambos márgenes                                    |
| 23 | OK  | Estructura metálica que pasa por encima de canal, igual es de riego |
| 24 | OK  | Estructura metálica que pasa por encima de canal, igual es de riego |
| 25 | OK  | Arboles margen derecha                                              |
| 26 | OK  | Arboles margen derecha                                              |
| 27 | OK  | Estructura metálica que pasa por encima de canal, igual es de riego |
| 28 | OK  | Arboles margen derecha a muy lejana distancia                       |
| 29 | OK  | Arboles margen derecha a muy lejana distancia                       |
| 30 | OK  | Terreno irregular margen izda.                                      |
| 31 | OK  | Campos margen izda.                                                 |
| 32 | OK  | Estructura canal en V                                               |
| 33 | NOK | Anchura variable                                                    |
| 34 | OK  | Entrante de agua en margen dcha.                                    |
| 35 | OK  | Caminos de tierra ambos márgenes                                    |
| 36 | OK  | Caminos de tierra ambos márgenes                                    |
| 37 | OK  | Caminos de tierra ambos márgenes                                    |
| 38 | OK  | Caminos de tierra ambos márgenes                                    |
| 39 | OK- | Hay un entrante en el canal y un boquete                            |
| 40 | OK  | Caminos de tierra ambos márgenes                                    |
| 41 | OK  | Anchura del canal y trayectoria no son del todo constantes y rectas |
| 42 | OK  | Caminos de tierra ambos márgenes                                    |
| 43 | OK  | Pequeña zona de árboles distantes, final de canal                   |

Tabla. 34. Clasificación de los tramos en la zona Aragón 2. Fuente: Elaboración propia.

#### Acequia de Sora – Hasta el Embalse de Laverné

| Nº de tramo | Clasificación | Comentarios                    |
|-------------|---------------|--------------------------------|
| 1           | OK            | Camino a ambos lados           |
| 2           | OK            | Camino a ambos lados           |
| 3           | OK            | Terreno irregular margen izda. |
| 4           | OK            | Camino a ambos lados           |
| 5           | OK            | Camino a ambos lados           |
| 6           | OK            | Camino a ambos lados           |
| 7           | OK            | Camino a ambos lados           |
| 8           | OK            | Camino a ambos lados           |
| 9           | OK            | Camino a ambos lados           |
| 10          | OK            | Camino a ambos lados           |
| 11          | OK            | Camino a ambos lados           |
| 12          | OK            | Camino a ambos lados           |
| 13          | OK            | Camino a ambos lados           |
| 14          | OK            | Camino a ambos lados           |
| 15          | OK            | Camino a ambos lados           |
| 16          | OK            | Camino a ambos lados           |
| 17          | OK            | Camino a ambos lados           |
| 18          | OK            | Camino a ambos lados           |
| 19          | OK            | Camino a ambos lados           |
| 20          | OK            | Camino a ambos lados           |
| 21          | OK            | Camino a ambos lados           |



|    |    |                                       |
|----|----|---------------------------------------|
| 22 | OK | Camino a ambos lados                  |
| 23 | OK | Camino a ambos lados                  |
| 24 | OK | Camino a ambos lados                  |
| 25 | OK | Camino a ambos lados                  |
| 26 | OK | Camino a ambos lados                  |
| 27 | OK | Camino a ambos lados                  |
| 28 | OK | Camino a ambos lados                  |
| 29 | OK | Camino a ambos lados                  |
| 30 | OK | Camino a ambos lados                  |
| 31 | OK | Camino a ambos lados                  |
| 32 | OK | Camino a ambos lados                  |
| 33 | OK | Camino a ambos lados                  |
| 34 | OK | Camino a ambos lados                  |
| 35 | OK | Camino a ambos lados                  |
| 36 | OK | Camino a ambos lados                  |
| 37 | OK | Terreno irregular abajo, margen izda. |
| 38 | OK | Terreno complicado                    |
| 39 | OK | Terreno complicado                    |
| 40 | OK | Terreno complicado                    |
| 41 | OK | Terreno complicado                    |
| 42 | OK | Terreno complicado                    |
| 43 | OK | Terreno complicado                    |
| 44 | OK | Terreno complicado                    |
| 45 | OK | Terreno complicado                    |
| 46 | OK | Terreno complicado                    |
| 47 | OK | Terreno complicado                    |
| 48 | OK | Terreno complicado                    |
| 49 | OK | Terreno complicado                    |
| 50 | OK | Terreno complicado                    |
| 51 | OK | Terreno complicado                    |
| 52 | OK | Terreno complicado                    |

Tabla. 35. Clasificación de los tramos en la acequia de Sora. Fuente: Elaboración propia.

## Anexo 5: Estudio del área de canal utilizable

En este estudio se muestran las áreas de todos aquellos tramos que han sido escogidos como aptos para la instalación de placas fotovoltaicas.

### Zona Aragón 1 – Sofuentes a Farasdues

| N.º de tramo | Longitud (m) | Anchura (m) | Área (m <sup>2</sup> ) | Área cubierta de módulos solares (m <sup>2</sup> ) |
|--------------|--------------|-------------|------------------------|----------------------------------------------------|
| 3            | 110          | 18          | 1980                   | 2073,51                                            |
| 4            | 250          | 18          | 4500                   | 4694,76                                            |
| 5            | 320          | 13          | 4160                   | 4323,09                                            |
| 6            | 230          | 10          | 2300                   | 2390,85                                            |
| 7            | 160          | 15          | 2400                   | 2510,39                                            |
| 8            | 140          | 15          | 2100                   | 2184,36                                            |
| 9            | 550          | 14          | 7700                   | 8002,82                                            |
| 10           | 220          | 15          | 3300                   | 3455,86                                            |
| 11           | 150          | 14          | 2100                   | 2190,88                                            |
| 12           | 660          | 14          | 9240                   | 9615,56                                            |
| 13           | 500          | 14          | 7000                   | 7272,53                                            |
| 14           | 430          | 9           | 3870                   | 4029,66                                            |
| 15           | 110          | 9           | 990                    | 1036,75                                            |
| 16           | 660          | 14          | 9240                   | 9615,56                                            |
| 17           | 340          | 14          | 4760                   | 4959,92                                            |
| 18           | 960          | 14          | 13440                  | 13966,9                                            |
| 19           | 150          | 14          | 2100                   | 2190,88                                            |
| 20           | 340          | 14          | 4760                   | 4959,92                                            |
| 21           | 725          | 14          | 10150                  | 10558,8                                            |
| 22           | 770          | 14          | 10780                  | 11197,87                                           |
| 23           | 245          | 14          | 3430                   | 3590,62                                            |
| 24           | 230          | 14          | 3220                   | 3347,19                                            |
| 25           | 140          | 14          | 1960                   | 2038,74                                            |
| 26           | 200          | 14          | 2800                   | 2921,18                                            |
| 27           | 100          | 14          | 1400                   | 1460,59                                            |
| 28           | 80           | 14          | 1120                   | 1186,73                                            |
| 29           | 120          | 14          | 1680                   | 1764,88                                            |
| 30           | 300          | 14          | 4200                   | 4381,77                                            |
| 31           | 390          | 14          | 5460                   | 5690,22                                            |
| 32           | 120          | 14          | 1680                   | 1764,88                                            |
| 33           | 80           | 14          | 1120                   | 1186,73                                            |
| 34           | 170          | 14          | 2380                   | 2495,17                                            |
| 35           | 100          | 14          | 1400                   | 1460,59                                            |
| 36           | 150          | 14          | 2100                   | 2190,88                                            |
| 37           | 100          | 14          | 1400                   | 1460,59                                            |
| 38           | 480          | 14          | 6720                   | 6998,67                                            |
| 39           | 250          | 14          | 3500                   | 3651,48                                            |
| 40           | 210          | 14          | 2940                   | 3073,32                                            |
| 41           | 90           | 14          | 1260                   | 1308,44                                            |
| 42           | 250          | 14          | 3500                   | 3651,48                                            |
| 43           | 80           | 14          | 1120                   | 1186,73                                            |
| 44           | 1430         | 14          | 20020                  | 20783                                              |



|       |       |    |        |           |
|-------|-------|----|--------|-----------|
| 45    | 50    | 14 | 700    | 730,29    |
| 46    | 770   | 14 | 10780  | 11197,87  |
| 47    | 220   | 14 | 3080   | 3225,47   |
| 61    | 70    | 14 | 980    | 1034,58   |
| 62    | 420   | 14 | 5880   | 6116,22   |
| 65    | 120   | 15 | 1800   | 1890,94   |
| 66    | 90    | 15 | 1350   | 1401,90   |
| 67    | 200   | 15 | 3000   | 3129,84   |
| 68    | 230   | 15 | 3450   | 3586,27   |
| 69    | 370   | 15 | 5550   | 5770,64   |
| 70    | 120   | 15 | 1800   | 1890,945  |
| 74    | 420   | 15 | 6300   | 6553,10   |
| 75    | 530   | 15 | 7950   | 8281,03   |
| 76    | 230   | 15 | 3450   | 3586,27   |
| 86    | 170   | 11 | 1870   | 1960,49   |
| 87    | 300   | 11 | 3300   | 3442,82   |
| 88    | 140   | 11 | 1540   | 1601,86   |
| 89    | 120   | 11 | 1320   | 1386,69   |
| 90    | 510   | 11 | 5610   | 5833,67   |
| 91    | 325   | 11 | 3575   | 3729,72   |
| 92    | 1370  | 11 | 15070  | 15660,06  |
| 93    | 430   | 11 | 4730   | 4925,15   |
| 94    | 260   | 11 | 2860   | 2988,56   |
| 95    | 375   | 11 | 4125   | 4303,53   |
| 96    | 480   | 11 | 5280   | 5498,95   |
| 97    | 40    | 11 | 440    | 478,17    |
| 98    | 430   | 11 | 4730   | 4925,15   |
| 99    | 540   | 11 | 5940   | 6168,39   |
| 100   | 240   | 11 | 2640   | 2749,47   |
| 101   | 350   | 11 | 3850   | 4016,62   |
| 102   | 210   | 6  | 1260   | 1317,14   |
| 103   | 120   | 6  | 720    | 756,378   |
| 104   | 230   | 6  | 1380   | 1434,51   |
| 105   | 570   | 6  | 3420   | 3560,19   |
| 106   | 250   | 6  | 1500   | 1564,92   |
| 108   | 90    | 6  | 540    | 560,763   |
| 109   | 280   | 6  | 1680   | 1747,49   |
| 110   | 35    | 6  | 210    | 221,69    |
| Total | 24795 | -  | 314940 | 328052,87 |

Tabla. 36. Estudio del área de canal utilizable en la Zona Aragón 1. Fuente: Elaboración propia.

### Zona Aragón 2 – de Luna hasta el comienzo de la acequia de Sora

| N.º de tramo | Longitud (m) | Anchura (m) | Área ( $m^2$ ) | Área cubierta de módulos solares ( $m^2$ ) |
|--------------|--------------|-------------|----------------|--------------------------------------------|
| 1            | 200          | 17          | 3400           | 3547,15                                    |
| 2            | 440          | 14          | 6160           | 6420,51                                    |
| 3            | 90           | 14          | 1260           | 1308,44                                    |
| 4            | 575          | 16          | 9200           | 9563,4                                     |
| 5            | 475          | 16          | 7600           | 7894,15                                    |
| 6            | 70           | 16          | 1120           | 1182,38                                    |
| 7            | 650          | 16          | 10400          | 10815,33                                   |



|       |       |    |        |           |
|-------|-------|----|--------|-----------|
| 8     | 330   | 16 | 5280   | 5494,60   |
| 9     | 420   | 16 | 6720   | 6989,97   |
| 10    | 140   | 16 | 2240   | 2329,99   |
| 11    | 25    | 16 | 400    | 417,31    |
| 12    | 230   | 16 | 3680   | 3825,36   |
| 13    | 125   | 16 | 2000   | 2086,56   |
| 14    | 180   | 16 | 2880   | 2990,73   |
| 15    | 410   | 16 | 6560   | 6816,09   |
| 16    | 575   | 16 | 9200   | 9563,4    |
| 17    | 640   | 16 | 10240  | 10641,45  |
| 18    | 200   | 16 | 3200   | 3338,49   |
| 19    | 130   | 16 | 2080   | 2190,88   |
| 20    | 500   | 16 | 8000   | 8311,46   |
| 21    | 250   | 16 | 4000   | 4173,12   |
| 22    | 220   | 16 | 3520   | 3686,25   |
| 23    | 400   | 16 | 6400   | 6676,9    |
| 24    | 540   | 16 | 8640   | 8972,20   |
| 25    | 80    | 16 | 1280   | 1356,26   |
| 26    | 475   | 16 | 7600   | 7894,15   |
| 27    | 230   | 16 | 3680   | 3825,36   |
| 28    | 510   | 16 | 8160   | 8485,34   |
| 29    | 200   | 16 | 3200   | 3338,49   |
| 30    | 125   | 10 | 1250   | 1304,1    |
| 31    | 80    | 10 | 800    | 847,66    |
| 32    | 180   | 10 | 1800   | 1869,21   |
| 34    | 190   | 15 | 2850   | 2966,82   |
| 35    | 550   | 15 | 8250   | 8574,45   |
| 36    | 150   | 14 | 2100   | 2190,88   |
| 37    | 1500  | 14 | 21000  | 21817,59  |
| 38    | 930   | 14 | 13020  | 13540,9   |
| 39    | 860   | 15 | 12900  | 13399,62  |
| 40    | 560   | 16 | 8960   | 9319,96   |
| 41    | 660   | 16 | 10560  | 10989,21  |
| 42    | 725   | 16 | 11600  | 12067,27  |
| 43    | 640   | 16 | 10240  | 10641,45  |
| Total | 16460 | -  | 253430 | 263665,11 |

Tabla. 37. Estudio del área de canal utilizable en la Zona Aragón 2. Fuente: Elaboración propia.

### Acequia de Sora – Hasta el Embalse de Laverné

| N.º de tramo | Longitud (m) | Anchura (m) | Área (m <sup>2</sup> ) | Área cubierta de módulos solares (m <sup>2</sup> ) |
|--------------|--------------|-------------|------------------------|----------------------------------------------------|
| 1            | 120          | 15          | 1800                   | 1890,945                                           |
| 2            | 425          | 15          | 6375                   | 6618,3075                                          |
| 3            | 330          | 15          | 4950                   | 5151,195                                           |
| 4            | 270          | 15          | 4050                   | 4205,7225                                          |
| 5            | 110          | 15          | 1650                   | 1727,9325                                          |
| 6            | 150          | 15          | 2250                   | 2347,38                                            |
| 7            | 270          | 15          | 4050                   | 4205,7225                                          |
| 8            | 140          | 15          | 2100                   | 2184,3675                                          |
| 9            | 330          | 15          | 4950                   | 5151,195                                           |



|       |       |    |        |            |
|-------|-------|----|--------|------------|
| 10    | 450   | 15 | 6750   | 7009,5375  |
| 11    | 65    | 15 | 975    | 1043,28    |
| 12    | 700   | 15 | 10500  | 10921,8375 |
| 13    | 400   | 15 | 6000   | 6259,68    |
| 14    | 540   | 15 | 8100   | 8411,445   |
| 15    | 350   | 15 | 5250   | 5477,22    |
| 16    | 170   | 15 | 2550   | 2673,405   |
| 17    | 110   | 15 | 1650   | 1727,9325  |
| 18    | 250   | 15 | 3750   | 3912,3     |
| 19    | 320   | 15 | 4800   | 4988,1825  |
| 20    | 280   | 15 | 4200   | 4368,735   |
| 21    | 110   | 15 | 1650   | 1727,9325  |
| 22    | 60    | 15 | 900    | 945,4725   |
| 23    | 60    | 15 | 900    | 945,4725   |
| 24    | 140   | 15 | 2100   | 2184,3675  |
| 25    | 300   | 15 | 4500   | 4694,76    |
| 26    | 500   | 15 | 7500   | 7791,9975  |
| 27    | 330   | 15 | 4950   | 5151,195   |
| 28    | 450   | 15 | 6750   | 7009,5375  |
| 29    | 770   | 15 | 11550  | 11997,72   |
| 30    | 270   | 15 | 4050   | 4205,7225  |
| 31    | 720   | 15 | 10800  | 11215,26   |
| 32    | 290   | 15 | 4350   | 4531,7475  |
| 33    | 270   | 15 | 4050   | 4205,7225  |
| 34    | 80    | 15 | 1200   | 1271,4975  |
| 35    | 120   | 15 | 1800   | 1890,945   |
| 36    | 400   | 15 | 6000   | 6259,68    |
| 37    | 180   | 15 | 2700   | 2803,815   |
| 38    | 450   | 15 | 6750   | 7009,5375  |
| 39    | 260   | 15 | 3900   | 4075,3125  |
| 40    | 60    | 15 | 900    | 945,4725   |
| 41    | 260   | 15 | 3900   | 4075,3125  |
| 42    | 110   | 15 | 1650   | 1727,9325  |
| 43    | 300   | 15 | 4500   | 4694,76    |
| 44    | 400   | 15 | 6000   | 6259,68    |
| 45    | 530   | 15 | 7950   | 8281,035   |
| 46    | 280   | 15 | 4200   | 4368,735   |
| 47    | 370   | 15 | 5550   | 5770,6425  |
| 48    | 240   | 15 | 3600   | 3749,2875  |
| 49    | 300   | 15 | 4500   | 4694,76    |
| 50    | 160   | 15 | 2400   | 2510,3925  |
| 51    | 160   | 15 | 2400   | 2510,3925  |
| 52    | 140   | 15 | 2100   | 2184,3675  |
| Total | 14850 | -  | 222750 | 231966,78  |

Tabla. 38. Estudio del área de canal utilizable en la acequia de Sora. Fuente: Elaboración propia.

## Anexo 6: Análisis del potencial energético del canal

Aquí se muestra el número de módulos fotovoltaicos que se pueden instalar por tramo teniendo en cuenta un ratio de cobertura del área de 1 (GCR = 1). Además, se expone también la potencia pico instalada por cada uno de los tramos que componen las dos zonas del canal de Bardenas y la acequia de Sora.

La potencia pico instalada en cada uno de los tramos se calcula en base a la siguiente ecuación:

$$\text{Potencia pico instalada (kWp)} = 1 \text{ kW/m}^2 * \text{área} * \text{eficiencia} / 100$$

### Zona Aragón 1 – Sofuentes a Farasdues

| N.º Tramo | Módulos fotovoltaicos por tramo | Área de instalación (m) | Potencia pico instalada (kWp) |
|-----------|---------------------------------|-------------------------|-------------------------------|
| 3         | 954                             | 2073,519                | 409,86                        |
| 4         | 2160                            | 4694,76                 | 931,5                         |
| 5         | 1989                            | 4323,0915               | 861,12                        |
| 6         | 1100                            | 2390,85                 | 476,1                         |
| 7         | 1155                            | 2510,3925               | 496,8                         |
| 8         | 1005                            | 2184,3675               | 434,7                         |
| 9         | 3682                            | 8002,827                | 1593,9                        |
| 10        | 1590                            | 3455,865                | 683,1                         |
| 11        | 1008                            | 2190,888                | 434,7                         |
| 12        | 4424                            | 9615,564                | 1912,68                       |
| 13        | 3346                            | 7272,531                | 1449                          |
| 14        | 1854                            | 4029,669                | 801,09                        |
| 15        | 477                             | 1036,7595               | 204,93                        |
| 16        | 4424                            | 9615,564                | 1912,68                       |
| 17        | 2282                            | 4959,927                | 985,32                        |
| 18        | 6426                            | 13966,911               | 2782,08                       |
| 19        | 1008                            | 2190,888                | 434,7                         |
| 20        | 2282                            | 4959,927                | 985,32                        |
| 21        | 4858                            | 10558,863               | 2101,05                       |
| 22        | 5152                            | 11197,872               | 2231,46                       |
| 23        | 1652                            | 3590,622                | 710,01                        |
| 24        | 1540                            | 3347,19                 | 666,54                        |
| 25        | 938                             | 2038,743                | 405,72                        |
| 26        | 1344                            | 2921,184                | 579,6                         |
| 27        | 672                             | 1460,592                | 289,8                         |
| 28        | 546                             | 1186,731                | 231,84                        |
| 29        | 812                             | 1764,882                | 347,76                        |
| 30        | 2016                            | 4381,776                | 869,4                         |
| 31        | 2618                            | 5690,223                | 1130,22                       |
| 32        | 812                             | 1764,882                | 347,76                        |
| 33        | 546                             | 1186,731                | 231,84                        |
| 34        | 1148                            | 2495,178                | 492,66                        |
| 35        | 672                             | 1460,592                | 289,8                         |
| 36        | 1008                            | 2190,888                | 434,7                         |
| 37        | 672                             | 1460,592                | 289,8                         |



|       |        |             |          |
|-------|--------|-------------|----------|
| 38    | 3220   | 6998,67     | 1391,04  |
| 39    | 1680   | 3651,48     | 724,5    |
| 40    | 1414   | 3073,329    | 608,58   |
| 41    | 602    | 1308,447    | 260,82   |
| 42    | 1680   | 3651,48     | 724,5    |
| 43    | 546    | 1186,731    | 231,84   |
| 44    | 9562   | 20783,007   | 4144,14  |
| 45    | 336    | 730,296     | 144,9    |
| 46    | 5152   | 11197,872   | 2231,46  |
| 47    | 1484   | 3225,474    | 637,56   |
| 61    | 476    | 1034,586    | 202,86   |
| 62    | 2814   | 6116,229    | 1217,16  |
| 65    | 870    | 1890,945    | 372,6    |
| 66    | 645    | 1401,9075   | 279,45   |
| 67    | 1440   | 3129,84     | 621      |
| 68    | 1650   | 3586,275    | 714,15   |
| 69    | 2655   | 5770,6425   | 1148,85  |
| 70    | 870    | 1890,945    | 372,6    |
| 74    | 3015   | 6553,1025   | 1304,1   |
| 75    | 3810   | 8281,035    | 1645,65  |
| 76    | 1650   | 3586,275    | 714,15   |
| 86    | 902    | 1960,497    | 387,09   |
| 87    | 1584   | 3442,824    | 683,1    |
| 88    | 737    | 1601,8695   | 318,78   |
| 89    | 638    | 1386,693    | 273,24   |
| 90    | 2684   | 5833,674    | 1161,27  |
| 91    | 1716   | 3729,726    | 740,025  |
| 92    | 7205   | 15660,0675  | 3119,49  |
| 93    | 2266   | 4925,151    | 979,11   |
| 94    | 1375   | 2988,5625   | 592,02   |
| 95    | 1980   | 4303,53     | 853,875  |
| 96    | 2530   | 5498,955    | 1092,96  |
| 97    | 220    | 478,17      | 91,08    |
| 98    | 2266   | 4925,151    | 979,11   |
| 99    | 2838   | 6168,393    | 1229,58  |
| 100   | 1265   | 2749,4775   | 546,48   |
| 101   | 1848   | 4016,628    | 796,95   |
| 102   | 606    | 1317,141    | 260,82   |
| 103   | 348    | 756,378     | 149,04   |
| 104   | 660    | 1434,51     | 285,66   |
| 105   | 1638   | 3560,193    | 707,94   |
| 106   | 720    | 1564,92     | 310,5    |
| 108   | 258    | 560,763     | 111,78   |
| 109   | 804    | 1747,494    | 347,76   |
| 110   | 102    | 221,697     | 43,47    |
| Total | 150933 | 328052,8755 | 65192,58 |

Tabla. 39. Estudio del potencial energético del canal en la Zona Aragón 1. Fuente: Elaboración propia.

### Zona Aragón 2 – de Luna hasta el comienzo de la acequia de Sora

| N.º Tramo | Módulos fotovoltaicos por tramo | Área de instalación (m) | Potencia pico instalada (kWp) |
|-----------|---------------------------------|-------------------------|-------------------------------|
| 1         | 1632                            | 3547,152                | 764,85                        |
| 2         | 2954                            | 6420,519                | 1385,74                       |
| 3         | 602                             | 1308,447                | 283,45                        |
| 4         | 4400                            | 9563,4                  | 2069,61                       |
| 5         | 3632                            | 7894,152                | 1709,68                       |
| 6         | 544                             | 1182,384                | 251,95                        |
| 7         | 4976                            | 10815,336               | 2339,56                       |
| 8         | 2528                            | 5494,608                | 1187,77                       |
| 9         | 3216                            | 6989,976                | 1511,71                       |
| 10        | 1072                            | 2329,992                | 503,90                        |
| 11        | 192                             | 417,312                 | 89,98                         |
| 12        | 1760                            | 3825,36                 | 827,84                        |
| 13        | 960                             | 2086,56                 | 449,91                        |
| 14        | 1376                            | 2990,736                | 647,88                        |
| 15        | 3136                            | 6816,096                | 1475,72                       |
| 16        | 4400                            | 9563,4                  | 2069,61                       |
| 17        | 4896                            | 10641,456               | 2303,56                       |
| 18        | 1536                            | 3338,496                | 719,86                        |
| 19        | 1008                            | 2190,888                | 467,91                        |
| 20        | 3824                            | 8311,464                | 1799,66                       |
| 21        | 1920                            | 4173,12                 | 899,83                        |
| 22        | 1696                            | 3686,256                | 791,85                        |
| 23        | 3072                            | 6676,992                | 1439,73                       |
| 24        | 4128                            | 8972,208                | 1943,63                       |
| 25        | 624                             | 1356,264                | 287,95                        |
| 26        | 3632                            | 7894,152                | 1709,68                       |
| 27        | 1760                            | 3825,36                 | 827,84                        |
| 28        | 3904                            | 8485,344                | 1835,65                       |
| 29        | 1536                            | 3338,496                | 719,86                        |
| 30        | 600                             | 1304,1                  | 281,20                        |
| 31        | 390                             | 847,665                 | 179,97                        |
| 32        | 860                             | 1869,21                 | 404,92                        |
| 34        | 1365                            | 2966,8275               | 641,13                        |
| 35        | 3945                            | 8574,4575               | 1855,90                       |
| 36        | 1008                            | 2190,888                | 472,41                        |
| 37        | 10038                           | 21817,593               | 4724,10                       |
| 38        | 6230                            | 13540,905               | 2928,94                       |
| 39        | 6165                            | 13399,6275              | 2901,95                       |
| 40        | 4288                            | 9319,968                | 2015,62                       |
| 41        | 5056                            | 10989,216               | 2375,55                       |
| 42        | 5552                            | 12067,272               | 2609,50                       |
| 43        | 4896                            | 10641,456               | 2303,56                       |

Tabla. 40. Estudio del potencial energético del canal en la Zona Aragón 2. Fuente: Elaboración propia.



### Acequia de Sora – Hasta el Embalse de Laverné

| Nº Tramo | Módulos fotovoltaicos por tramo | Área de instalación (metros) | Potencia pico instalada (kWp) |
|----------|---------------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| 1        | 870                             | 1890,945                     | 404,92                        |
| 2        | 3045                            | 6618,3075                    | 1434,10                       |
| 3        | 2370                            | 5151,195                     | 1113,54                       |
| 4        | 1935                            | 4205,7225                    | 911,08                        |
| 5        | 795                             | 1727,9325                    | 371,18                        |
| 6        | 1080                            | 2347,38                      | 506,15                        |
| 7        | 1935                            | 4205,7225                    | 911,08                        |
| 8        | 1005                            | 2184,3675                    | 472,41                        |
| 9        | 2370                            | 5151,195                     | 1113,54                       |
| 10       | 3225                            | 7009,5375                    | 1518,46                       |
| 11       | 480                             | 1043,28                      | 219,33                        |
| 12       | 5025                            | 10921,8375                   | 2362,05                       |
| 13       | 2880                            | 6259,68                      | 1349,74                       |
| 14       | 3870                            | 8411,445                     | 1822,15                       |
| 15       | 2520                            | 5477,22                      | 1181,03                       |
| 16       | 1230                            | 2673,405                     | 573,64                        |
| 17       | 795                             | 1727,9325                    | 371,18                        |
| 18       | 1800                            | 3912,3                       | 843,59                        |
| 19       | 2295                            | 4988,1825                    | 1079,79                       |
| 20       | 2010                            | 4368,735                     | 944,82                        |
| 21       | 795                             | 1727,9325                    | 371,18                        |
| 22       | 435                             | 945,4725                     | 202,46                        |
| 23       | 435                             | 945,4725                     | 202,46                        |
| 24       | 1005                            | 2184,3675                    | 472,41                        |
| 25       | 2160                            | 4694,76                      | 1012,31                       |
| 26       | 3585                            | 7791,9975                    | 1687,18                       |
| 27       | 2370                            | 5151,195                     | 1113,54                       |
| 28       | 3225                            | 7009,5375                    | 1518,46                       |
| 29       | 5520                            | 11997,72                     | 2598,26                       |
| 30       | 1935                            | 4205,7225                    | 911,08                        |
| 31       | 5160                            | 11215,26                     | 2429,54                       |
| 32       | 2085                            | 4531,7475                    | 978,56                        |
| 33       | 1935                            | 4205,7225                    | 911,08                        |
| 34       | 585                             | 1271,4975                    | 269,95                        |
| 35       | 870                             | 1890,945                     | 404,92                        |
| 36       | 2880                            | 6259,68                      | 1349,74                       |
| 37       | 1290                            | 2803,815                     | 607,38                        |
| 38       | 3225                            | 7009,5375                    | 1518,46                       |
| 39       | 1875                            | 4075,3125                    | 877,33                        |
| 40       | 435                             | 945,4725                     | 202,46                        |
| 41       | 1875                            | 4075,3125                    | 877,33                        |
| 42       | 795                             | 1727,9325                    | 371,18                        |
| 43       | 2160                            | 4694,76                      | 1012,31                       |
| 44       | 2880                            | 6259,68                      | 1349,74                       |
| 45       | 3810                            | 8281,035                     | 1788,41                       |
| 46       | 2010                            | 4368,735                     | 944,82                        |
| 47       | 2655                            | 5770,6425                    | 1248,51                       |
| 48       | 1725                            | 3749,2875                    | 809,85                        |



|    |      |           |         |
|----|------|-----------|---------|
| 49 | 2160 | 4694,76   | 1012,31 |
| 50 | 1155 | 2510,3925 | 539,90  |
| 51 | 1155 | 2510,3925 | 539,90  |
| 52 | 1005 | 2184,3675 | 472,41  |

Tabla. 41. Estudio del potencial energético del canal en la acequia de Sora. Fuente: Elaboración propia.

## Anexo 7: Estudio de la optimización de la inclinación de los paneles solares

Como ya se explicó en la sección 2.3.1.2 de la memoria del trabajo, las filas o strings de módulos solares en cada uno de los tramos del canal se disponen de forma perpendicular a la dirección del tramo del canal. Lo que se observa en este Anexo es el estudio de optimización de la inclinación de los módulos para maximizar la producción energética anual.

Se sabe que la inclinación óptima de los paneles solares viene regida por la siguiente fórmula

$$\beta = 3.7 + 0.69 \cdot \text{latitud}$$

Sin embargo, al aumentar la inclinación se reduce el ratio de cobertura (GCR) si se quieren evitar los efectos producidos por el sombreado. Esta distancia mínima entre placas para evitar el sombreado según la inclinación de los módulos determina el ratio de cobertura máximo. La fórmula para calcular esta distancia mínima en función de la pendiente de instalación de las placas es la siguiente

$$\text{distancia} = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

Aquí se muestra un estudio de la producción energética que se ha obtenido de simular una planta fotovoltaica de 1000 metros de longitud en un canal de anchura de 15 metros en un punto del término municipal de Ejea de los Caballeros. El estudio varía el grado de inclinación de los paneles solares, y, por tanto, se varía el GCR, y su vez lo hace el área de los paneles solares. Con ello se pretende obtener la configuración que maximice la energía producida.

| Número de opción | Ángulo de Acimut (°) | Pendiente (°) | Distancia entre paneles | GCR  | ÁREA     | Producción eléctrica anual (kWh) |
|------------------|----------------------|---------------|-------------------------|------|----------|----------------------------------|
| 1                | 0                    | 38            | 3,76                    | 0,39 | 5794,14  | 1848077                          |
| 2                | 0                    | 30            | 3,06                    | 0,43 | 6441,85  | 2036842                          |
| 3                | 0                    | 20            | 2,09                    | 0,52 | 7731,55  | 2365476                          |
| 4                | 0                    | 15            | 1,58                    | 0,58 | 8705,89  | 2594409                          |
| 5                | 0                    | 10            | 1,06                    | 0,67 | 10048,71 | 2895784                          |
| 6                | 0                    | 5             | 0,53                    | 0,80 | 11989,21 | 3315432                          |
| 7                | 0                    | 0             | 0,00                    | 1,00 | 15000,00 | 3947091                          |

Tabla. 42. Análisis de la producción eléctrica anual con la variación de la inclinación de los paneles y el GCR. Fuente: Elaboración propia.

Esta simulación se ha realizado en un tramo del canal con ángulo de acimut igual a 0 grados, es decir, las placas están orientadas directamente hacia el sur. Se ha comenzado desde la pendiente óptima de 38 grados y se ha simulado hasta el caso en el que la inclinación es nula. Se observa que cuanto mayor es la pendiente, aunque la producción energética por  $m^2$  de placa solar es mayor, al reducirse mucho el ratio de cobertura, la

producción energética anual es menor. Por lo que el caso óptimo es el que ofrece una inclinación nula al aprovechar todo el espacio disponible puesto que el ratio de cobertura es la unidad.

Sin embargo, ¿cómo variaría la pendiente óptima según la dirección del canal, es decir según el ángulo de acimut? En la siguiente tabla se puede observar este análisis.

| Ángulo de Acimut (°) | Pendiente óptima (°) | Producción eléctrica anual (kWh) | Porcentaje de energía generada respecto a la opción óptima (%) |
|----------------------|----------------------|----------------------------------|----------------------------------------------------------------|
| -2                   | 38                   | 315,8                            | 100,00%                                                        |
| -10                  | 38                   | 314,9                            | 99,72%                                                         |
| -20                  | 37                   | 311,4                            | 98,61%                                                         |
| -30                  | 38                   | 306,3                            | 96,99%                                                         |
| -40                  | 34                   | 299,09                           | 94,71%                                                         |
| -45                  | 33                   | 294,9                            | 93,38%                                                         |
| -50                  | 31                   | 290,4                            | 91,96%                                                         |
| -60                  | 28                   | 280,9                            | 88,95%                                                         |
| -70                  | 26                   | 271,2                            | 85,88%                                                         |
| -80                  | 15                   | 263,4                            | 83,41%                                                         |
| -90                  | 1                    | 260,36                           | 82,44%                                                         |
| 0                    | 38                   | 315,76                           | 99,99%                                                         |
| 10                   | 38                   | 314,7                            | 99,65%                                                         |
| 20                   | 37                   | 311                              | 98,48%                                                         |
| 30                   | 36                   | 305,2                            | 96,64%                                                         |
| 40                   | 35                   | 298,3                            | 94,46%                                                         |
| 50                   | 32                   | 289,6                            | 91,70%                                                         |
| 60                   | 30                   | 280                              | 88,66%                                                         |
| 70                   | 22                   | 270,4                            | 85,62%                                                         |
| 80                   | 11                   | 262,8                            | 83,22%                                                         |
| 90                   | 0                    | 260,4                            | 82,46                                                          |
| -2                   | 38                   | 315,8                            | 100,00%                                                        |

Tabla. 43. Análisis de la producción eléctrica anual con la variación del ángulo de acimut y optimizando la pendiente de los módulos. Fuente: Elaboración propia.

En este estudio se aprecia que, para las coordenadas de Ejea de los Caballeros, y por tanto este estudio se puede extrapolar a todo el área del canal de Bardenas, el ángulo de acimut ideal es -2 grados (0 grados es la orientación sur y -90 grados el este). Cuanto más se acerca el canal a una dirección en el eje oeste-este, la inclinación óptima es menor y la menor es la producción anual en GWh.

En este caso, el análisis que aparece en la primera tabla del Anexo 8 es válido para todos los ángulos de acimut. Entonces, en un área de terreno restringida, la producción es mayor cuanto menor es la inclinación puesto que el aprovechamiento del terreno es mayor. Esto es porque el GCR se acerca a la unidad.

## Anexo 8: Análisis del potencial energético del canal mediante simulación por PVGIS

El Anexo que aquí se muestra da los valores de la producción energética anual según la simulación de los tramos mediante la herramienta PVGIS. Para obtener los valores de la producción energética anual, se ha tenido en cuenta el área de paneles solares calculada en el *Anexo 6* y que la inclinación de las placas sobre el suelo horizontal es de 0 grados. Además, el valor de pérdidas del sistema se ha fijado en un valor estándar de 15%, puesto que es un valor aproximado al estándar que da la herramienta PVGIS y se puede estimar como aceptable para una primera aproximación.

### Zona Aragón 1 – Sofuentes a Farasdues

| N.º Tramo | Producción energética anual (kWh) | N.º Tramo | Producción energética anual (kWh) | N.º Tramo | Producción energética anual (kWh) |
|-----------|-----------------------------------|-----------|-----------------------------------|-----------|-----------------------------------|
| 3         | 556382,6826                       | 31        | 1526857,215                       | 86        | 526060,1181                       |
| 4         | 1259737,596                       | 32        | 473570,5875                       | 87        | 923813,1936                       |
| 5         | 1160008,367                       | 33        | 318435,3915                       | 88        | 429824,4874                       |
| 6         | 641533,0383                       | 34        | 669525,724                        | 89        | 372085,95                         |
| 7         | 673609,6866                       | 35        | 391920,6305                       | 90        | 1565333,277                       |
| 8         | 586127,9091                       | 36        | 587880,8623                       | 91        | 1000790,813                       |
| 9         | 2147398,164                       | 37        | 391919,8063                       | 92        | 4202054,929                       |
| 10        | 927305,2181                       | 38        | 1877951,965                       | 93        | 1321566,297                       |
| 11        | 587880,278                        | 39        | 979801,4406                       | 94        | 801917,7115                       |
| 12        | 2580141,197                       | 40        | 824666,1929                       | 95        | 1154759,117                       |
| 13        | 1951432,716                       | 41        | 351093,9947                       | 96        | 1475519,556                       |
| 14        | 1081278,021                       | 42        | 979801,4406                       | 97        | 128305,41                         |
| 15        | 278193,6871                       | 43        | 318435,5398                       | 98        | 1321564,332                       |
| 16        | 2580144,403                       | 44        | 5576696,316                       | 99        | 1655153,372                       |
| 17        | 1330893,002                       | 45        | 195959,032                        | 100       | 737763,5442                       |
| 18        | 3747732,905                       | 46        | 3004709,932                       | 101       | 1077782,938                       |
| 19        | 587880,904                        | 47        | 865490,7577                       | 102       | 353431,7625                       |
| 20        | 1330897,056                       | 61        | 277607,706                        | 103       | 202959,8737                       |
| 21        | 2833250,742                       | 62        | 251691,0419                       | 104       | 384920,5322                       |
| 22        | 3004724,433                       | 65        | 507392,468                        | 105       | 955298,8517                       |
| 23        | 963471,6536                       | 66        | 376170,9373                       | 106       | 419918,784                        |
| 24        | 898143,8524                       | 67        | 839825,7408                       | 108       | 150473,2636                       |
| 25        | 547052,0085                       | 68        | 962301,7417                       | 109       | 468907,3007                       |
| 26        | 783839,7795                       | 69        | 1548431,256                       | 110       | 59486,66229                       |
| 27        | 391918,8778                       | 70        | 507391,8493                       | Total     | 86636670,61                       |
| 28        | 318435,2961                       | 74        | 1758379,815                       |           |                                   |
| 29        | 473569,0012                       | 75        | 2222033,09                        |           |                                   |
| 30        | 1175761,975                       | 76        | 962291,6122                       |           |                                   |

Tabla. 44. Análisis de la producción energética anual por tramo en la Zona Aragón 1. Fuente: Elaboración propia.

### Zona Aragón 2 – de Luna hasta el comienzo de la acequia de Sora

| N.º Tramo | Producción energética anual (kWh) | N.º Tramo | Producción energética anual (kWh) | N.º Tramo | Producción energética anual (kWh) |
|-----------|-----------------------------------|-----------|-----------------------------------|-----------|-----------------------------------|
| 1         | 951792,528                        | 16        | 2566148,812                       | 31        | 227458,2278                       |
| 2         | 1722821,455                       | 17        | 2855411,919                       | 32        | 501561,1733                       |
| 3         | 351100,2556                       | 18        | 895812,3936                       | 34        | 796089,5622                       |
| 4         | 2566150,123                       | 19        | 587876,4942                       | 35        | 2300783,055                       |
| 5         | 2118243,924                       | 20        | 2230214,437                       | 36        | 587877,5136                       |
| 6         | 317266,3274                       | 21        | 1119766,541                       | 37        | 5854280,211                       |
| 7         | 2902063,123                       | 22        | 989132,6978                       | 38        | 3633421,861                       |
| 8         | 1474346,846                       | 23        | 1791623,357                       | 39        | 3595523,773                       |
| 9         | 1875613,372                       | 24        | 2407500,655                       | 40        | 2500814,31                        |
| 10        | 625195,0804                       | 25        | 363930,7425                       | 41        | 2948718,694                       |
| 11        | 111973,2                          | 26        | 2118243,628                       | 42        | 3237989,769                       |
| 12        | 1026444,99                        | 27        | 1026455,406                       | 43        | 2855404,795                       |
| 13        | 559880,9952                       | 28        | 2276871,035                       | Total     | 70749007,11                       |
| 14        | 802507,9776                       | 29        | 895810,512                        | 31        | 227458,2278                       |
| 15        | 1828954,41                        | 30        | 349930,9344                       | 32        | 501561,1733                       |

Tabla. 45. Análisis de la producción energética anual por tramo en la Zona Aragón 2. Fuente: Elaboración propia.

### Acequia de Sora – Hasta el Embalse de Laverné

| N.º Tramo | Producción energética anual (kWh) | N.º Tramo | Producción energética anual (kWh) | N.º Tramo | Producción energética anual (kWh) |
|-----------|-----------------------------------|-----------|-----------------------------------|-----------|-----------------------------------|
| 1         | 507389,423                        | 19        | 1338462,293                       | 37        | 752335,0042                       |
| 2         | 1775887,485                       | 20        | 1172254,254                       | 38        | 1880854,82                        |
| 3         | 1382221,125                       | 21        | 463656,4502                       | 39        | 1093515,721                       |
| 4         | 1128521,45                        | 22        | 253693,972                        | 40        | 253694,6873                       |
| 5         | 629866,9728                       | 23        | 253693,972                        | 41        | 1093514,837                       |
| 6         | 855668,3404                       | 24        | 586130,9793                       | 42        | 463653,6942                       |
| 7         | 1128524,565                       | 25        | 1259737,344                       | 43        | 1259737,344                       |
| 8         | 586130,07                         | 26        | 2090813,462                       | 44        | 1679638,138                       |
| 9         | 1382220,867                       | 27        | 1382210,563                       | 45        | 2222031,058                       |
| 10        | 1880856,435                       | 28        | 1880854,199                       | 46        | 1172257,135                       |
| 11        | 279936,8665                       | 29        | 3219330,25                        | 47        | 1548430,615                       |
| 12        | 2930655,432                       | 30        | 1128517,475                       | 48        | 1006046,115                       |
| 13        | 1679655,677                       | 31        | 3009377,733                       | 49        | 1259736,163                       |
| 14        | 2257029,074                       | 32        | 1215987,884                       | 50        | 673609,552                        |
| 15        | 1469701,882                       | 33        | 1128521,144                       | 51        | 673609,552                        |
| 16        | 717347,8369                       | 34        | 341179,8585                       | 52        | 586128,998                        |
| 17        | 463654,1375                       | 35        | 507389,423                        | Total     | 61779621,05                       |
| 18        | 1049778,922                       | 36        | 1679638,138                       | 37        | 752335,0042                       |

Tabla. 46. Análisis de la producción energética anual por tramo en la acequia de Sora. Fuente: Elaboración propia.

## Anexo 9: Agrupación de tramos de canal

En este anexo se muestra la agrupación de tramos del canal que estarían conectados a un inversor central o a una agrupación de inversores y conectados por medio de una línea de media tensión hasta el centro de seccionamiento, donde se haría la evacuación de este segmento.

Lo que se muestra aquí es una posible configuración para la agrupación de estos tramos que tendrían una línea de evacuación común y por tanto un mismo punto de conexión a la red. Además, se muestra la energía producida en cada segmento como la suma de la producción energética anual de todos los tramos que componen cada segmento. Para la agrupación de tramos en un mismo segmento se ha tenido en cuenta la cercanía de los tramos. Es decir, un tramo que esté alejado del siguiente no puede estar conectado bajo este criterio, y además los segmentos se componen por tramos hasta sumar entre 1 MW y 2 MW de capacidad instalada.

Primero se ofrece una tabla de los segmentos a los que pertenece cada tramo y luego se expone la potencia instalada de cada uno de los segmentos.

### Zona Aragón 1 - Sofuentes a Farasdues

| N.º Tramo | Capacidad instalada PV (kW) | Segmentos a los que pertenece el tramo | N.º Tramo | Capacidad instalada PV (kW) | Segmentos a los que pertenece el tramo |
|-----------|-----------------------------|----------------------------------------|-----------|-----------------------------|----------------------------------------|
| 3         | 429,22                      | N1                                     | 44        | 4302,08                     | N29-32                                 |
| 4         | 971,82                      | N1                                     | 45        | 151,17                      | N33                                    |
| 5         | 894,88                      | N2                                     | 46        | 2317,96                     | N33-34-35                              |
| 6         | 494,91                      | N2                                     | 47        | 667,67                      | N35                                    |
| 7         | 519,65                      | N3                                     | 61        | 214,16                      | N36                                    |
| 8         | 452,16                      | N3                                     | 62        | 1266,06                     | N36                                    |
| 9         | 1656,59                     | N4                                     | 65        | 391,43                      | N37                                    |
| 10        | 715,36                      | N5                                     | 66        | 290,19                      | N37                                    |
| 11        | 453,51                      | N5                                     | 67        | 647,88                      | N37                                    |
| 12        | 1990,42                     | N6-N7                                  | 68        | 742,36                      | N38                                    |
| 13        | 1505,41                     | N8-N9                                  | 69        | 1194,52                     | N38-39                                 |
| 14        | 834,14                      | N9                                     | 70        | 391,43                      | N39                                    |
| 15        | 214,61                      | N10                                    | 74        | 1356,49                     | N40                                    |
| 16        | 1990,42                     | N10-N11                                | 75        | 1714,17                     | N41                                    |
| 17        | 1026,70                     | N12                                    | 76        | 742,36                      | N42                                    |
| 18        | 2891,15                     | N13-14                                 | 86        | 405,82                      | N43                                    |
| 19        | 453,51                      | N15                                    | 87        | 712,66                      | N43                                    |
| 20        | 1026,70                     | N15                                    | 88        | 331,59                      | N44                                    |
| 21        | 2185,68                     | N16-17                                 | 89        | 287,05                      | N44                                    |
| 22        | 2317,96                     | N18                                    | 90        | 1207,57                     | N44-45                                 |
| 23        | 743,26                      | N19                                    | 91        | 772,05                      | N46                                    |
| 24        | 692,87                      | N20                                    | 92        | 3241,63                     | N47-49                                 |
| 25        | 422,02                      | N20                                    | 93        | 1019,51                     | N50                                    |
| 26        | 604,69                      | N20                                    | 94        | 618,63                      | N51                                    |
| 27        | 302,34                      | N21                                    | 95        | 890,83                      | N51                                    |
| 28        | 245,65                      | N21                                    | 96        | 1138,28                     | N52                                    |

|    |         |        |     |         |        |
|----|---------|--------|-----|---------|--------|
| 29 | 365,33  | N21    | 97  | 98,98   | N52    |
| 30 | 907,03  | N22    | 98  | 1019,51 | N53    |
| 31 | 1177,88 | N23    | 99  | 1276,86 | N54    |
| 32 | 365,33  | N24    | 100 | 569,14  | N55    |
| 33 | 245,65  | N24    | 101 | 831,44  | N55    |
| 34 | 516,50  | N24    | 102 | 272,65  | N56    |
| 35 | 302,34  | N24    | 103 | 156,57  | N56    |
| 36 | 453,51  | N24    | 104 | 296,94  | N56    |
| 37 | 302,34  | N25    | 105 | 736,96  | N56-57 |
| 38 | 1448,72 | N25-26 | 106 | 323,94  | N57    |
| 39 | 755,86  | N26-27 | 108 | 116,08  | N57    |
| 40 | 636,18  | N27    | 109 | 361,73  | N57    |
| 41 | 270,85  | N28    | 110 | 45,89   | N57    |
| 42 | 755,86  | N28    |     |         |        |
| 43 | 245,65  | N29    |     |         |        |

Tabla. 47. Clasificación de los tramos por secciones de agrupación en la Zona Aragón 1. Fuente: Elaboración propia.

| N.º Segmento | Capacidad instalada PV (kW) | N.º Segmento | Capacidad instalada PV (kW) | N.º Segmento | Capacidad instalada PV (kW) |
|--------------|-----------------------------|--------------|-----------------------------|--------------|-----------------------------|
| N1           | 1401,03                     | N21          | 913,33                      | N41          | 1000                        |
| N2           | 1389,79                     | N22          | 1042,451897                 | N42          | 1456,53                     |
| N3           | 971,82                      | N23          | 1042,451897                 | N43          | 1118,49                     |
| N4           | 1656,59                     | N24          | 1883,34                     | N44          | 1000                        |
| N5           | 1168,88                     | N25          | 1000                        | N45          | 826,20                      |
| N6           | 1000                        | N26          | 1000                        | N46          | 1000                        |
| N7           | 990,42                      | N27          | 1143,1                      | N47          | 1000                        |
| N8           | 1000                        | N28          | 1026,70                     | N48          | 1000                        |
| N9           | 1339,55                     | N29          | 1547,74                     | N49          | 1013,69                     |
| N10          | 1000                        | N30          | 1000                        | N50          | 1019,51                     |
| N11          | 1205,03                     | N31          | 1000                        | N51          | 1509,46                     |
| N12          | 1026,70                     | N32          | 1000                        | N52          | 1237,26                     |
| N13          | 1000                        | N33          | 1000                        | N53          | 1019,51                     |
| N14          | 1891,15                     | N34          | 1000                        | N54          | 1276,86                     |
| N15          | 1480,22                     | N35          | 1136,80                     | N55          | 1400,58                     |
| N16          | 1000                        | N36          | 1480,22                     | N56          | 1000                        |
| N17          | 1185,68                     | N37          | 1329,50                     | N57          | 1310,76                     |
| N18          | 1530,6                      | N38          | 1000                        |              |                             |
| N19          | 1530,6                      | N39          | 1328,31                     |              |                             |
| N20          | 1719,57                     | N40          | 1356,49                     |              |                             |

Tabla. 48. Capacidad instalada por secciones de agrupación en la Zona Aragón 1. Fuente: Elaboración propia.

### Zona Aragón 2 – De luna hasta el final de canal de Bardenas

| N.º Tramo | Capacidad instalada PV (kW) | Segmentos a los que pertenece el tramo | N.º Tramo | Capacidad instalada PV (kW) | Segmentos a los que pertenece el tramo |
|-----------|-----------------------------|----------------------------------------|-----------|-----------------------------|----------------------------------------|
|-----------|-----------------------------|----------------------------------------|-----------|-----------------------------|----------------------------------------|

|    |         |    |    |         |       |
|----|---------|----|----|---------|-------|
| 1  | 734,26  | 1  | 23 | 1382,14 | 14    |
| 2  | 1329,05 | 1  | 24 | 1857,25 | 15    |
| 3  | 270,85  | 2  | 25 | 280,75  | 16    |
| 4  | 1979,62 | 2  | 26 | 1634,09 | 16    |
| 5  | 1634,09 | 3  | 27 | 791,85  | 16    |
| 6  | 244,75  | 3  | 28 | 1756,47 | 17    |
| 7  | 2238,77 | 4  | 29 | 691,07  | 18    |
| 8  | 1137,38 | 5  | 30 | 269,95  | 18    |
| 9  | 1446,93 | 6  | 31 | 175,47  | 18    |
| 10 | 482,31  | 7  | 32 | 386,93  | 18    |
| 11 | 86,38   | 7  | 34 | 614,13  | 19    |
| 12 | 791,85  | 7  | 35 | 1774,91 | 19    |
| 13 | 431,92  | 8  | 36 | 453,51  | 20    |
| 14 | 619,08  | 8  | 37 | 4516,24 | 20-24 |
| 15 | 1410,93 | 9  | 38 | 2802,97 | 25-26 |
| 16 | 1979,62 | 10 | 39 | 2773,72 | 27-28 |
| 17 | 2202,78 | 11 | 40 | 1929,23 | 29    |
| 18 | 691,07  | 11 | 41 | 2274,77 | 30-31 |
| 19 | 453,51  | 12 | 42 | 2497,93 | 32-33 |
| 20 | 1720,47 | 12 | 43 | 2202,78 | 34-35 |
| 21 | 863,84  | 13 | 23 | 1382,14 | 14    |
| 22 | 763,05  | 13 | 24 | 1857,25 | 15    |

Tabla. 49. Clasificación de los tramos por secciones de agrupación en la Zona Aragón 2. Fuente: Elaboración propia.

| N.º<br>Segmento | Capacidad<br>instalada PV<br>(kW) | N.º<br>Segmento | Capacidad<br>instalada PV<br>(kW) | N.º<br>Segmento | Capacidad<br>instalada PV<br>(kW) |
|-----------------|-----------------------------------|-----------------|-----------------------------------|-----------------|-----------------------------------|
| 1               | 2063,31                           | 13              | 1626,89                           | 25              | 1400                              |
| 2               | 2250,47                           | 14              | 1382,14                           | 26              | 1402,97                           |
| 3               | 1878,84                           | 15              | 1857,25                           | 27              | 1386,86                           |
| 4               | 2238,77                           | 16              | 2706,69                           | 28              | 1386,86                           |
| 5               | 1137,38                           | 17              | 1756,47                           | 29              | 1929,23                           |
| 6               | 1446,93                           | 18              | 1523,41                           | 30              | 1000                              |
| 7               | 1360,54                           | 19              | 2389,05                           | 31              | 1274,77                           |
| 8               | 1051,00                           | 20              | 1000                              | 32              | 1000                              |
| 9               | 1410,93                           | 21              | 1000                              | 33              | 1497,93                           |
| 10              | 1979,62                           | 22              | 1000                              | 34              | 1000                              |
| 11              | 2893,85                           | 23              | 1000                              | 35              | 1202,78                           |
| 12              | 2173,99                           | 24              | 1423,27                           |                 |                                   |

Tabla. 50. Capacidad instalada por secciones de agrupación en la Zona Aragón 2. Fuente: Elaboración propia.

### Zona Aragón 3 - Luna a Embalse de final del canal

| N.º Tramo | Capacidad instalada PV (kW) | Segmentos a los que pertenece el tramo | N.º Tramo | Capacidad instalada PV (kW) | Segmentos a los que pertenece el tramo |
|-----------|-----------------------------|----------------------------------------|-----------|-----------------------------|----------------------------------------|
| 1         | 391,43                      | 1                                      | 27        | 1066,30                     | 13                                     |
| 2         | 1369,99                     | 1                                      | 28        | 1450,97                     | 14                                     |
| 3         | 1066,30                     | 2                                      | 29        | 2483,53                     | 14                                     |
| 4         | 870,58                      | 3                                      | 30        | 870,58                      | 14                                     |
| 5         | 357,68                      | 3                                      | 31        | 2321,56                     | 15                                     |
| 6         | 485,91                      | 4                                      | 32        | 938,07                      | 16                                     |
| 7         | 870,58                      | 4                                      | 33        | 870,58                      | 16                                     |
| 8         | 452,16                      | 5                                      | 34        | 263,20                      | 17                                     |
| 9         | 1066,30                     | 5                                      | 35        | 391,43                      | 17                                     |
| 10        | 1450,97                     | 6                                      | 36        | 1295,75                     | 17                                     |
| 11        | 215,96                      | 6                                      | 37        | 580,39                      | 17                                     |
| 12        | 2260,82                     | 7                                      | 38        | 1450,97                     | 18                                     |
| 13        | 1295,75                     | 7                                      | 39        | 843,59                      | 19                                     |
| 14        | 1741,17                     | 8                                      | 40        | 195,71                      | 19                                     |
| 15        | 1133,78                     | 8                                      | 41        | 843,59                      | 20                                     |
| 16        | 553,39                      | 8                                      | 42        | 357,68                      | 20                                     |
| 17        | 357,68                      | 9                                      | 43        | 971,82                      | 21                                     |
| 18        | 809,85                      | 9                                      | 44        | 1295,75                     | 21                                     |
| 19        | 1032,55                     | 10                                     | 45        | 1714,17                     | 22                                     |
| 20        | 904,33                      | 10                                     | 46        | 904,33                      | 23                                     |
| 21        | 357,68                      | 11                                     | 47        | 1194,52                     | 24                                     |
| 22        | 195,71                      | 11                                     | 48        | 776,10                      | 25                                     |
| 23        | 195,71                      | 11                                     | 49        | 971,82                      | 25                                     |
| 24        | 452,16                      | 11                                     | 50        | 519,65                      | 25                                     |
| 25        | 971,82                      | 12                                     | 51        | 519,65                      | 26                                     |
| 26        | 1612,94                     | 12                                     | 52        | 452,16                      | 26                                     |

Tabla. 51. Clasificación de los tramos por secciones de agrupación en la acequia de Sora. Fuente: Elaboración propia.

| N.º Segmento | Capacidad instalada PV (kW) | N.º Segmento | Capacidad instalada PV (kW) | N.º Segmento | Capacidad instalada PV (kW) |
|--------------|-----------------------------|--------------|-----------------------------|--------------|-----------------------------|
| 1            | 1761,42                     | 11           | 1201,27                     | 21           | 2267,57                     |
| 2            | 1066,30                     | 12           | 2584,76                     | 22           | 1714,17                     |
| 3            | 1228,27                     | 13           | 1066,30                     | 23           | 904,33                      |
| 4            | 1356,49                     | 14           | 4805,09                     | 24           | 1194,52                     |
| 5            | 1518,46                     | 15           | 2321,56                     | 25           | 2267,57                     |
| 6            | 1666,93                     | 16           | 1808,66                     | 26           | 971,82                      |
| 7            | 3556,57                     | 17           | 2530,77                     |              |                             |
| 8            | 3428,35                     | 18           | 1450,97                     |              |                             |
| 9            | 1167,53                     | 19           | 1039,30                     |              |                             |
| 10           | 1936,88                     | 20           | 1201,27                     |              |                             |

Tabla. 52. Capacidad instalada por secciones de agrupación en la acequia de Sora. Fuente: Elaboración propia.

## Anexo 10: Tablas de cálculo para el análisis de la evaporación prevenida

En este capítulo se procederá a calcular la evaporación media durante el año mediante el cálculo del valor medio de la evaporación en cada uno de los meses tomando los datos de registro meteorológico de Sádaba por medio de la base de datos presente en la web Weather Spark. La ecuación para el cálculo de la evaporación utilizada es la siguiente:

$$E_{OW} \approx 0.051 \cdot (1 - \alpha) \cdot R_S \cdot \sqrt{T + 9.5} - 2.4 \cdot \left(\frac{R_S}{R_A}\right)^2 + 0.052 \cdot (T + 20) \cdot \left(1 - \frac{RH}{100}\right) \cdot (a_u - 0.38 + 0.54u)$$

Se comenzará por calcular la radiación extraterrestre mediante la siguiente expresión

$$R_A \approx 3 \cdot N \cdot \sin \cdot (0.131N - 0.95\phi), \text{ si } |\phi| > \frac{23.5 \cdot \pi}{180}$$

Para ello habrá que calcular el número de horas de luz por día cuando el cielo está despejado o mayormente despejado con la expresión que se muestra a continuación

$$N \approx 4 \cdot \phi \cdot \sin \cdot (0.53i - 1.65) + 12$$

Como la expresión anterior depende del número de mes y de la latitud, sabiendo que la latitud del lugar de estudio es 0,738 rad, aquí se muestra el cálculo de ambas variables por mes

| Número de mes, $i$ | Número de horas de luz por día, $N$ | Radiación extraterrestre, $R_A$ (MJ/m <sup>2</sup> /d) |
|--------------------|-------------------------------------|--------------------------------------------------------|
| 1                  | 9,342903495                         | 13,99545602                                            |
| 2                  | 10,35762226                         | 18,94676385                                            |
| 3                  | 11,82298625                         | 26,59348561                                            |
| 4                  | 13,33692031                         | 34,62708601                                            |
| 5                  | 14,48402235                         | 40,44060066                                            |
| 6                  | 14,94954377                         | 42,66262629                                            |
| 7                  | 14,6057521                          | 41,03088031                                            |
| 8                  | 13,5469789                          | 35,71937756                                            |
| 9                  | 12,06373656                         | 27,87665829                                            |
| 10                 | 10,56300581                         | 19,99115292                                            |
| 11                 | 9,45656595                          | 14,53012552                                            |

Tabla. 53. Cálculo de la radiación extraterrestre por mes. Fuente: Elaboración propia.

Ahora se calcula la evaporación para cada mes según el valor medio mensual de la velocidad del viento, temperatura, número de horas de luz solar y humedad relativa. Aquí se muestra la tabla de los valores mensuales y el cálculo de la evaporación media mensual de acuerdo con la expresión indicada al principio.

| Número de mes     | horas de luz natural por día, h | Ratio de tiempo despejado   | Número de horas de luz solar diarias, n | Radiación solar media por mes, Rs (MJ/m <sup>2</sup> /d) |
|-------------------|---------------------------------|-----------------------------|-----------------------------------------|----------------------------------------------------------|
| 1                 | 9,5                             | 0,5                         | 4,75                                    | 8,776575882                                              |
| 2                 | 10,6                            | 0,54                        | 5,724                                   | 12,09105019                                              |
| 3                 | 12                              | 0,54                        | 6,48                                    | 16,94061465                                              |
| 4                 | 13,4                            | 0,55                        | 7,37                                    | 22,09728651                                              |
| 5                 | 14,6                            | 0,56                        | 8,176                                   | 25,92731912                                              |
| 6                 | 15,2                            | 0,67                        | 10,184                                  | 28,59702293                                              |
| 7                 | 14,9                            | 0,82                        | 12,218                                  | 29,09622552                                              |
| 8                 | 13,8                            | 0,77                        | 10,626                                  | 24,86409376                                              |
| 9                 | 12,4                            | 0,64                        | 7,936                                   | 18,52291948                                              |
| 10                | 11                              | 0,54                        | 5,94                                    | 12,80603236                                              |
| 11                | 9,8                             | 0,51                        | 4,998                                   | 9,184934298                                              |
| 12                | 9,1                             | 0,5                         | 4,55                                    | 7,906134824                                              |
| Temperatura media | Humedad relativa                | Velocidad del viento (Km/h) | Velocidad viento en m/s                 | Evaporación media (mm/d)                                 |
| 5                 | 76                              | 14,1                        | 3,917                                   | 1,477579982                                              |
| 6,5               | 71                              | 15,1                        | 4,194                                   | 2,444759043                                              |
| 9                 | 64                              | 15,4                        | 4,278                                   | 4,035522689                                              |
| 11,5              | 62                              | 15,4                        | 4,278                                   | 5,597619103                                              |
| 15,5              | 60                              | 14,5                        | 4,028                                   | 7,159890279                                              |
| 20                | 56                              | 14,1                        | 3,917                                   | 8,712416102                                              |
| 22,5              | 53                              | 14                          | 3,889                                   | 9,341095941                                              |
| 22,5              | 57                              | 13,1                        | 3,639                                   | 7,893026282                                              |
| 19                | 61                              | 13                          | 3,611                                   | 5,612747641                                              |
| 14                | 70                              | 13,3                        | 3,694                                   | 3,314930367                                              |
| 9                 | 75                              | 13,9                        | 3,861                                   | 1,914388376                                              |

Tabla. 54. Cálculo de la evaporación media por mes. Fuente: Elaboración propia.

Por tanto, el valor de la evaporación media anual según los cálculos es de 4.9 mm/d.

## Bibliografía

A. Colmenar-Santos, A. B.-E. C. d. P.-R. D. B. D., 2016. Water canal use for the implementation and efficiency optimization of photovoltaic facilities: Tajo-Segura transfer scenario. *Solar Energy*, Volumen Solar Energy 126, pp. 186-194.

ANTAI, s.f. *Antai Solar*. [En línea]

Available at: [https://www.antisolar.com/steel-carport-solar-mounting-system\\_p31.html](https://www.antisolar.com/steel-carport-solar-mounting-system_p31.html)

Atersa, s.f. [En línea]

Available at: <https://atersa.shop/panel-solar-450w-a-450m-atersa-gs-m6x24/>

B. McKuin, A. Z. J. T. R. B. J. H. V. T. P. J. C., 2021. Energy and water co-benefits from covering canals with solar panels.

Bachu, J., 2022. *A Designer's Guide to PVsyst: Part 05*. [En línea]

Available at: <https://insolare.com/a-designers-guide-to-pvsyst-part-05/>

Bardenas, C. G. d. R. d. C. d., s.f. *Descripción y funcionamiento del sistema hidráulico de Bardenas*. [En línea]

Available at: <http://www.cgbardenas.com/descripcion>

Bayod Rújula, A. A., 2009. *Sistemas fotovoltaicos*. 1ª ed. Zaragoza: Prensas Universitarias de Zaragoza.

Byrne J., T. J. K. L. K. K., 2015. A review of the solar city concept and methods to assess rooftop solar electric potential, with an illustrative application to the city of Seoul. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volumen Volume 41, pp. 830-844.

Camilo Arancibia Bulnes, R. B. y. B., 2010. Energía del sol. *Revista Ciencia*.

CHEbro, P., 2023. *Canal de Bardenas*. [En línea]

Available at: <https://www.chebro.es/canal-de-bardenas>

Dhanabal R., B. V. R. R. P. A. D. S. M. P., 2013. Comparison of Efficiencies of Solar Tracker systems with static panel Single-Axis Tracking System and Dual-Axis Tracking System with Fixed Mount. *International Journal of Engineering and Technology (IJET)*, Vol 5(No 2), pp. 1925 - 1933.

dices.net, s.f. *Mapa satélite de Canal de las Bardenas Reales en Navarra*. [En línea]

Available at: <https://www.dices.net/espana/mapa-Navarra-Canal-de-las-Bardenas-Reales-1810211>

Dragan Jovcic, B. T. O., 2010. Tapping on HVDC lines using DC transformers. *Electric Power Systems Research*, 81(2), pp. 561-569.

factorenergía, 2023. *Energía solar: todo lo que tienes que saber*. [En línea]

Available at: <https://www.factorenergia.com/es/blog/autoconsumo-electrico/energia-solar/>

GridPIQ, s.f. [En línea]

Available at: [https://gridpiq.pnnl.gov/v2-](https://gridpiq.pnnl.gov/v2-beta/doc/technologies/pv/#:~:text=PV%20Ground%20Coverage%20Ratio&text=The%20GCR%20defines%20the%20ratio,is%20covered%20by%20the%20modules.)

[beta/doc/technologies/pv/#:~:text=PV%20Ground%20Coverage%20Ratio&text=The%20GCR%20defines%20the%20ratio,is%20covered%20by%20the%20modules.](https://gridpiq.pnnl.gov/v2-beta/doc/technologies/pv/#:~:text=PV%20Ground%20Coverage%20Ratio&text=The%20GCR%20defines%20the%20ratio,is%20covered%20by%20the%20modules.)

<https://es.weatherspark.com>, s.f. [En línea]

Available at: <https://es.weatherspark.com/y/40819/Clima-promedio-en-S%C3%A1daba-Espa%C3%B1a-durante-todo-el-a%C3%B1o>

<https://www.datosmundial.com>, s.f. <https://www.datosmundial.com/europa/espana/clima-aragon.php>. [En línea].

<https://www.iberdrola.com>, s.f. <https://www.iberdrola.com>. [En línea]

Available at: <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-solar-fotovoltaica/planta-fotovoltaica-nunez-de-balboa>

I. Kougias, K. B. A. J.-W. M. M.-G. F. M.-F. H. O. S. S., 2016. The potential of water infrastructure to accommodate solar PV systems. *Solar Energy*, Issue 136, pp. 174-182.

iagua, 2023. *Embalse de Laverne*. [En línea]

Available at: <https://www.iagua.es/data/infraestructuras/embalses/laverne>

iagua, 2023. *Embalse de Yesa*. [En línea]

Available at: <https://www.iagua.es/data/infraestructuras/embalses/yesa>

Ibarra, P., 2004. La diversidad edáfica del territorio aragonés.

IGEAR, I. G. d. A., s.f. *Instituto Geográfico de Aragón*. [En línea]

Available at: <https://idearagon.aragon.es/atlas/Aragon/info/actividades-economicas/industria--energia-y-minas/media-tension--menos-30kv>

Infinita, G., 2018. *El clima de España a través de los mapas*. [En línea]

Available at: <https://www.geografiainfinita.com/2018/09/clima-de-espana/#:~:text=El%20clima%20mediterr%C3%A1neo%20seco%20es,zonas%20en%20%C3%A1reas%20muy%20%C3%A1ridas.>

Kennedy, R., 2023. *pv magazine*. [En línea]

Available at: <https://www.pv-magazine.es/2023/03/02/guia-para-entender-las-perdidas-en-la-produccion-solar/#:~:text=En%20regiones%20con%20frecuentes%20dep%C3%B3sitos,el%202%25%2C%20seg%C3%BAAn%20Aurora.>

Laboratory, N. R. E., 2015. *Modeling Photovoltaic Module-Level Power Electronics in the*. [En línea]

Available at: <https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/64113.pdf>

M. Kumar, A. K., 2019. Experimental validation of performance and degradation study of canal-top photovoltaic systems. *Applied Energy*, Issue 243, pp. 102-118.

Mapcarta, s.f. *Mapcarta: Canal de las Bardenas*. [En línea]

Available at: <https://mapcarta.com/es/18603086>

Mulcué-Nieto, L. F., 2013. Desarrollo de herramientas para el dimensionado y simulación de sistemas fotovoltaicos en Colombia. Aplicación a la ciudad de Manizales.

OMIE, 2019. *Informe Anual 2019*, s.l.: s.n.

OMIE, 2022. *Informe Anual 2022*, s.l.: s.n.

OMIE, s.f. *OMIE*. [En línea]

Available at: <https://www.omie.es/>

- PrysmianGroup, 2020. *Cables para instalaciones de energía fotovoltaica*. [En línea]  
Available at: <https://es.prysmiangroup.com/sites/default/files/atoms/files/CAT-SOLAR-GC-2020-ES.pdf>
- PVGIS, s.f. Issue [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-online-tool\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-online-tool_en).
- Redeia, 2023. *Informe resumen de energías renovables (2022)*, s.l.: s.n.
- Roca, R., 2023. Solaria conecta a la red la planta fotovoltaica más grande de Europa con 626 MW en Trillo. *El periódico de la energía*, 06 03.
- Ruiz, Á., 2022. *EL MAYOR PARQUE SOLAR DE EUROPA ESTÁ EN ESPAÑA*. [En línea]  
Available at: <https://esenergia.es/mayor-planta-solar-de-europa/#:~:text=%C2%BFC%C3%BAal%20es%20el%20mayor%20parque,capacidad%20instalada%20de%20590%20MWp>.
- S. El Baradei, M. A. S., 2020. Effect of solar canals on evaporation, water quality and power production: An optimization study.
- Solar, A., 2023. *Understanding PV System Losses, Part 1: Nameplate, Mismatch, and LID Losses*. [En línea]  
Available at: <https://aurorasolar.com/blog/understanding-pv-system-losses-part-1/#:~:text=Mismatch%20loss%20refers%20to%20losses,error%20range%20on%20rated%20power>.
- Solar, A., 2023. *Understanding PV System Losses, Part 2: Wiring, Connections, and System Availability*. [En línea]  
Available at: <https://aurorasolar.com/blog/understanding-pv-system-losses-part-2-wiring-connections-and-system-availability/>
- Tuba Tuzer, R. Y. G. Y., 2017. Evaluation of approaches used for optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volumen 73, pp. 840-853.
- Urja, A., 2016. Canal Top Solar PV Plant in Gujarat A Unique Nexus of Energy, Land, and Water. pp. 20-23.
- Valiantzas, J. D., 2006. Simplified versions for the Penman evaporation equation using routine weather data. Volume 331( 3–4), pp. 690-702.
- Villanueva, M. J., 2023. La cuenca del Ebro ha vivido ya cinco sequías en las cuatro últimas décadas. *Heraldo de Aragón*.
- WeatherSpark, s.f. *El clima y el tiempo promedio en todo el año en Sádaba*. [En línea]  
Available at: [https://es.weatherspark.com/y/40819/Clima-promedio-en-S%C3%A1daba-Espa%C3%B1a-durante-todo-el-a%C3%B1o#google\\_vignette](https://es.weatherspark.com/y/40819/Clima-promedio-en-S%C3%A1daba-Espa%C3%B1a-durante-todo-el-a%C3%B1o#google_vignette)
- Zaask, 2023. *Zaask - Plataforma Digital, S.A.*. [En línea]  
Available at: <https://www.zaask.es/cuanto-cuesta/cimentacion>

