



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO INSTALACIÓN DE APROVECHAMIENTO DE RECURSOS NATURALES EN UNA EXPLOTACIÓN GANADERA EN ÁVILA

Autor: José Luis Prados Escolar

Director: Antonio García de Garmendia

Madrid

Junio 2022

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Instalación de aprovechamiento de recursos naturales en una explotación ganadera en
Ávila

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2022/23 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

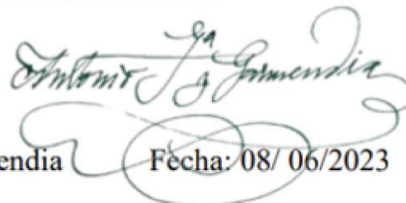


Fdo.: José Luis Prados Escolar

Fecha: 08/ 06/2023

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Antonio García de Garmendia

Fecha: 08/ 06/2023



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO INSTALACIÓN DE APROVECHAMIENTO DE RECURSOS NATURALES EN UNA EXPLOTACIÓN GANADERA EN ÁVILA

Autor: José Luis Prados Escolar

Director: Antonio García de Garmendia

Madrid

Junio 2022

INSTALACIÓN DE APROVECHAMIENTO DE RECURSOS NATURALES EN UNA EXPLOTACIÓN GANADERA EN ÁVILA

Autor: Prados Escolar, José Luis.

Director: García de Garmendia, Antonio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

En este proyecto se han planteado dos alternativas distintas para abastecer energéticamente a la finca Monte Valdetiétar de una forma sostenible. Por un lado, se ha evaluado una solución solar, y, por otro lado, una solución eólica.

Se ha llegado a la conclusión de que la solución óptima es la consistente en dos instalaciones solares fotovoltaicas.

Palabras clave: energía, renovable, solar, eólica, fotovoltaica, eléctrico.

1. Introducción

La finca Monte Valdetiétar es una ganadería de reses bravas que hace uso de energías no renovables para suministrar electricidad a los tres hogares existentes en la finca y a un molino con el que se muelen los piensos del ganado; además de para accionar un motor que consume gasoil, y que es necesario para extraer agua y llenar los abrevaderos del ganado.

En este proyecto, se ha planteado una transformación energética de esta ganadería para tratar de abastecer a los consumos anteriores a través del recurso natural óptimo, entre los dos estudiados, que son el recurso solar y el eólico.

2. Desarrollo del Proyecto

En primer lugar, se ha realizado una introducción en la que se da a conocer la ganadería y en la que se expone que existen dos zonas cuyos consumos eléctricos hay que considerar (zona del caserío y zona del pozo).

A partir de ahí, se ha realizado un estudio de la legislación que debe respetarse para llevar a cabo las instalaciones de autoconsumo que se han planteado, analizando tanto la legislación eléctrica como la medioambiental.

Posteriormente, se ha estudiado la demanda eléctrica de la ganadería, conociendo la energía consumida anualmente en la zona del caserío y la consumida anualmente por la electrobomba (consumo de la zona del pozo). Este consumo es el que se ha considerado para saber la energía que debe generarse con la instalación a diseñar.

Una vez conocida la demanda eléctrica, se han analizado en profundidad ambos recursos naturales (solar y eólico), y se ha obtenido la irradiación e irradiancia solar, así como la dirección y velocidad del viento en la finca de estudio, entre otras variables.

Se ha estudiado de forma independiente y exhaustiva la solución solar fotovoltaica y la solución eólica que serían necesarias para generar la energía consumida por el

caserío y por la electrobomba anualmente. Por lo que en ambos casos se ha planteado una instalación para abastecer al caserío, y otra para la electrobomba del pozo.

Para desarrollar la solución solar, se han estudiado primero las posibles pérdidas que habría en cada ubicación y los tejados en los que sería factible llevar a cabo la instalación, en función de su ángulo de azimut y de inclinación. A partir de ahí, se ha estudiado el número de paneles a instalar en función de la energía que producirían, los principales componentes de la instalación y una estimación económica de dicha instalación.

En cuanto a la solución eólica, se ha estudiado también el número de aerogeneradores necesarios para producir toda la energía consumida anualmente en la ganadería. Se ha comprobado, que esta opción no resulta factible en la zona del caserío por el gran número de aerogeneradores que serían necesarios, lo que hace que tenga un coste económico desmesurado y un impacto visual muy negativo.

La descripción y el esquema de las instalaciones elegidas se muestra en el siguiente apartado.

Una vez desarrolladas ambas alternativas se ha realizado una comparación para ver si es más conveniente llevar a cabo una instalación solar o eólica en la zona del pozo. Para tomar esta decisión, se ha comparado la cobertura de la demanda eléctrica, las subvenciones recibidas y el coste económico de las dos alternativas, y se ha concluido que la opción óptima es la instalación fotovoltaica.

Sabiendo las instalaciones óptimas, estas se han diseñado como se muestra en el apartado posterior, y se ha estudiado la forma de conexión de todos sus componentes.

A continuación, se ha realizado un estudio económico en el que se han calculado los costes de inversión, los gastos de mantenimiento de las instalaciones, y, en el caso de la instalación del caserío, los ingresos recibidos por el ahorro en la factura de la luz y por la venta de excedentes a red eléctrica, ya que esta instalación está acogida a la modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes acogida a compensación, mientras que la instalación del pozo está aislada, y, por lo tanto, no tiene ingresos.

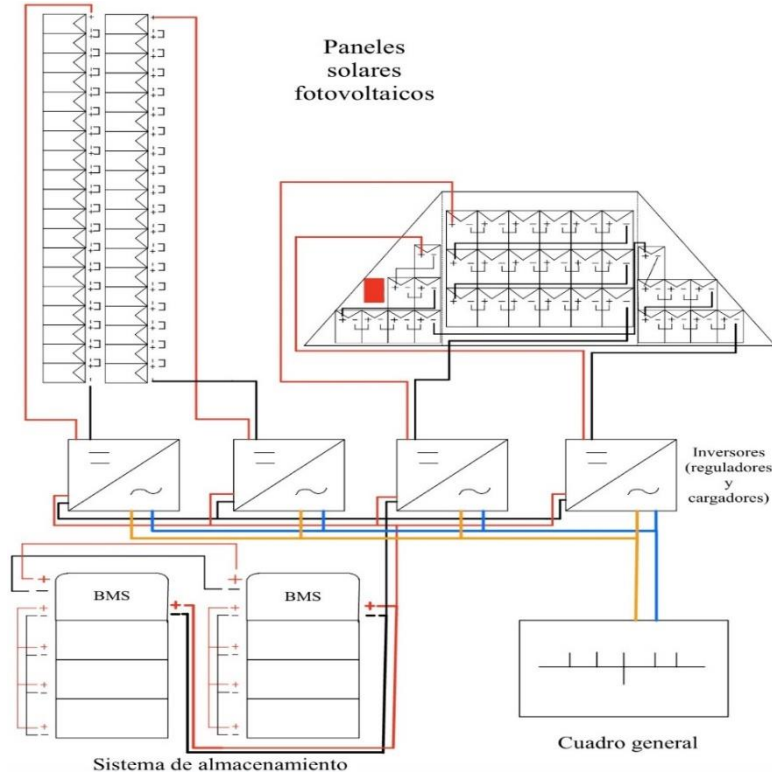
Finalmente, se ha realizado un estudio de impacto ambiental y se ha comprobado que las instalaciones son respetuosas con el medio ambiente.

3. Descripción de las instalaciones finales

En las figuras inferiores se muestran los esquemas de las instalaciones fotovoltaicas que se han decidido realizar en la zona del caserío y del pozo respectivamente.

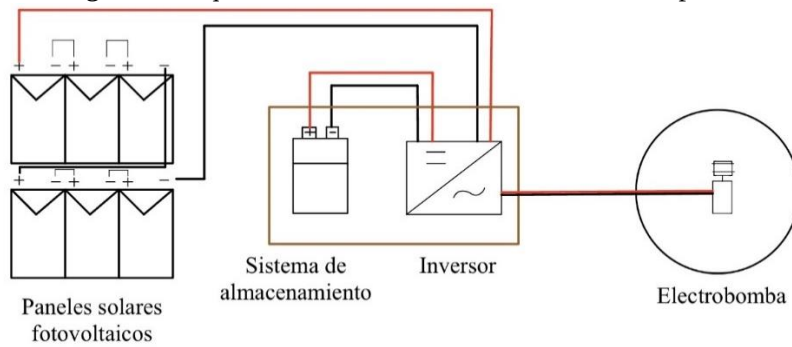
En ellas, se muestran los 71 paneles de la instalación del caserío, los 6 paneles de la del pozo y las conexiones entre todos los elementos de la instalación. Finalmente, la instalación del caserío abastecerá a los hogares y al molino de piensos, y la instalación de la zona del pozo a la electrobomba.

Figura 1: Esquema de la instalación fotovoltaica del caserío.



Fuente: Elaboración propia (2023).

Figura 2: Esquema de la instalación fotovoltaica del pozo.



Fuente: Elaboración propia (2023).

4. Resultados

Como resultado final del proyecto, se han realizado dos instalaciones fotovoltaicas, descartando la eólica por lo explicado en el segundo apartado de este resumen.

Los resultados obtenidos a lo largo del proyecto, en relación con la decisión final tomada, son los siguientes.

Tabla 1: Resultados obtenidos.

	Caserío	Pozo (electrobomba)
Consumo anual (kWh)	46 886	309
Producción anual (kWh)	56 069	4 086
Subvención (€)	28 345	3 005
C_N (€)	6 348	822
LCOE (€/kWh)	0,11	0,2
VAN (€)	207 551	NA

Fuente: Elaboración propia (2023).

5. Conclusiones

Se ha logrado el objetivo perseguido con el proyecto, abastecer energéticamente a la ganadería Monte Valdetiétar de una forma sostenible y, además, se ha conseguido un gran ahorro en la factura eléctrica.

INSTALLATION OF USE OF NATURAL RESOURCES IN A LIVESTOCK FARM IN ÁVILA

Author: Prados Escolar, José Luis

Supervisor: García de Garmendia, Antonio

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

In this project, two different alternatives have been proposed to supply energy to the Monte Valdetiétar farm in a sustainable way. It has been evaluated a solar solution on the one hand, and, on the other hand, a wind solution has been evaluated.

It has been concluded that the optimal solution is the one consisting of two photovoltaic solar installations.

Keywords: energy, renewable, solar, wind, photovoltaic, electric.

1. Introduction

The Monte Valdetiétar farm is a wild cattle ranch that uses non-renewable energy to supply electricity to the three houses on the farm and to a mill that grinds cattle feed; in addition to driving an engine that consumes diesel, and which is necessary to extract water and fill the cattle troughs.

In this project, an energy transformation of this livestock has been proposed to try to supply the previous consumption through the optimal natural resource, between the two studied, which are solar and wind.

2. Project development

In the first place, an introduction has been made in which the livestock is presented and in which it is stated that there are two areas whose electrical consumption must be considered (the farmhouse area and the well area).

From there, it has been carried out a study of the legislation that must be respected to develop the self-consumption installations that have been proposed, analyzing both electrical and environmental legislation.

Subsequently, the electrical demand of the livestock farm has been studied, knowing the energy consumed annually in the area of the farmhouse and the energy consumed annually by the electric pump (consumption in the area of the well). This consumption is the one that has been considered to know the energy that must be generated with the installation to be designed.

Once the electricity demand is known, both natural resources (solar and wind) have been analyzed in depth, and solar irradiation and irradiance have been obtained, as well as the direction and speed of the wind on the study farm, among other variables.

The photovoltaic solar solution and the wind solution that would be necessary to generate the energy consumed by the farmhouse and by the electric pump annually, have been studied independently and exhaustively. Therefore, in both cases, an

installation has been proposed to supply the hamlet, and another installation has been proposed for the electric pump of the well.

To develop the solar solution, first, it has been studied the possible losses that would occur in each location and the roofs on which it would be feasible to carry out the installation, depending on their azimuth and inclination angle. From there, it has been studied the number of panels to be installed according to the energy they would produce, the main components of the installation and an economic estimate of this installation.

Regarding the wind solution, the number of wind turbines necessary to produce all the energy consumed annually in the livestock farm, has also been studied. It has been verified that this option is not feasible in the hamlet area due to the large number of wind turbines that would be necessary to install, which means that it has an excessive economic cost and a very negative visual impact.

The description and diagram of the chosen facilities is shown in the following section.

Once both alternatives have been developed, a comparison has been made to see if it is more convenient to carry out a solar or wind installation in the area of the well. To make this decision, the coverage of the electricity demand, the subsidies received and the economic cost of the two alternatives have been compared, and it has been concluded that the optimal option is the photovoltaic installation.

Knowing the optimal facilities, these have been designed as it is shown in the later section, and it has been studied the way of connecting all its components.

Next, an economic study has been carried out in which there has been calculated the investment costs, the maintenance costs of the facilities, and, in the case of the farmhouse's installation, it has been calculated also the income received from the savings in the electricity bill and from the sale of surplus to the grid. This is due to the fact that this facility is covered by the self-consumption supply modality with surpluses covered by compensation, while the well facility is isolated, and therefore has no income.

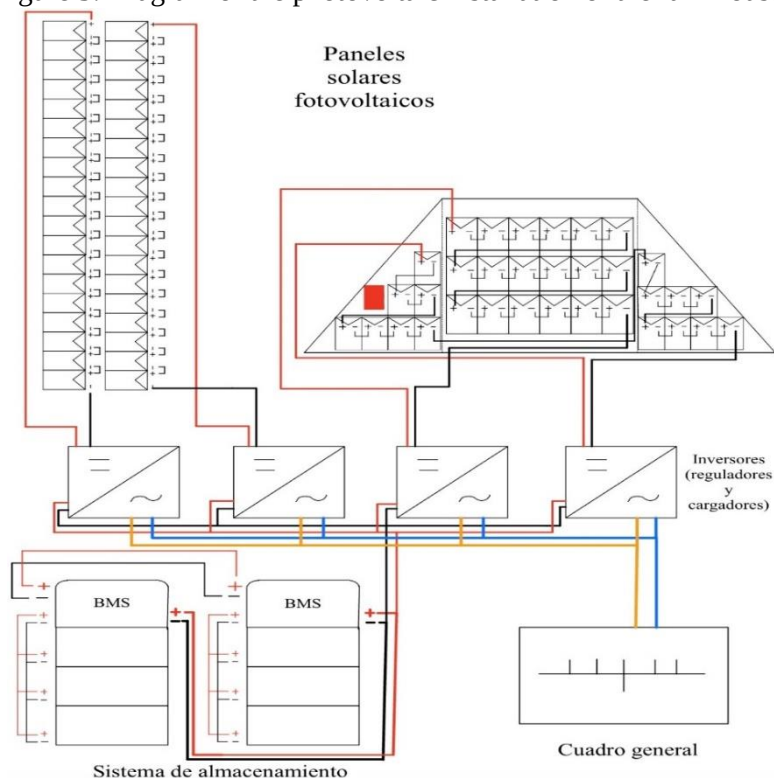
Finally, an environmental impact study has been carried out and it has been verified that the facilities are environmentally friendly.

3. Description of final facilities

The figures below show the diagrams of the photovoltaic installations that have been decided to carry out in the area of the hamlet and the well, respectively.

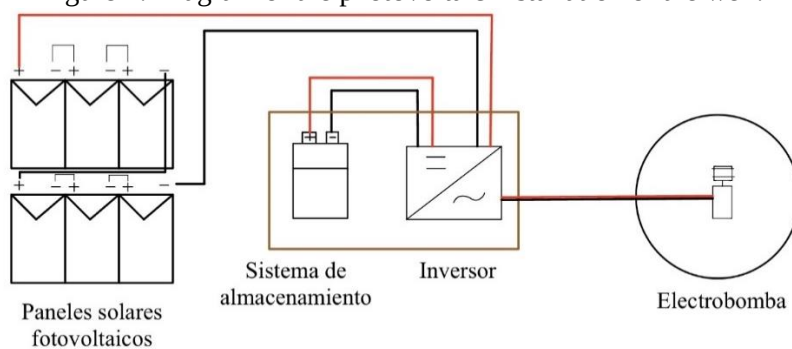
In them, the 71 panels of the farmhouse's installation, the 6 panels of the well's installation and the connections between all the elements of the systems, are shown. Finally, the installation of the farmhouse supply electricity to the homes and the feed mill, and the installation in the well's area supply electricity to the electric pump.

Figure 3: Diagram of the photovoltaic installation of the farmhouse.



Source: Own elaboration (2023).

Figure 4: Diagram of the photovoltaic installation of the well.



Source: Own elaboration (2023).

4. Results

As the final result of the project, two photovoltaic installations have been carried out, ruling out wind power as explained in the second section of this summary.

The results obtained throughout the project, in relation to the final decision made, are the following.

Table 2: Obtained results.

	Hamlet	Well (electric pump)
Annual electricity demand (kWh)	46 886	309
Annual production (kWh)	56 069	4 086
Grant (€)	28 345	3 005
C_N (€)	6 348	822
LCOE (€/kWh)	0,11	0,2
VAN (€)	207 551	NA

Source: Own elaboration (2023).

5. Conclusions

It has been achieved the final purpose of this project, supply energy to the whole livestock farm of Monte Valdetiétar in a sustainable way. In addition, it has been achieved to reduce the cost of electricity bill.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	23
Capítulo 2. Legislación vigente	27
2.1 Legislación eléctrica	27
2.2 Legislación medioambiental	27
Capítulo 3. Demanda eléctrica	29
3.1 Conclusiones	34
Capítulo 4. Recursos naturales	37
4.1 Recurso solar	40
4.1.1 Definiciones	40
4.1.2. Radiación solar en Ávila	40
4.1.3 Radiación solar en la finca Monte Valdetiétar	42
4.2 Recurso eólico	47
4.2.1 Definiciones	47
4.2.2 Recurso eólico en Castilla y León	47
4.2.3 Recurso eólico en la finca Monte Valdetiétar	49
4.3 Conclusiones	51
Capítulo 5. Solución solar	53
5.1 Evaluación de alternativas para situar la instalación fotovoltaica	54
5.2 Solución solar de la zona del caserío, tejado del guadarnés	55
5.2.1 Orientación e inclinación para la instalación de los paneles solares	55
5.2.2 Factibilidad de las instalaciones planteadas en función de sus pérdidas	58
5.2.3 Radiación solar	61
5.2.4 Pérdidas	64
5.2.5 Estudio energético	67
5.2.6 Baterías e inversores	70
5.3 Solución solar de la zona del caserío, tejado de la casa del ganadero	72
5.3.1 Orientación e inclinación para la instalación de los paneles solares	72
5.3.2 Factibilidad de las instalaciones planteadas en función de sus pérdidas	74
5.3.3 Radiación solar	75
5.3.4 Pérdidas	77
5.3.5 Estudio energético	79
5.3.6 Baterías e inversores	83
5.4 Estimación económica	83
5.5 Solución solar en la zona del pozo	84
5.5.1 Orientación e inclinación para la instalación de los paneles solares	84

5.5.2 Factibilidad de las instalaciones planteadas en función de sus pérdidas	84
5.5.3 Radiación solar	85
5.5.4 Pérdidas	88
5.5.5 Estudio energético	89
5.5.6 Baterías e inversores.....	93
5.5.7 Estimación económica.....	94
5.6 Modalidades de autoconsumo	94
5.7 Conclusiones	95
Capítulo 6. Solución eólica.....	97
6.1 Legislación eólica de carácter medioambiental.....	97
6.2 Solución eólica en la zona del caserío.....	99
6.2.1 El viento	99
6.2.2 Estudio energético	102
6.3 Solución eólica en la zona del pozo	110
6.3.1 El viento	110
6.3.2 Estudio energético	111
6.3.3 Baterías e inversores.....	115
6.3.4 Estimación económica.....	117
6.4 Conclusiones	117
Capítulo 7. Evaluación de alternativas y elección de la óptima	119
7.1 Evaluación energética	119
7.2 Evaluación económica.....	120
7.3 Ahorro en la factura eléctrica	121
7.4 Ayudas y subvenciones a las energías renovables	121
7.5 Ahorro por excedentes de producción vertidos a red eléctrica.....	124
7.6 Decisión.....	125
7.7 Conclusiones	125
Capítulo 8. Diseño de las instalaciones elegidas.....	127
8.1 Diseño de la solución solar de la zona del caserío.	127
8.1.1 Paneles fotovoltaicos e inversores.....	127
8.1.2 Soporte de los paneles fotovoltaicos	132
8.1.3 Sistema de almacenamiento	133
8.1.4 Cableado.....	135
8.1.5 Protecciones	140
8.1.6 Esquema de la instalación final	141
8.2 Diseño de la solución solar de la zona del pozo.....	143
8.2.1 Paneles fotovoltaicos e inversor	143

8.2.2 Soporte de los paneles fotovoltaicos	145
8.2.3 Sistema de almacenamiento	147
8.2.4 Cableado.....	148
8.2.5 Protecciones	150
8.2.6 Esquema de la instalación final	150
8.3 Conclusiones	151
Capítulo 9. Estudio económico	153
9.1 Instalación solar en el caserío.....	153
9.1.1 Costes de inversión.....	153
9.1.2 Costes de mantenimiento de la instalación.....	156
9.1.3 Ingresos	156
9.1.4 Viabilidad económica de la instalación.....	157
9.2 Instalación solar en la zona del pozo.....	165
9.2.1 Costes de inversión.....	165
9.2.2 Costes de mantenimiento de la instalación.....	170
9.2.3 Ingresos	170
9.2.4 Viabilidad económica de la instalación.....	170
9.3 Conclusiones	175
Capítulo 10. Impacto ambiental.....	177
10.1 Normativa medioambiental aplicada.....	177
10.2 Inventario ambiental.....	178
10.3 Identificar y valorar impactos	178
10.4 Definir medidas preventivas y correctoras.....	179
10.5 Programa de vigilancia y seguimiento ambiental.....	179
10.6 Alineamiento con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de Naciones Unidas	180
10.6.1 Energía asequible y no contaminante.....	180
10.6.2 Producción y consumo responsables.....	180
10.6.3 Acción por el clima	180
10.6.4 Vida de ecosistemas terrestres.....	180
10.7 Conclusiones	181
Capítulo 11. Conclusiones finales y desarrollos futuros	183
11.2 Desarrollos futuros	185
Anejo A. Cálculos	187
A.1 Pérdidas por orientación e inclinación	187
A.2 Pérdidas por sombras.....	191
A.3 Número de paneles en el tejado y potencia instalada	196
A.4 Diseño del cableado en la instalación del caserío	198

A.5 Diseño del cableado en la instalación del pozo	201
A.6 Diseño de la estructura soporte de los paneles solares en la zona del pozo	204
Anejo B. Documentación técnica	207
Anejo C. Análisis económico	225
C.1 Estimación económica de la solución solar	225
C.1.1 Estimación económica de la instalación en el caserío	225
C.1.2 Estimación económica de la instalación en el pozo.....	226
C.2 Estimación económica de la solución eólica	226
Bibliografía	229

Índice de figuras

Figura 1: Esquema de la instalación fotovoltaica del caserío.....	vi
Figura 2: Esquema de la instalación fotovoltaica del pozo.	vi
Figure 3: Diagram of the photovoltaic installation of the farmhouse.	x
Figure 4: Diagram of the photovoltaic installation of the well.	x
Figura 1.1: Imagen aérea de la finca Monte Valdetiétar.	23
Figura 3.1: Esquema eléctrico de la ganadería, contando con la electrobomba para representar todos los consumos.	29
Figura 3.2: Consumo de energía eléctrica de la ganadería.....	31
Figura 3.3: Casa del ganadero.....	32
Figura 3.4: Casa del mayoral.....	32
Figura 3.5: Casa del vaquero.....	32
Figura 4.1: Entrada de la finca, con instalaciones marcadas.....	37
Figura 4.2: Zona inferior de la finca, ubicación del pozo.	38
Figura 4.3: Visión de conjunta de la finca.	39
Figura 4.4: Mapa de la radiación solar global media diaria anual sobre superficie horizontal en España.	41
Figura 4.5: Mapa de radiación solar anual y horas anuales de sol efectivo por provincia.	42
Figura 4.6: Media de irradiación solar mensual entre 2005 y 2020.	43
Figura 4.7: Radiación difusa/Radiación global.	44
Figura 4.8: Media de temperatura mensual.	44
Figura 4.9: Irradiancia solar media del primer trimestre.....	45
Figura 4.10: Irradiancia solar media del segundo trimestre.	45
Figura 4.11: Irradiancia solar media del tercer trimestre.	46
Figura 4.12: Irradiancia solar media del cuarto trimestre.	46
Figura 4.13: Comparación de la potencia y cuota de mercado eólica en las C.C.A.A.	48
Figura 4.14: Cobertura de la demanda eléctrica con la eólica en España y sus C.C.A.A.	48
Figura 4.15: Velocidad media del viento en distintas alturas.....	49
Figura 4.16: Velocidad media del viento en función de la hora del día para una altura de 50 metros.....	50
Figura 4.17: Rosa de vientos.	51
Figura 5.1: Foto del Sol en las primeras horas de la mañana en la finca.	53
Figura 5.2: Tejado del guadarnés (izquierda de la foto) y tejado de la casa de ganadero (central en la foto).	54
Figura 5.3: Ángulo de inclinación.....	55
Figura 5.4: Ángulo de azimut.....	55

Figura 5.5: Tejado del guadarnés.	56
Figura 5.6: Dimensiones del guadarnés.	56
Figura 5.7: Orientación Sur en la finca Monte Valdetiétar.	57
Figura 5.8: Azimut del agua derecha del tejado del guadarnés.	57
Figura 5.9: Azimut del agua izquierda del tejado del guadarnés.	57
Figura 5.10: Máximas pérdidas permitidas.	58
Figura 5.11: Esfera de límites de pérdidas por orientación e inclinación.	59
Figura 5.12: Diagrama de la trayectoria de los rayos del sol.	60
Figura 5.13: Irradiancia global incidente sobre inclinación de 19° y azimut de 60°.	62
Figura 5.14: Parte de estudio del tejado del guadarnés.	69
Figura 5.15: Dimensiones del tejado del guadarnés.	69
Figura 5.16: Tejado de la casa del ganadero donde se plantea instalar los paneles.	72
Figura 5.17: Dimensiones del tejado utilizado de la casa del ganadero.	73
Figura 5.18: Azimut del tejado de la casa del ganadero.	73
Figura 5.19: Irradiancia global incidente sobre inclinación de 30° y azimut de 60°.	75
Figura 5.20: Dimensión “h” del tejado de estudio.	80
Figura 5.21: Esquema de la instalación solar del caserío.	82
Figura 5.22: Alrededores del pozo.	85
Figura 5.23: Irradiancia global incidente sobre inclinación de 35° y azimut de 0°.	86
Figura 5.24: Esquema de la instalación solar del pozo.	93
Figura 6.1: Región considerada ZEPA del Valle del Tiétar.	98
Figura 6.2: Velocidad del viento durante el día a distintas alturas en la zona del caserío.	99
Figura 6.3: Variación estacional de la velocidad del viento.	100
Figura 6.4: Distribución de Weibull a 50 metros de altura.	101
Figura 6.5: Rosa de vientos expuesta en el capítulo 4.	101
Figura 6.6: Fuerzas que actúan sobre las aspas.	102
Figura 6.7: Aerogenerador de eje horizontal a barlovento (izquierda) y a sotavento (derecha).	103
Figura 6.8: Velocidad del viento durante el día a distintas alturas en la zona del pozo.	111
Figura 6.9: Esquema de la instalación eólica del pozo.	116
Figura 6.10: Simulación del impacto visual del aerogenerador en la pradera del pozo.	117
Figura 8.2: Paneles en el tejado del ganadero.	130
Figura 8.1: Paneles en el tejado del guadarnés.	130
Figura 8.3: Curva de eficiencia en función de la tensión de los inversores del caserío.	131
Figura 8.4: Estructura soporte de paneles solares.	132
Figura 8.5: Salvatejas.	132
Figura 8.6: Estructura soporte y salvatejas.	132
Figura 8.7: Conexión del sistema de almacenamiento.	135

Figura 8.8: Cableado entre paneles e inversores.	137
Figura 8.9: Esquema de la conexión de los componentes de la instalación a tierra.	138
Figura 8.10: Secciones mínimas convencionales de los conductores a tierra.	139
Figura 8.11: Ejemplo de protecciones.	141
Figura 8.12: Esquema de la instalación final del caserío.	142
Figura 8.13: Estructura para los módulos fotovoltaicos.	145
Figura 8.14: Perfil de la estructura soporte de los paneles fotovoltaicos, con medidas en metros.	146
Figura 8.15: Esquema de la instalación final del pozo.	151
Figura 9.1: Ingresos y gastos de mantenimiento.	163
Figura 9.2: Gráfica de evolución de ingresos, gastos y flujo de caja.	165
Figura 9.3: Medidas para las zapatas de hormigón.	167
Figura 9.4: Crecimiento de los gastos en los 25 años.	173
Figura A.1: Esfera de límites de pérdidas por OI para el tejado del guadarnés.	187
Figura A.2: Esfera de límites de pérdidas por OI para el tejado de la casa del ganadero.	189
Figura A.3: Esfera de límites de pérdidas por OI para la instalación realizada en el pozo.	190
Figura A.4: Distancia de la ganadería al obstáculo.	191
Figura A.5: Altura del obstáculo.	192
Figura A.6: Azimut donde comienza el obstáculo.	192
Figura A.7: Azimut donde finaliza el obstáculo.	192
Figura A.8: Representación del obstáculo (Sierra de Gredos) sobre el diagrama de trayectorias del sol en el tejado del guadarnés.	193
Figura A.9 Esquema para obtener el ángulo del obstáculo.	193
Figura A.10: Azimut donde comienza en obstáculo.	194
Figura A.11: Azimut donde finaliza el obstáculo.	194
Figura A.12: Representación del obstáculo (casa del ganadero) sobre el diagrama de trayectorias del sol en el tejado del guadarnés.	195
Figura A.13: Tabla de referencia para el cálculo de las pérdidas por sombras.	195
Figura A.14: Número de paneles de 460W y de 500W de potencia en el tejado del guadarnés.	196
Figura A.15: Número de paneles de 545W de potencia en el tejado del guadarnés.	197
Figura A.16: Número de paneles en el tejado de la casa del ganadero.	197
Figura A.17: Intensidad máxima admisible en amperios a temperatura ambiente de 40°C.	199
Figura A.18: Intensidades admisibles (A) al aire 40 °C. N.º de conductores con carga y naturaleza del aislamiento.	201
Figura A.19: Factores de corrección por temperatura del terreno.	202
Figura A.20: Factores de corrección por profundidad de la instalación.	202
Figura A.21: Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente).	203

Figura A.22: Representación del peso de los paneles solares sobre la viga.....	204
Figura: A.23: Modelo de la viga.	204
Figura A.24: Perfil de la viga.....	205
Figura B.1: Ficha técnica de la electrobomba ST0526.	207
Figura B.2: Ficha técnica de la electrobomba ST0526.	208
Figura B.3: Ficha técnica de la electrobomba ST0526.	208
Figura B.4: Ficha técnica del panel solar JAM66S30 500/MR.....	209
Figura B.5: Ficha técnica del panel solar JAM66S30 500/MR.....	210
Figura B.6: Ficha técnica del panel solar LONGi LR4-60HPH 375M.	211
Figura B.7: Ficha técnica del panel solar LONGi LR4-60HPH 375M.	212
Figura B.8: Ficha técnica de la batería de litio HV 5kWh LUNA2000 HUAWEI.	213
Figura B.9: Ficha técnica de la batería de litio HV 5kWh LUNA2000 HUAWEI.	214
Figura B.10: Ficha técnica del módulo DC/DC para las baterías de litio HV 5kWh LUNA2000 HUAWEI.....	215
Figura B.11: Ficha técnica del backup para las baterías de litio HV 5kWh LUNA2000 HUAWEI.....	216
Figura: B.12: Ficha técnica de la batería de litio 3,5kWh Pylontech US 3000C 48V.	217
Figura: B.13: Ficha técnica del inversor/cargador con regulador Smart Energy Controller SUN2000-3-10KTL-M1.....	218
Figura: B.14: Ficha técnica del inversor/cargador con regulador PWM/MPPT integrado Axpert VM III 5000-48.	219
Figura B.15: Ficha técnica de la estructura Estructura Cubierta Tejas 6 Paneles Solares 02V.	220
Figura: B.16: Ficha técnica del aerogenerador E70PRO de ENAIR.....	221
Figura B.17: Ficha técnica del inversor Victron Energy Phoenix 24/5000.....	222
Figura B.18: Ficha técnica del controlador eólico ENAIR PRO-GRID.	223
Figura B.19: Batería LiFePO4 de 12,8 V 300 Ah.	224

Índice de tablas

Tabla 1: Resultados obtenidos.....	vii
Table 2: Obtained results.....	xi
Tabla 3.1: Consumo eléctrico entre enero y junio de la ganadería (en kWh).	30
Tabla 3.2: Consumo eléctrico entre julio y diciembre, y total de la ganadería (en kWh).	30
Tabla 3.3: Consumos eléctricos estimados de cada hogar.	32
Tabla 4.1: Valores anuales de cada tipo irradiación solar.	43
Tabla 5.1: Datos estimados de irradiancia e irradiación en cada mes.	62
Tabla 5.2: Máxima irradiancia global, hora a la que se alcanza y HSP.	63
Tabla 5.3: Pérdidas y rendimiento por temperatura.	65
Tabla 5.4: Pérdidas por todos los conceptos, excepto por temperatura.....	66
Tabla 5.5: Performance Ratio (PR).	67
Tabla 5.6: Elección de paneles del tejado del guadarnés.	70
Tabla 5.7: Datos estimados de irradiancia e irradiación en cada mes.	76
Tabla 5.8: Máxima irradiancia global, hora a la que se alcanza y HSP.	77
Tabla 5.9: Pérdidas y rendimiento por temperatura.	78
Tabla 5.10: Pérdidas por todos los conceptos excepto por temperatura.....	78
Tabla 5.11: Performance Ratio (PR).	79
Tabla 5.12: Elección de paneles del tejado de la casa del ganadero.	80
Tabla 5.13: Generación total mensual de los paneles instalados en ambos tejados.	81
Tabla 5.14: Datos estimados de irradiancia e irradiación en cada mes.	87
Tabla 5.15: Máxima irradiancia global, hora a la que se alcanza y HSP.	87
Tabla 5.16: Pérdidas y rendimiento por temperatura.	88
Tabla 5.17: Pérdidas por todos los conceptos excepto por temperatura.....	89
Tabla 5.18: Performance Ratio (PR).	89
Tabla 5.19: Panel para la instalación a realizar en la zona del pozo.	92
Tabla 5.20: Generación total mensual de la instalación realizada en el pozo.	92
Tabla 6.1: Características del viento en la zona del caserío.	102
Tabla 6.2: Comparación de la energía producida por distintos aerogeneradores de ENAIR. ...	106
Tabla 6.3: Comparación del precio de distintos aerogeneradores de ENAIR.	106
Tabla 6.4: Velocidad, potencia y energía en las distintas horas del día.	108
Tabla 6.5: Características del viento en la zona del pozo.	111
Tabla 6.6: Velocidad, potencia y energía en las distintas horas del día con aerogenerador E30PRO.....	113
Tabla 6.7: Velocidad, potencia y energía en las distintas horas del día con aerogenerador E70PRO.....	114

Tabla 7.1: Producción y cobertura de la demanda anual en la zona del caserío.	119
Tabla 7.2: Producción y cobertura de la demanda anual en la zona del pozo.	120
Tabla 7.3: Comparación del coste de la instalación solar y eólica en la zona del pozo.	120
Tabla 7.4: Subvención dada en cada instalación energética planteada.	123
Tabla 8.1: Parámetros eléctricos del panel solar JAM66S30-500/MR	128
Tabla 8.2: Parámetros eléctricos del inversor/cargador con regulador Smart Energy Controller SUN2000-3-10KTL-M1.....	128
Tabla 8.3: Coste de los soportes de los paneles solares, incluyendo salvatejas y presores.	133
Tabla 8.4: Características principales de las baterías LUNA 2000 HUAWEI.	134
Tabla 8.5: Parámetros eléctricos del panel solar LONGi LR4-60HPH 375M.	143
Tabla 8.6: Parámetros eléctricos del inversor/cargador con regulador PWM/MPPT integrado Axpert VM III 5000-48	143
Tabla 8.7: Características de la batería Pylontech US 3000C 48V.	148
Tabla 9.1: Coste de los componentes de la solución solar del caserío.	154
Tabla 9.2: Coste mano de obra para instalación de paneles y estructuras.....	155
Tabla 9.3: Coste mano de obra para la instalación del inversor y conectarlo con el resto de la instalación.	155
Tabla 9.4: Coste mano de obra para la instalación del sistema de almacenamiento y conectarlo con los inversores.....	155
Tabla 9.5: Amortización entre los años 0 y 5.....	159
Tabla 9.6: Amortización entre los años 6 y 15.....	159
Tabla 9.7: Amortización entre los años 16 y 25.....	159
Tabla 9.8: Gastos de mantenimiento en los 25 años.	160
Tabla 9.9: Ingresos en los 25 años.	162
Tabla 9.10: Evolución de ingresos, gastos y flujo de caja en los 25 años.....	164
Tabla 9.11: Coste de los componentes de la solución solar del pozo.....	166
Tabla 9.12: Coste del material y mano de obra de la construcción de las zapatas.	167
Tabla 9.13: Coste de la instalación de la estructura	167
Tabla 9.14: Coste de la construcción del recinto de ladrillo para la batería y el inversor.....	168
Tabla 9.15: Coste mano de obra para instalación de los paneles.	169
Tabla 9.16: Coste de mano de obra para la instalación de 1 inversor y conectarlo con el resto de la instalación.....	169
Tabla 9.17: Coste de mano de obra para la instalación del sistema de almacenamiento y conectarlo con el inversor.	169
Tabla 9.18: Amortización entre los años 0 y 5.....	172
Tabla 9.19: Amortización entre los años 6 y 15.....	172
Tabla 9.20: Amortización entre los años 16 y 25.....	172
Tabla 9.21: Gastos de mantenimiento en los 25 años.	173
Tabla C.1: Coste estimado de la instalación solar en el caserío.....	225

Tabla C.2: Coste estimado de la instalación solar en el pozo.	226
Tabla C.3: Coste estimado de la instalación eólica en el pozo.....	227

Capítulo 1. Introducción

En las ganaderías tanto de extensivo como de intensivo es necesario el consumo diario de una gran cantidad de energía para cubrir las necesidades básicas de los animales y para abastecer de electricidad a las casas de las personas encargadas del cuidado del ganado. La energía que se ha consumido tradicionalmente en estas ganaderías es la energía procedente de recursos no renovables como los combustibles fósiles.

De ahí surge el presente proyecto, que consiste en transformar energéticamente la finca Monte Valdetiétar, ganadería de toros bravos de José Escolar Gil.

La finca Monte Valdetiétar pertenece al término municipal de Lanzahíta, de la provincia de Ávila, Comunidad Autónoma de Castilla y León. En concreto, se encuentra situada en el valle de la Sierra de Gredos. Uno de los límites de la finca es el río Tiétar, afluente del Tajo, río que separa la provincia de Ávila de la de Toledo. La ganadería cuenta con una superficie de 193 ha totalmente destinadas a la cría del toro de lidia, por lo que está dividida en distintos cercados para separar los machos de las hembras, y, dentro de los machos, para separarlos por edades (añojos, erales, utrerros, cuatreños y cinqueños). Es un terreno muy llano, con una gran cantidad de encinas y en el que no solo habita el ganado bovino, sino que conviven muchas otras especies de aves y animales cinegéticos. Se trata de un ecosistema con una gran biodiversidad, lo que hace que tenga un gran valor medioambiental.

Figura 1.1: Imagen aérea de la finca Monte Valdetiétar.



Fuente: Elaboración propia (2023).

La finca cuenta con distintas instalaciones. Dispone de tres casas, dos de ellas para el mayoral y el vaquero encargados del manejo del ganado, y la restante, para la familia del ganadero. Además, existe un cebadero con ganado manso, en el que se encuentra un

molino para moler los piensos necesarios para la alimentación de toda la ganadería. También cuenta con tres naves, que se utilizan como pajares para conservar el forraje y para guardar la maquinaria necesaria. A parte de esto, en el límite inferior de la finca, hay un pozo del que se extrae agua para abastecer a todos los animales de la ganadería.

Actualmente, los tres hogares y el molino que se encuentra en el cebadero (lo que se denomina zona del caserío) recibe electricidad de la red. Por otro lado, el agua que se extrae del pozo situado en la zona inferior de la finca (denominada zona del pozo) se consigue gracias a un motor diésel. Por lo tanto, todo el consumo de la ganadería procede fuentes no renovables.

En este proyecto, se va a tratar de sustituir estas fuentes no renovables por otras fuentes que sí sean renovables de manera que se satisfaga la misma necesidad que anteriormente, pero de una forma sostenible. Además, con ello se busca poder reducir los costes de la factura eléctrica.

Para poder lograr los objetivos de este proyecto, en primer lugar, y teniendo en cuenta la legislación vigente que se expone en el capítulo posterior, se realizará un estudio de la demanda eléctrica de la ganadería en el capítulo 3. Con este estudio, se sabrá exactamente la energía consumida de red en la zona del caserío y la electricidad que consumiría una electrobomba con la que se pretende sustituir al actual motor de gasoil.

Para realizar esta transformación energética, se plantearán distintas alternativas con energías renovables, que serán la solar y la eólica. Pero, para ello, se analizarán en profundidad los recursos naturales, es decir, la radiación solar y el viento, en la ganadería de estudio. Esto se realizará en el capítulo 4.

Dado que el objetivo del proyecto es encontrar la solución óptima para abastecer a la ganadería de la forma más eficiente y sostenible posible, se hará en el capítulo 5 y 6 un estudio detallado de las posibles instalaciones solares fotovoltaicas y eólicas respectivamente que podrían realizarse para suministrar la energía que requiere la explotación. En estos capítulos se estudiará la producción necesaria de los paneles solares o de los aerogeneradores, así como los principales elementos de la instalación a desarrollar.

Posteriormente, en el capítulo 7, se compararán ambas alternativas y se elegirá la óptima. Para poder comparar la solución solar y la eólica con precisión se utilizarán varios criterios, es decir, se compararán en base a la producción energética de cada una de ellas, a su coste económico y considerando también el impacto visual o paisajístico de ambas.

Una vez elegida la solución óptima tanto para la instalación del caserío como para la del pozo, se llevará a cabo su diseño en el capítulo 8. En este diseño, se explicará como se implantará la solución, por lo que se dará a conocer el número de módulos fotovoltaicos o de aerogeneradores necesarios para producir la energía requerida, si se instala sistema de almacenamiento o no, las características técnicas de cada instalación y se mostrará la forma en la que se conectarán todos los elementos de la instalación fotovoltaica.

En el siguiente capítulo, el 9, se realizará un estudio económico en el que se calculará el coste total considerando la inversión inicial y los gastos anuales; y se calcularán los

ingresos en caso de que los haya, para, finalmente, verificar si las instalaciones son rentables o si, por el contrario, no lo son y no merece la pena llevarlas a cabo.

No obstante, no solo se puede evaluar energética y económicamente una instalación para ver si es factible, también se debe valorar el impacto en el medioambiente. Esto se hará en el capítulo 10. En este capítulo también se evaluará la contribución de las soluciones planteadas a los Objetivos del Desarrollo Sostenible, y se demostrará que están alineadas con varios de estos objetivos, por lo que el proyecto contribuirá a cumplir la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible.

Por todo ello, con este proyecto se conseguirá un beneficio doble. Por un lado, reducir los costes de electricidad de la ganadería, y, por otro lado, contribuir con la preservación del planeta.

Capítulo 2. Legislación vigente

En los apartados posteriores se va a mostrar toda la normativa que rige el presente proyecto. En primer lugar, se expone la legislación eléctrica, y, en segundo lugar, la medioambiental.

2.1 Legislación eléctrica

- *Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.* Ministerio de Economía. 8 de noviembre de 2001.
- *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.* Ministerio para la Transición Ecológica. 6 de abril de 2019.
- *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.* Jefatura del Estado. 26 de diciembre de 2013.
- Junta de Castilla y León (marzo de 2021). ENERGÍA Y MINERÍA en Castilla y León. GUÍA INTERPRETATIVA DE APLICACIÓN DE LOS ASPECTOS URBANÍSTICOS AL AUTOCONSUMO.
- *Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.* Ministerio de Ciencia y Tecnología. 18 de septiembre de 2002.

2.2 Legislación medioambiental

- *Directiva Europea según 1999/77/CE de la Comisión de 26 de Julio de 1999 que se traspone en España en la Orden Ministerial del 7 de diciembre del 2001.* Ministerio de la Presidencia. 7 de diciembre de 2001.
- *Ley 42/2007 de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad.* Jefatura del Estado. 14 de diciembre de 2007.
- *Decreto 57/2015, de 10 de septiembre, por el que se declaran las zonas especiales de conservación y las zonas de especial protección para las aves, y se regula la planificación básica de gestión y conservación de la Red Natura 2000 en la Comunidad de Castilla y León.* Consejería de Fomento y Medio Ambiente. 14 de septiembre de 2015.
- *RESOLUCIÓN de 5 de abril de 2000, de la Consejería de Medio Ambiente, por la que se hace público el Dictamen Medioambiental sobre el Plan Eólico de Castilla y León.* Documento Provincial de Ávila, Boletín Oficial de Castilla y León. 5 de abril de 2000.
- *Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.* Jefatura del Estado. 11 de diciembre de 2013.

- *Decreto-ley 16/2019, de 26 de noviembre, de medidas urgentes para la emergencia climática y el impulso a las energías renovables.* BOE. 14 de enero de 2020.
- *Real Decreto 477/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento, con fuentes de energía renovable, así como a la implantación de sistemas térmicos renovables en el sector residencial, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.* Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. 30 de junio de 2021

Capítulo 3. Demanda eléctrica

Lo primero que se debe conocer para llevar a cabo una instalación de aprovechamiento energético en la finca es el consumo energético de toda la ganadería, es decir, su demanda eléctrica.

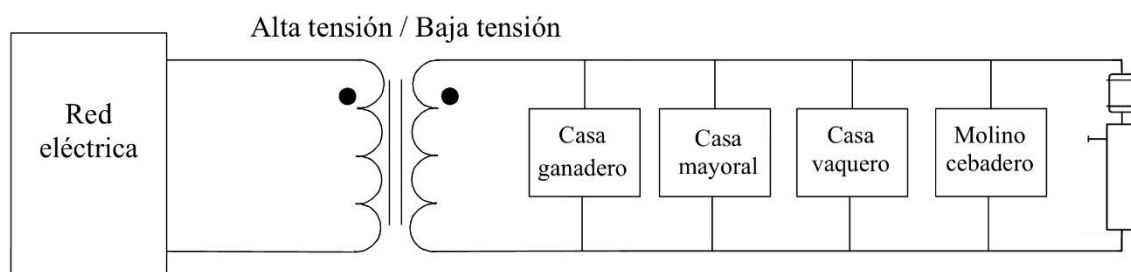
Los consumos de la ganadería Monte Valdetiétar pueden dividirse en dos partes. Por un lado, se encuentra el consumo eléctrico para abastecer a las instalaciones, es decir, para abastecer a los hogares de las familias residentes en la ganadería. Por otro lado, se encuentra el consumo eléctrico de la maquinaria necesaria para el mantenimiento de los animales, principalmente los toros de lidia.

En cuanto a los hogares, la demanda eléctrica consumida proviene de tres casas distintas, dos de ellas son las casas en las que residen el mayoral y el vaquero, encargados del cuidado del ganado, y, la casa restante, es la correspondiente a la familia del ganadero.

En lo referente a la maquinaria, la única fuente actual de consumo eléctrico se trata de un molino de martillos, situado en el cebadero, que es utilizado a diario para moler los piensos necesarios para la alimentación de todas las reses de la ganadería. Sin embargo, cabe destacar, que también se utiliza un motor de diésel para extraer el agua de un pozo y llenar los abrevaderos del ganado. Al tratarse de un motor de gasoil no consume electricidad. No obstante, dado que el objetivo general del presente trabajo consiste en abastecer a la ganadería de una forma más sostenible, se estudiará la sustitución de este motor por un motor eléctrico, de manera que también se analizará cuál sería el consumo del motor eléctrico necesario para abastecer de la forma más óptima y eficiente posible a la ganadería.

Todo el citado consumo se ha estudiado a través de las facturas eléctricas mensuales de la empresa que suministra electricidad a la ganadería, Iberdrola. Además, es de destacar que la finca se encuentra conectada a la red a alta tensión y cuenta con un centro de transformación para reducirla a baja tensión, tal y como se muestra en la siguiente imagen.

Figura 3.1: Esquema eléctrico de la ganadería, contando con la electrobomba para representar todos los consumos.



Fuente: Elaboración propia utilizando la norma BS 1553-1/BS 5070 para la representación de la bomba sumergida.

Para conocer un valor fiable y representativo del consumo eléctrico total de la ganadería, se han recogido los datos de las facturas eléctricas mensuales de los tres últimos años (2020, 2021, 2022) aportados por Iberdrola. En estas facturas se muestra que la tarifa contratada es una tarifa 6.1, en la que hay seis precios distintos, ya que existen seis franjas horarias diferentes.

A continuación, se muestran dos tablas con los valores de la energía consumida en cada mes de los años 2020, 2021 y 2022, así como el valor medio de los tres años para cada mes y el valor consumido total en cada uno de los tres años. Finalmente, se muestra el valor medio del consumo anual, que se tomará como referencia de consumo eléctrico anual de la finca. Además, se muestran estos datos en una gráfica de columnas agrupadas para poder realizar una comparación del consumo mensual durante los tres años.

Tabla 3.1: Consumo eléctrico entre enero y junio de la ganadería (en kWh).

Meses Años	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
2020	3766,7	5618,32	9952,48	7806,4	4027,6	2324,56
2021	4633,92	5487,12	5442	2802,96	2045,36	2118,64
2022	5119,6	4894,32	6575,6	6213,12	1891,44	1639,2
Media	4506,74	5333,25	7323,36	5607,49	2654,80	2027,47

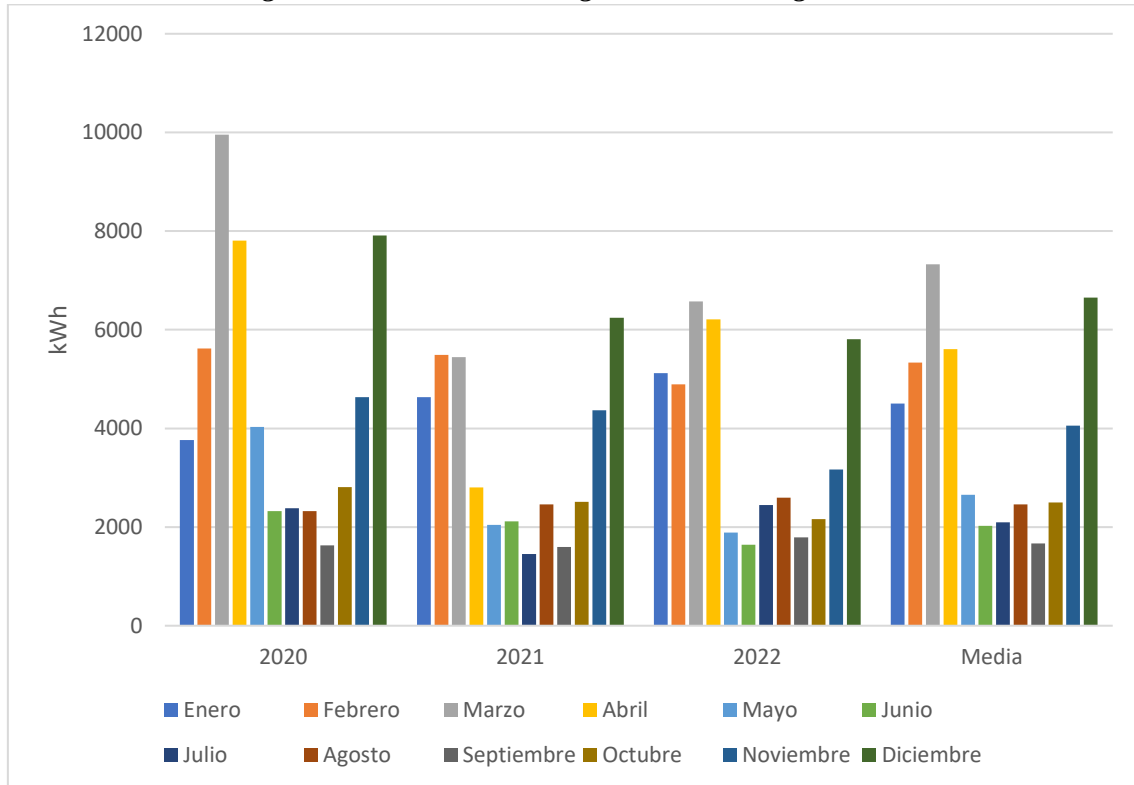
Fuente: Elaboración propia a partir de las facturas eléctricas de Iberdrola (2023).

Tabla 3.2: Consumo eléctrico entre julio y diciembre, y total de la ganadería (en kWh).

Meses Años	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
2020	2383,36	2323,04	1629,84	2810,8	4636,48	7912	55191,58
2021	1455,86	2462,22	1594,48	2512,32	4365,04	6241,76	41161,68
2022	2445,76	2597,6	1788,96	2162,88	3169,04	5807,04	44304,56
Media	2094,99333	2460,95333	1671,09333	2495,33333	4056,85333	6653,6	46885,94

Fuente: Elaboración propia a partir de las facturas eléctricas de Iberdrola (2023).

Figura 3.2: Consumo de energía eléctrica de la ganadería.



Fuente: Elaboración propia a partir de las facturas eléctricas de Iberdrola (2023).

En la tabla 3.2 se muestra que el consumo eléctrico medio anual.

$$D_{eléctrica\ anual} = 46\ 885,94\ kWh \quad [3.1]$$

En la figura 3.1 se puede observar que los meses de mayor demanda son marzo, abril y diciembre. Esto se debe principalmente a los consumos de la casa familiar del ganadero, que no residen en la finca durante todo el año, sino que la habitan los fines de semana y los periodos vacacionales, como son Semana Santa y Navidad, por eso repercute en el consumo de los meses de marzo, abril y diciembre respectivamente.

Los valores mostrados hacen referencia al consumo total de la ganadería. Sin embargo, interesa conocer una aproximación de los consumos individualizados, para saber qué parte de la demanda se podrá abastecer en caso de que la energía producida por la instalación no sea suficiente como para el autoconsumo.

Para estimar la demanda de las tres casas se ha utilizado la calculadora de Selectra¹. En ella, a partir de una serie de datos como el número de ocupantes, la superficie, el tipo de calefacción o los electrodomésticos empleados, se calcula la energía eléctrica consumida en un año en cada casa. Las superficies de las casas del ganadero, mayoral y vaquero son respectivamente 425,26 m² (212,73 m² x 2 plantas); 76,75 m²; 79,82 m²; obtenidas de las siguientes ortofotos².

¹ Selectra (2021)

² SIGPAC (2022)

Figura 3.3: Casa del ganadero



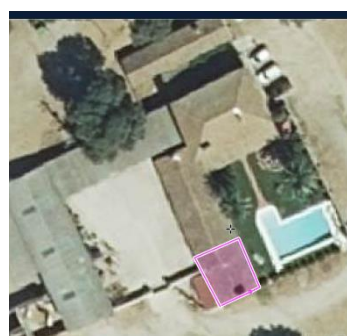
Fuente: SIGPAC (2023).

Figura 3.4: Casa del mayoral



Fuente: SIGPAC (2023).

Figura 3.5: Casa del vaquero



Fuente: SIGPAC (2023).

Tabla 3.3: Consumos eléctricos estimados de cada hogar.

Casas	Ganadero	Mayoral	Vaquero
Consumo (kWh)	10 408	15 038	14 623

Fuente: Elaboración propia a partir de los valores aportados por Selectra (2023).

Analizando estos valores, se comprueba cómo el consumo de la vivienda del ganadero es menor al de las otras dos, lo que es lógico, ya que es como si se tratara de una segunda vivienda, al no residir todo el año en ella, mientras que el mayoral y el vaquero, se encuentran todo el año viviendo en ellas.

Sumando los consumos de las tres casas se obtiene:

$$10\,408 + 15\,038 + 14\,623 = 40\,069 \text{ kWh/año} \quad [3.2]$$

Este sería el consumo doméstico total estimado durante un año. Por tanto, como cálculo aproximado, se puede deducir el consumo del molino de martillos a partir la demanda total obtenida de los datos de Iberdrola y de la estimación del consumo doméstico:

$$\text{Estimación del consumo del molino} = 46\,885,94 - 40\,069 = 6\,816,94 \text{ kWh} \quad [3.3]$$

El consumo del molino se puede calcular de forma fiable a partir de su potencia y tiempo de uso. Su potencia es 20 CV³ (1CV = 735,5W), es decir, 14,71 kW. Su tiempo de uso depende del día de la semana. Un día a la semana el molino se encuentra funcionando durante 10 horas, ya que dicho día se muele el pienso necesario para abastecer durante toda la semana a todas las reses bravas de la ganadería. El resto de días, solo se encuentra activo 20 minutos aproximadamente, ya que en ese tiempo se muele el pienso para alimentar a diario a las terneras del cebadero. Por lo tanto, en total funciona durante 12 horas a la semana.

³ Maquinaria Grupo Nueve (2021)

Considerando 4 semanas al mes, el tiempo de funcionamiento del molino al año es de 576 horas anuales. Por lo tanto, la energía consumida por el molino es:

$$D_{\text{molino}} = 14,71 \times 576 = 8\,472,96 \text{ kWh/año} \quad [3.4]$$

Con este resultado, se observa que el consumo eléctrico del molino difiere respecto a la estimación anterior en 1 656,02 kWh, es decir, no difiere drásticamente. Esto nos indica, que la estimación de Selectra realizada para saber los consumos de cada una de las casas nos puede servir como referencia de modo general.

Estos serían todos los consumos eléctricos registrados en las facturas de Iberdrola. Pero, como se ha mencionado anteriormente, existe un consumo más, el del motor de diésel que extrae agua de un pozo para llenar los abrevaderos del ganado. Se sustituirá el actual motor de gasoil por una electrobomba con un motor eléctrico (es un conjunto, el motor es de la electrobomba), y se estudiará su consumo eléctrico, ya que también se tratará de que este motor sea accionado a partir de la energía de la instalación implantada.

La elección de la electrobomba (capaz de dar 900l/h) se ha realizado en función de su motor. Tras consultar el catálogo de motores Hidrobex, Grupo Campeón, se ha escogido un motor de la serie Coverco 4", ya que tiene unos usos totalmente alineados con los que se le quiere dar en este trabajo, como son suministrar agua potable o montarlo en pozos para centrales que suministren agua en aplicaciones domésticas o agrícolas, en este caso, es una aplicación ganadera. En concreto, se ha elegido el motor Coverco 4" monofásico 230V - 50Hz de 41 cm y 1CV. Las características técnicas de la electrobomba vienen detalladas en el anejo B a partir de la información de EpsSolar⁴.

La potencia dada en sus características técnicas, es la potencia nominal (mecánica) del motor. Por ello, para conocer su consumo eléctrico hay que obtener su potencia eléctrica a partir del rendimiento. En las características técnicas de la electrobomba mostradas en el anejo B se muestran tres valores de rendimiento (60%, 54% y 44%) para cuando el motor trabaja a toda su capacidad, a 3/4 partes de su capacidad o a la mitad de su capacidad respectivamente. Por tanto, cuando el motor trabaja a toda su capacidad, solo puede aportar al eje el 60% de la potencia eléctrica que consume.⁵ Para calcular el consumo de energía eléctrica del motor Coverco, se considera la posición más conservadora, es decir, aquella que conlleva el mayor consumo de energía, para saber cuál sería la mayor demanda eléctrica. Por ello, utilizamos el rendimiento de 44%

$$\eta = \frac{P_{\text{mecánica}}}{P_{\text{eléctrica}}} \quad [3.5]$$

La potencia eléctrica del motor es entonces (potencia activa):

$$P_{\text{eléctrica}} = \frac{0,7355}{0,44} = 1,67 \text{ kW} \quad [3.6]$$

⁴ EpsSolar (2023).

⁵ Motores Campeón (2023)

Cubicando el pilón con el que se abastece al ganado, este presenta unas dimensiones de 5m x 1,5 m x 0,25 m, es decir, una capacidad de $1,875 \text{ m}^3 = 1875 \text{ l}$.

Teniendo en cuenta que la electrobomba da 900l/h, el pilón tardaría en llenarse por completo 2,08 horas ≈ 2 horas. Sin embargo, el ganado no consume a diario toda el agua del pilón, consume aproximadamente 1/4 de su capacidad. Por ello, el resto de días el motor estará accionado solo durante 30 minutos y su demanda diaria será:

$$D_{\text{motor día 1}} = 1,67 \times 2 = 3,34 \text{ kWh} \quad [3.7]$$

$$D_{\text{motor resto de días}} = 1,67 \times 0,5 = 0,84 \text{ kWh} \quad [3.8]$$

Finalmente, considerando que solo se llena entero el pilón una vez al año, y que el resto de días solo se rellena 1/4 de su capacidad, se obtiene el consumo energético anual del motor. Se consideran cuatro semanas mensuales y que el motor solo está accionado durante cinco meses (de mayo a septiembre, ambos incluidos), ya que en el resto de meses hay agua en los regueros y lagunas de la finca y no es necesario utilizarlo.

$$\text{Número de días accionado} = 5 \text{ meses} \times 4 \text{ semanas} \times 7 \text{ días} = 140 \text{ días} \quad [3.9]$$

$$D_{\text{motor anual}} = 3,34 + (0,84 \times 139) = 120,1 \text{ kWh} \quad [3.10]$$

Se puede calcular el consumo de potencia reactiva del motor eléctrico, conociendo el factor de potencia: $\cos\varphi = 0,98 \rightarrow \varphi = 11,47^\circ$

$$\frac{Q}{P} = \frac{S \sin\varphi}{S \cos\varphi} = \tan\varphi \rightarrow Q_{\text{día 1}} = P \tan\varphi = 3,34 \tan(11,47^\circ) = 0,68 \text{ kWh} \quad [3.11]$$

$$Q_{\text{resto de días}} = 0,84 \tan(11,47^\circ) = 0,17 \text{ kWh} \quad [3.12]$$

Sin embargo, se establecen penalizaciones económicas en la factura eléctrica si la potencia reactiva supera el 33% de la activa⁶, que no es el caso, por lo que no tiene repercusión el consumo de energía reactiva citado.

En definitiva, la demanda anual total de la ganadería es:

$$D_{\text{TOTAL}} = 46\,885,94 + 120,1 = 47\,006,04 \text{ kWh} \quad [3.13]$$

3.1 Conclusiones

Tras el análisis de la demanda eléctrica de los distintos consumos de la ganadería, se tiene constancia de que el consumo actual anual de la finca es 46 885,94 kWh. El molino consume 8 472,96 kWh al año, por lo tanto, el consumo restante corresponde con el realizado en el caserío, y son 38 412,98 kWh anuales.

⁶ Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica⁶, Ministerio de Economía (2001).

Dado que se pretende sustituir el motor de diésel por la electrobomba con motor eléctrico monofásico de Coverco, este último también tiene un consumo eléctrico anual de 120,1kWh.

Por tanto, la demanda que se tratará de abastecer con las soluciones aportadas en los capítulos posteriores será una demanda eléctrica anual de 47 006,04 kWh.

Capítulo 4. Recursos naturales

En el presente capítulo se van a estudiar los recursos naturales disponibles en la ganadería de José Escolar Gil que se utilizarán para la obtención de la energía eléctrica necesaria para abastecer a la finca. Se realizará un análisis tanto del recurso solar como del recurso eólico con el fin conocer la magnitud de los mismos que se puede explotar para la producción de energía eléctrica.

En primer lugar, se realiza un estudio de los recursos de forma genérica, es decir, a partir de datos dados para la provincia de Ávila, en la Comunidad Autónoma de Castilla y León en la que se encuentra situada la finca. Posteriormente, se concretará la disponibilidad de estos recursos particularizando para las coordenadas geográficas de la finca Monte Valdetiétar donde se pretende implantar la instalación energética.

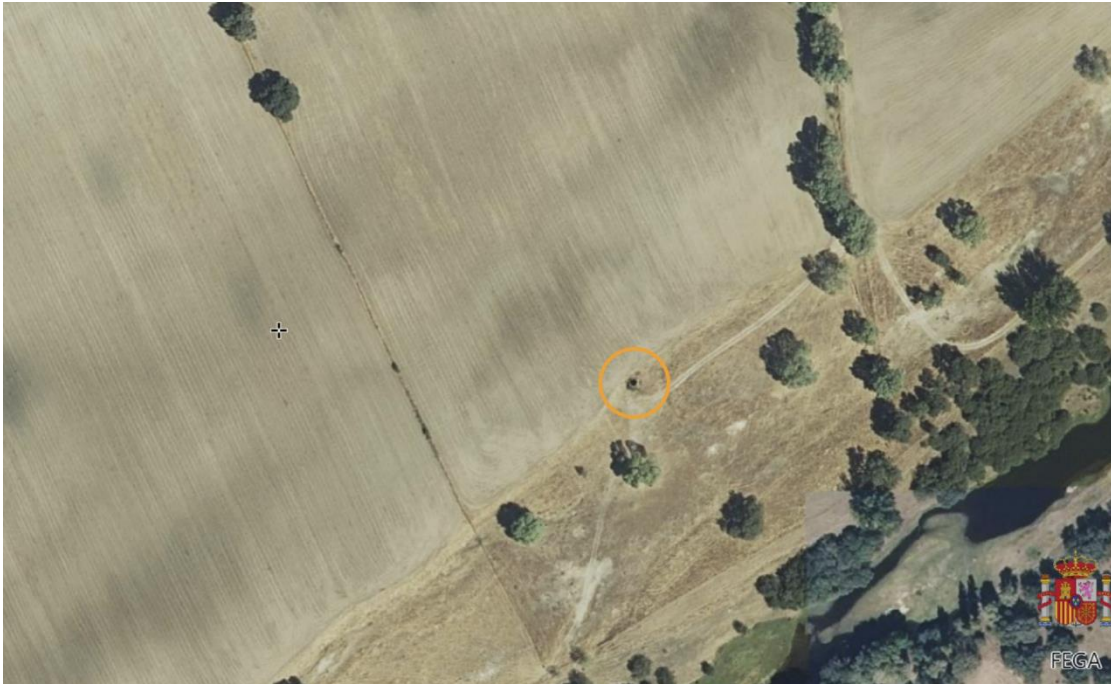
Para una mayor comprensión de las diferentes zonas de la ganadería que se van a mencionar a lo largo del capítulo y de todo el trabajo, se muestran a continuación dos imágenes:

Figura 4.1: Entrada de la finca, con instalaciones marcadas.



Fuente: SIGPAC (2022) y elaboración propia de las delimitaciones (2023).

Figura 4.2: Zona inferior de la finca, ubicación del pozo.

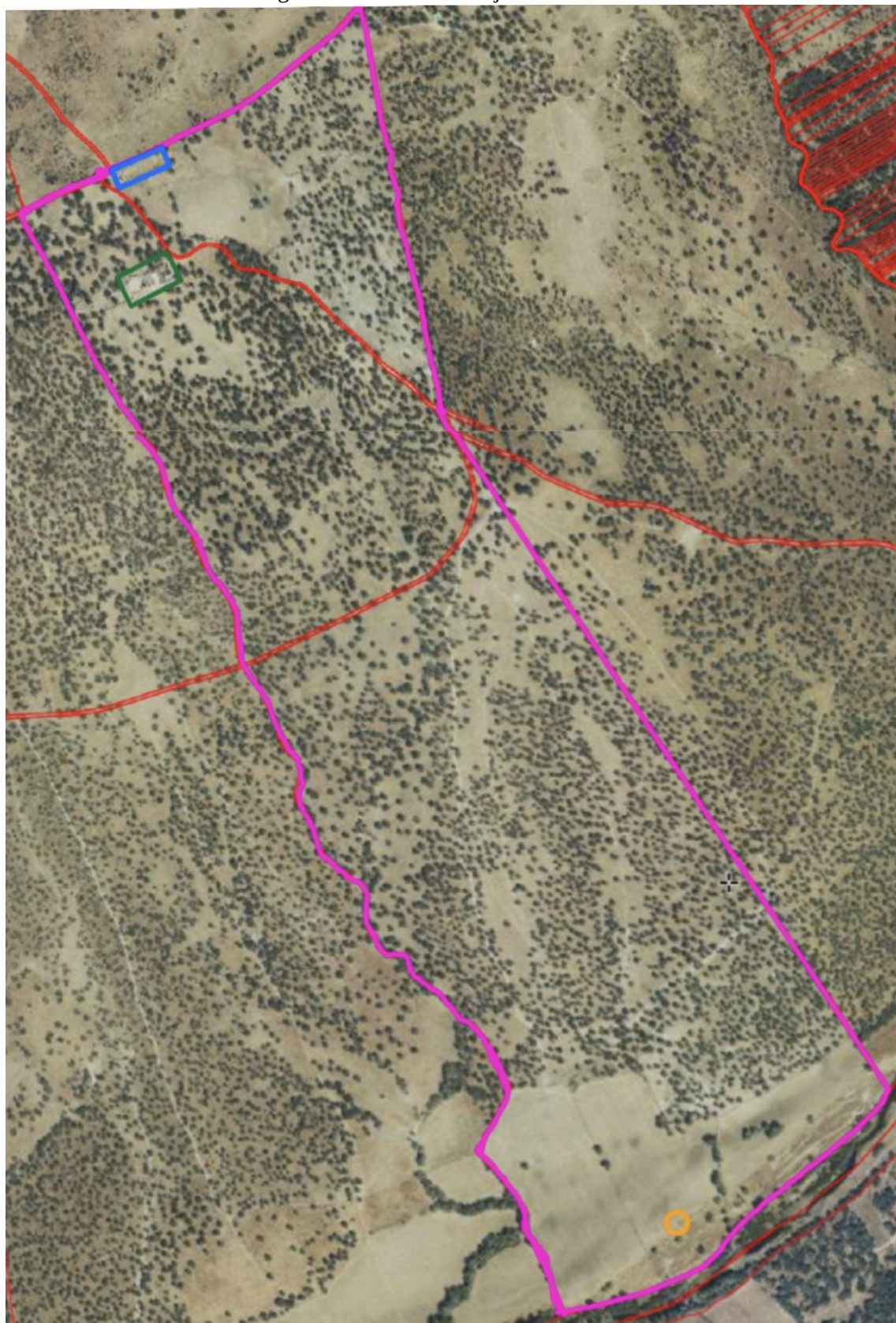


Fuente: SIGPAC (2022) y elaboración propia de las delimitaciones (2023).

En la figura 4.1 se muestra delimitado en azul el cebadero, mientras que en verde se ha delimitado la zona del caserío, las naves para guardar la maquinaria, el pajar y la plaza de tientas. La figura 4.2, se representa el pozo, señalado en naranja. En esta última imagen se puede observar el río Tiétar, que delimita externamente la finca.

Con el objetivo de observar la relación entre las dos imágenes anteriores y saber situarlas en la finca, se aporta la imagen siguiente. En ella, el programa SIGPAC marca las distintas parcelas en rojo. Sin embargo, la linde de la finca se ha delimitado en morado. Además, se ha vuelto a marcar lo señalado en las figuras 4.1 y 4.2 con los mismos colores para una mayor comprensión de lo representado. Aunque, debido a la amplitud abarcada por la ortofoto, apenas se divisan estos elementos.

Figura 4.3: Visión de conjunta de la finca.



Fuente: SIGPAC y elaboración propia de la linde (2023).

4.1 Recurso solar

El recurso solar es el que se prevé explotar a través de una instalación solar fotovoltaica, mediante la cual se transformará la energía solar en energía eléctrica. También puede ser aprovechado mediante paneles solares térmicos, con los que la energía solar se transforma en térmica. Si bien, como el objeto del trabajo se centra en satisfacer la demanda eléctrica de la ganadería, el estudio se focalizará en la explotación del recurso solar a través de la instalación fotovoltaica.

4.1.1 Definiciones

Para el correcto entendimiento del presente apartado es necesario conocer los siguientes conceptos obtenidos del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).⁷

- Radiación solar: energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.
- Irradiancia: densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m^2 .
- Irradiación: energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m^2 , o bien en MJ/m^2 .

Además, la Agencia Andaluza de la Energía ofrece las siguientes definiciones⁸:

- Irradiancia directa: radiación que llega a un determinado lugar procedente del disco solar.
- Irradiancia difusa: es la radiación procedente de toda la bóveda celeste excepto la procedente del disco solar.
- Irradiancia global: se puede entender como la suma de la radiación directa y difusa (sobre una misma superficie). Es el total de la radiación que llega a un determinado lugar.

4.1.2. Radiación solar en Ávila

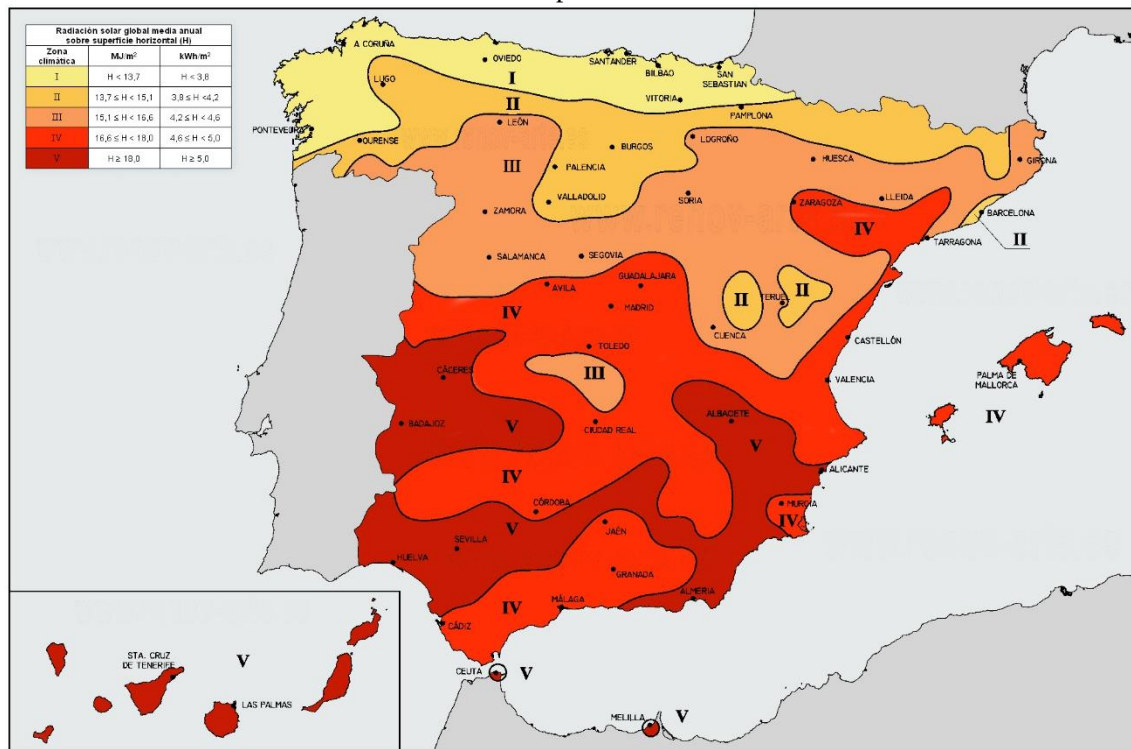
En España la radiación solar varía notablemente de unas regiones a otras. Para explotar el recurso solar para producir energía eléctrica es necesario asegurarse de que este recurso no escasea en la zona donde se quiere realizar la instalación.

El Código Técnico de Edificación ofrece el siguiente mapa en el que divide a España en cinco zonas climáticas en función de la radiación solar global media diaria anual sobre superficie horizontal. La numeración de las regiones (de I a V) es en orden creciente de radiación.

⁷ Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) (2011).

⁸ Agencia Andaluza de la Energía (2023)

Figura 4.4: Mapa de la radiación solar global media diaria anual sobre superficie horizontal en España.

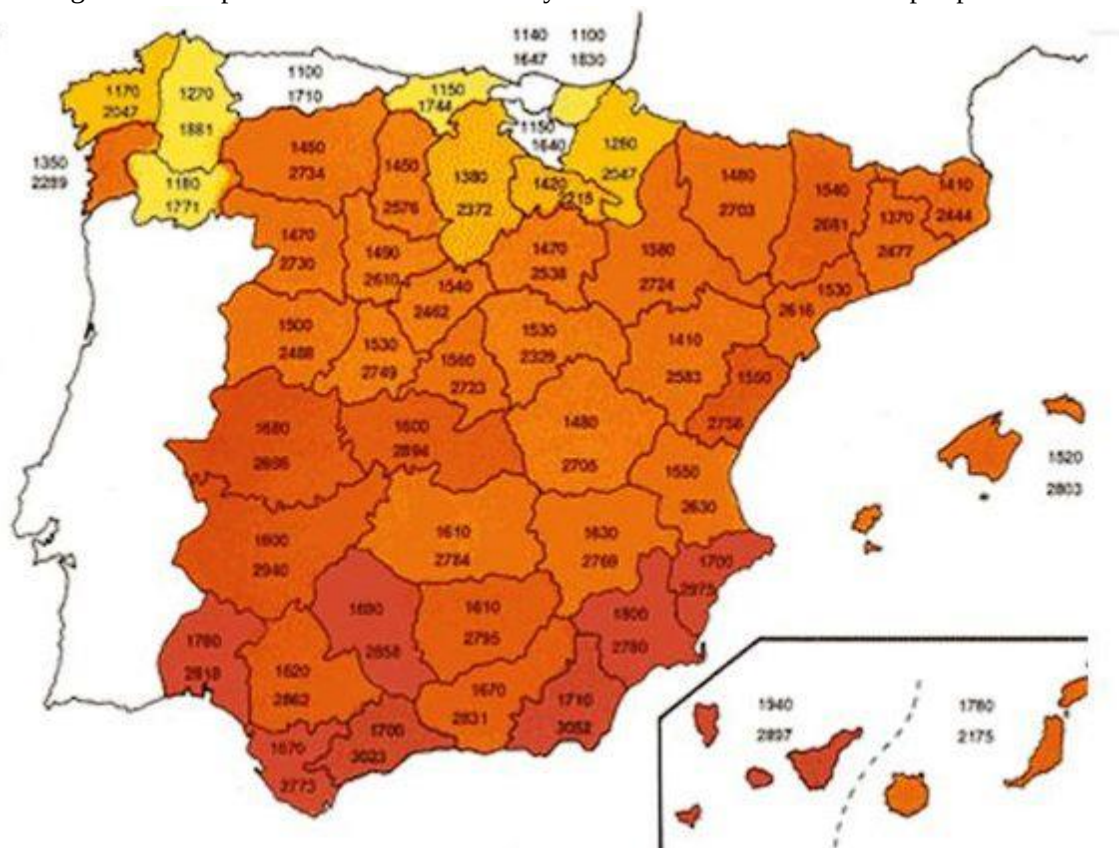


Fuente: Código Técnico de Edificación (2015).

En el mapa de la figura 4.3, se observa que Ávila pertenece a la zona IV, es decir, el segundo nivel de radiación solar más alto localizado en la nación. Esto implica que su radiación solar (H) se encuentra en el siguiente rango: $16,6 \frac{MJ}{m^2} \leq H < 18 \frac{MJ}{m^2}$ o lo que es lo mismo: $4,6 \frac{kWh}{m^2} \leq H < 5 \frac{kWh}{m^2}$. Cogiendo un valor medio ($4,8 \text{ kWh/m}^2$), la radiación solar anual sería $4,8 \times 365 = 1\,752 \text{ kWh/m}^2$.

Con el objetivo de conocer las horas de luz solar en la provincia en cuestión se recurre al siguiente mapa de la Asociación de la Industria Fotovoltaica.

Figura 4.5: Mapa de radiación solar anual y horas anuales de sol efectivo por provincia.



Fuente: Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF) (2015).

De este mapa de la figura 4.4, se extrae la siguiente información:

Radiación solar anual en Ávila $\approx 1\,530 \text{ kWh/m}^2$ (valor próximo al obtenido con los datos del mapa anterior).

Horas anuales de sol efectivo $\approx 2\,749$ horas

4.1.3 Radiación solar en la finca Monte Valdetiétar

Con la finalidad de conocer con más exactitud la radiación solar existente en la zona donde se realizará la instalación fotovoltaica, se hace uso del programa Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), el cual dispone de distintas bases de datos para distintas localizaciones internacionales sobre la radiación solar a lo largo de los años.

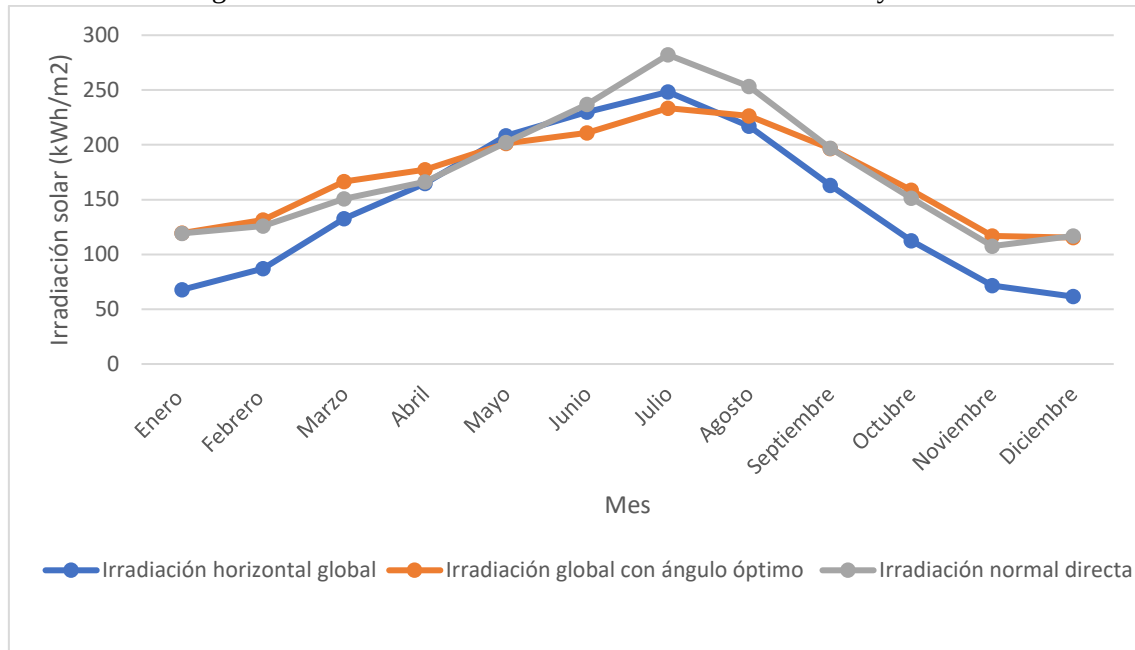
En este caso, se utiliza la base de datos PVGIS-SARAH2 que dispone de los valores de radiación solar entre los años 2005 y 2020 en Europa, Asia, África y América del Sur.

Los valores de la radiación solar aportados por este programa son de mayor precisión ya que son los obtenidos para las coordenadas geográficas específicas de la ganadería de José Escolar.

La radiación incidente varía en función de la inclinación sobre la que se mida. A través de PVGIS se han obtenido los valores de la irradiación global horizontal (medida sobre un plano horizontal), la irradiación global para el ángulo óptimo (aquel que da la mayor irradiación anual), y la irradiación normal directa (medida sobre un plano orientado siempre en la dirección del sol), todo ello en las coordenadas geográficas de la finca.

Para cada uno de los meses, se ha realizado la media de cada tipo de irradiación solar citados, de los años 2005 a 2020 y se ha representado en el siguiente gráfico.

Figura 4.6: Media de irradiación solar mensual entre 2005 y 2020.



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de PVGIS (2023).

Con el gráfico de la figura 4.5 se puede comprobar que la irradiación solar global con ángulo óptimo es la mayor entre los meses de enero a mayo y de septiembre a diciembre. Sin embargo, la irradiación normal directa predomina sobre esta entre mayo y septiembre.

La irradiación global con ángulo óptimo, no es siempre la que más energía recibe puesto que el ángulo óptimo es un ángulo fijo durante todo el año, y, con él se obtiene la mayor irradiación solar a lo largo de todo el año, pero no en todos los meses. Por ello, entre mayo y septiembre la radiación directa recibida por un plano orientado en la dirección del sol es mayor, ya que este ángulo no es fijo, sino que es el necesario para estar en todo momento en la dirección del sol. No obstante, esta última solo representa la irradiación directa, no considera la difusa, y por eso el resto de meses predomina la irradiación global con ángulo óptimo.

Con la finalidad de conocer unos valores medios de la irradiación solar incidente en la finca durante un año entero se muestra la siguiente tabla.

Tabla 4.1: Valores anuales de cada tipo irradiación solar.

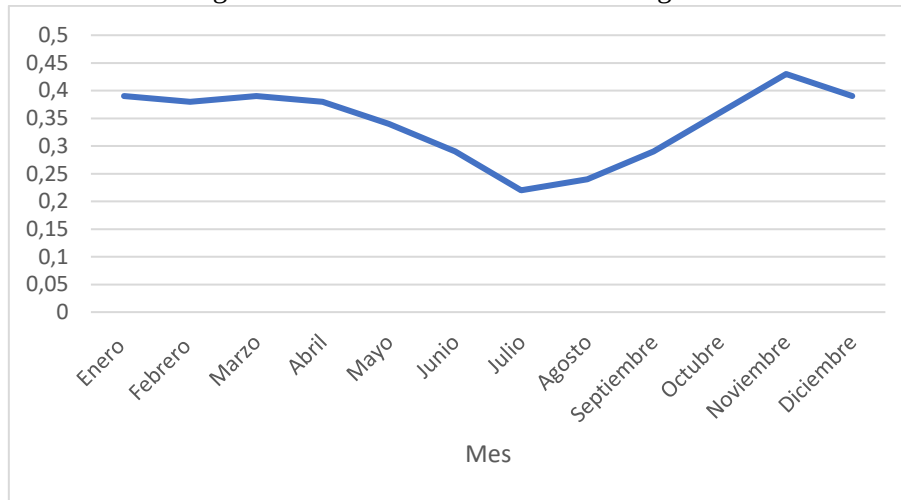
Tipo de irradiación solar	Irradiación solar total anual (kWh/m²)
Horizontal global	1 764,78
Global con ángulo óptimo	2 054,15
Normal directa	2 109,77

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de PVGIS (2023).

Otros dos factores de interés estudiados mensualmente son la relación entre la radiación difusa y la radiación global y la temperatura media de cada mes, ya que la temperatura

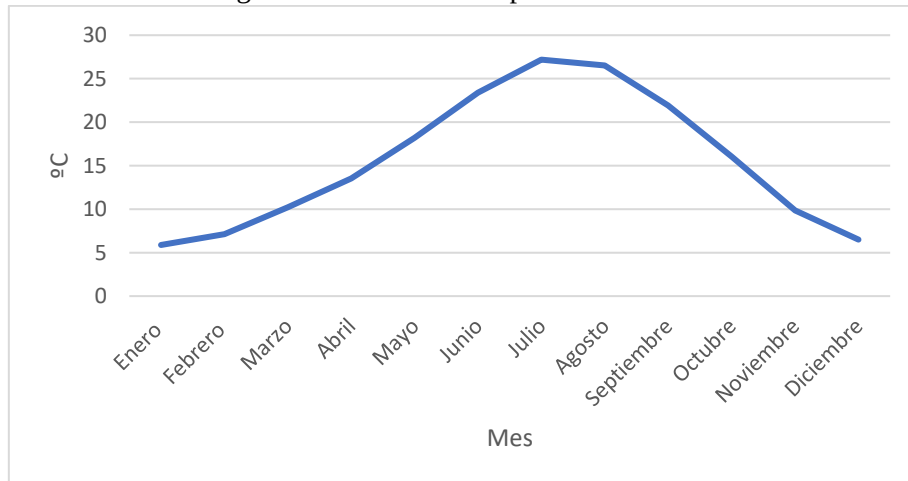
afectará al rendimiento de los paneles solares si no se encuentra dentro de los valores adecuados.

Figura 4.7: Radiación difusa/Radiación global.



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos PVGIS (2023).

Figura 4.8: Media de temperatura mensual.



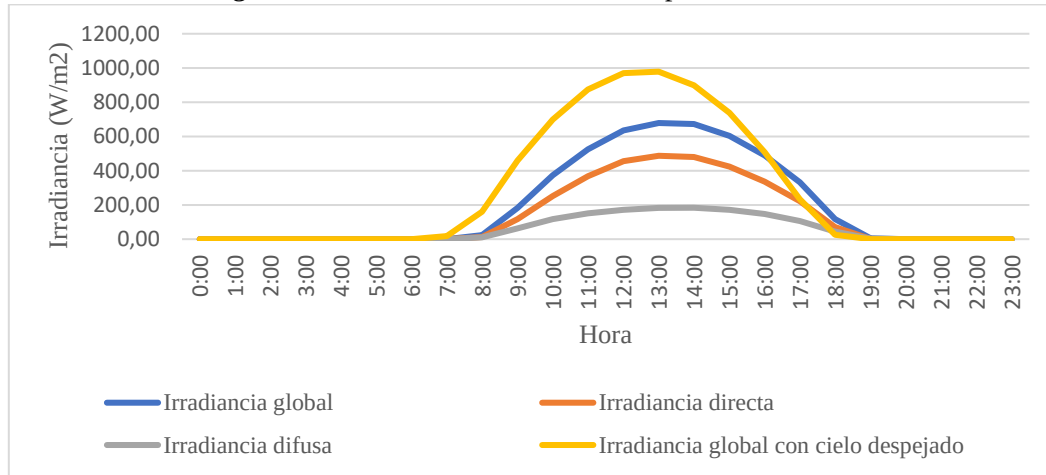
Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de PVGIS (2023).

Este gráfico de la figura 4.7 muestra la media de la temperatura mensual, considerando las temperaturas de las 24 horas del día, es decir, considera tanto las horas del día como las de la noche.

Con los gráficos anteriores, se ha realizado un análisis del recurso solar mensual. No obstante, la radiación solar varía notablemente en función de la hora del día. Por ello, se ha realizado también un estudio de la radiación solar en función la hora. Además, para conocer las horas de luz durante las cuales los paneles solares fotovoltaicos estarán recibiendo luz solar, es necesario saber la hora a la que empieza a incidir radiación sobre la finca y la hora a la que deja de incidir. Esto varía en función de la época del año.

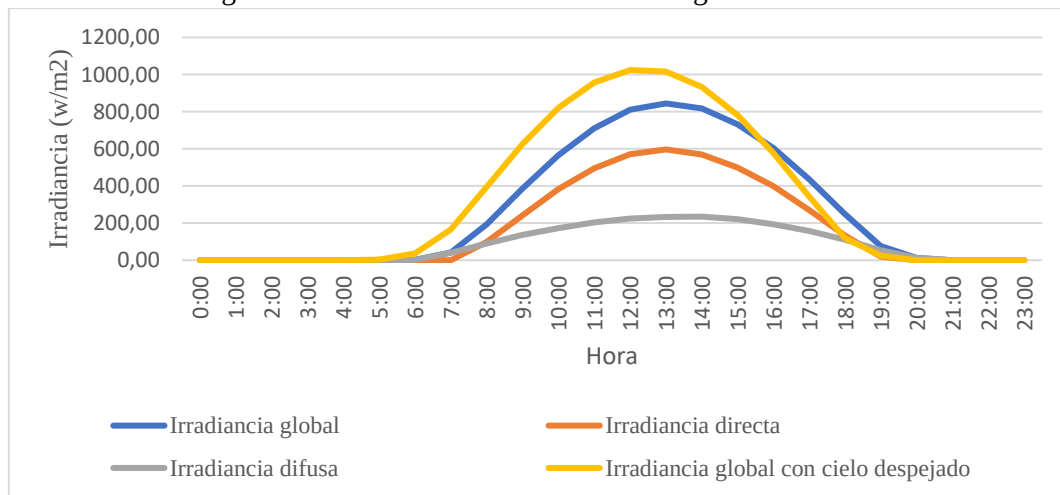
Para visualizar todo ello se han representado gráficamente los valores de irradiancia solar para los cuatro trimestres del año, para un ángulo de incidencia de 35° (el que PVGIS aporta como ángulo óptimo), de forma que se perciba la diferencia de la hora de amanecer y anochecer entre ellos.

Figura 4.9: Irradiancia solar media del primer trimestre.



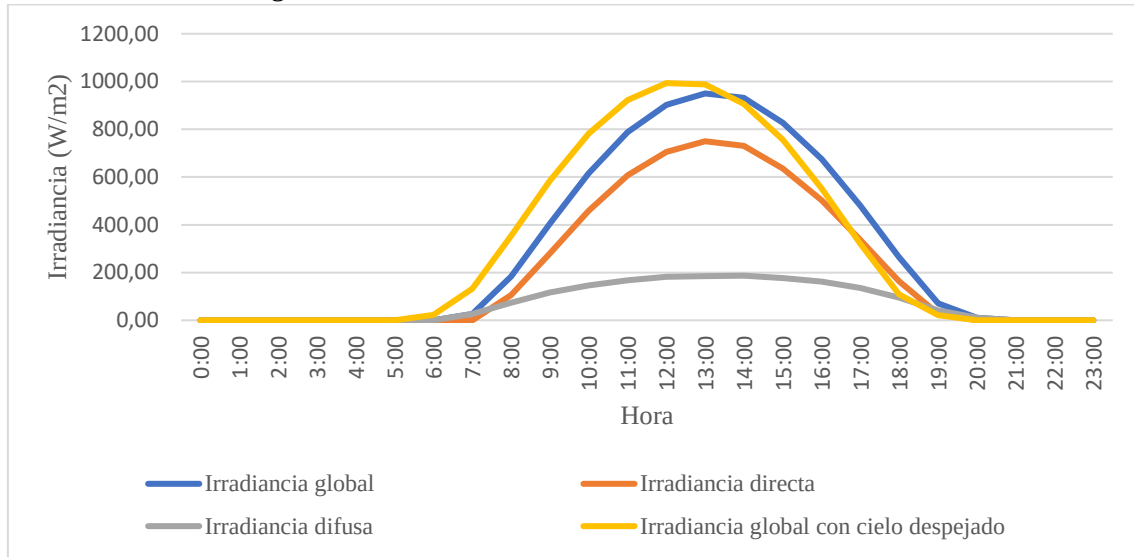
Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de PVGIS (2023).

Figura 4.10: Irradiancia solar media del segundo trimestre.



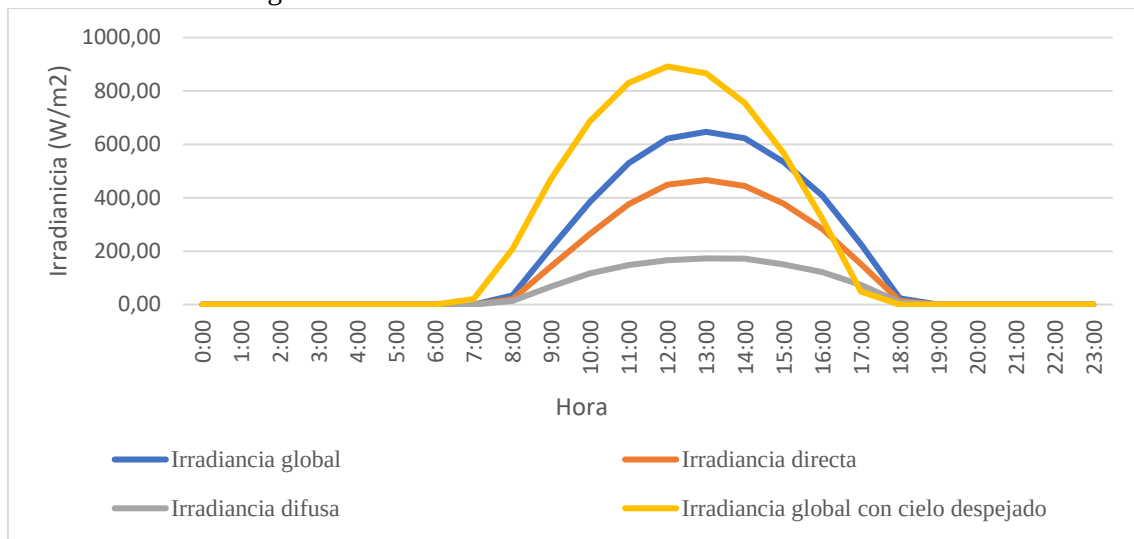
Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de PVGIS (2023).

Figura 4.11: Irradiancia solar media del tercer trimestre.



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de PVGIS (2023).

Figura 4.12: Irradiancia solar media del cuarto trimestre.



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de PVGIS (2023).

En los cuatro gráficos representados se observan cuatro tipos de irradiancia. La irradiancia global con cielo despejado es la mayor en todas las horas del día salvo en las horas del anochecer. Esto se debe a que la irradiancia global es la suma de la irradiancia directa y la difusa, y la difusa está altamente afectada por la nubosidad. Por ello, al anochecer, que es cuando la irradiancia directa disminuye, es ligeramente mayor la irradiancia global que la irradiancia global con cielo despejado, pues la componente difusa es levemente superior con la presencia de nubes.

Por lo demás, se puede comprobar cómo la irradiancia solar directa es considerablemente mayor en el tercer trimestre (julio, agosto y septiembre aproximadamente), es decir, en

verano, alcanzando valores de 750 W/m^2 aproximadamente. Esto es debido a que en esta estación del año la Tierra se encuentra inclinada hacia el Sol y por lo tanto los rayos solares inciden de forma más perpendicular a la superficie.

En lo referente a las horas de luz solar, en los gráficos se muestra cómo la irradiancia global con cielo despejado, que es la primera que empieza a incidir al amanecer, comienza a las 7:00 en el primer y cuarto trimestre (invierno y otoño), mientras que en el segundo y tercer trimestre (primavera y verano) comienza a las 6:00. Adicionalmente, la irradiación global, que es la última en dejar de incidir, se hace nula a las 19:00 en el primer trimestre, a las 20:00 en el segundo y tercer trimestre, y a las 18:00 en el cuarto. Ello pone de manifiesto que otoño es la estación que menos horas de radiación solar recibe al año en la finca Monte Valdetiétar y primavera y verano las que más.

4.2 Recurso eólico

En este apartado, se estudian las características del viento en la finca Monte Valdetiétar, para conocer la disponibilidad de este recurso en dicha finca, y tener una orientación de si resultará viable instalar aerogeneradores para transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica y poder abastecer a los consumos desarrollados en el capítulo 3.

4.2.1 Definiciones

Del mismo modo que en el recurso anterior, para entender los conceptos de este apartado, es necesario conocer los siguientes conceptos:

- Rugosidad del terreno: obstáculos de la superficie terrestre que afectan a la velocidad del viento. Cuanto mayor sea la rugosidad más se ralentizará el viento en dicha zona.
- Longitud de rugosidad: altura respecto del suelo para la cual la velocidad del viento es teóricamente nula.
- Cizallamiento del viento: hace referencia al perfil de velocidad del viento, que disminuye su velocidad a medida que la distancia con respecto al nivel del suelo se reduce.

La rugosidad del terreno afecta sobre todo en la superficie terrestre, ya que, a una gran distancia respecto al suelo, en las capas altas de la atmósfera, apenas hay obstáculos que afecten al viento.

Esta rugosidad puede ser de distintas clases, medidas de 0 a 4. Si la rugosidad es próxima a 0, es debido a que en el terreno apenas hay obstáculos, como, por ejemplo, en la superficie del mar. Por el contrario, una rugosidad de 3 o 4 se debe a una gran presencia de obstáculos como árboles o edificios.⁹

4.2.2 Recurso eólico en Castilla y León

Castilla y León es una comunidad autónoma donde la generación eólica es de gran trascendencia, tal y como muestran las siguientes imágenes de la A.E.E.

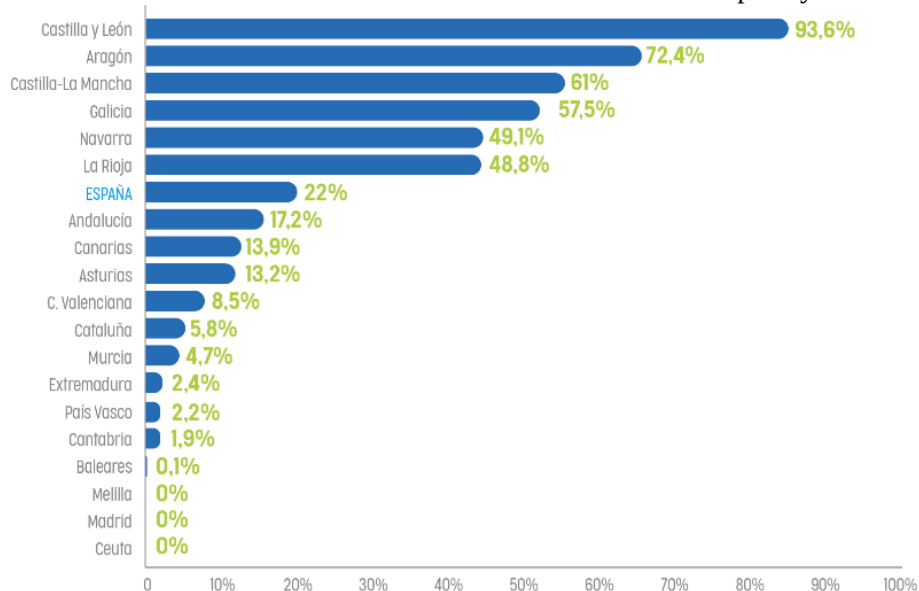
⁹ Danish Wind Industry Association (2003)

Figura 4.13: Comparación de la potencia y cuota de mercado eólica en las C.C.A.A.

CCAA	POTENCIA INSTALADA 2021 (MW)	POTENCIA ACUMULADA A CIERRE 2021 (MW)	CUOTA DE MERCADO SOBRE EL ACUMULADO (%)	TOTAL PPEE
Castilla y León	155,45	6.404,43	23%	272
Aragón	275,66	4.435,44	16%	176
Castilla La Mancha	68,7	3.954,84	14%	151
Galicia	68,9	3.866,64	14%	182
Andalucía	43,5	3.521,95	13%	163
Navarra	0	1.302,80	5%	58
Cataluña	0	1.271,20	5%	47
Comunidad Valenciana	0	1.238,78	4%	39
Asturias	126	645,45	2%	25
Canarias	104,4	557,82	2%	100
La Rioja	0	446,62	2%	14
Murcia	0	261,96	1%	14
País Vasco	0	153,25	1%	7
Extremadura	0	39,38	0%	1
Cantabria	0	35,30	0%	3
Baleares	0	3,68	0%	46
TOTAL	842,61	28.139,51		1.298

Fuente: Asociación Empresarial Eólica (2021).

Figura 4.14: Cobertura de la demanda eléctrica con la eólica en España y sus C.C.A.A.



Fuente: Asociación Empresarial Eólica (2021).

Con la figura 4.12 se observa que Castilla y León es la comunidad autónoma con más potencia acumulada a cierre de 2021, con 6 404,43 MW, y la de mayor cuota de mercado sobre el acumulado, con un 23% en ese mismo año.

Un dato todavía más relevante es el que aporta la figura 4.13, puesto que indica que la cobertura de la demanda eléctrica en Castilla y León con la energía eólica es del 93,6%, por lo que este recurso eólico es capaz de abastecer a prácticamente todos los consumos de Castilla y León.

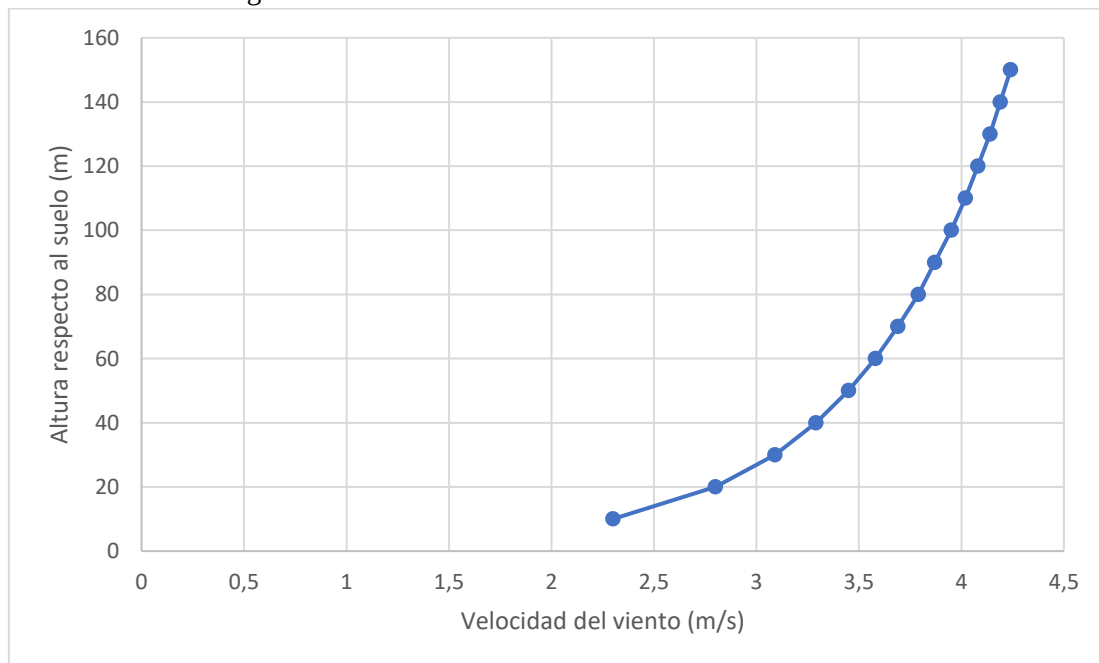
Estos datos indican que la solución eólica puede ser viable desde el punto de vista de la disponibilidad de este recurso.

4.2.3 Recurso eólico en la finca Monte Valdetiétar

La energía eléctrica que se puede obtener a partir del recurso eólico depende de la energía cinética del viento, por ello, a continuación, se muestra un gráfico en el que se puede observar la variación de la velocidad media del viento en función de la altura.

Este gráfico se ha obtenido a partir de la velocidad media del viento a 100 metros de altura ofrecida por el Mapa Eólico Ibérico provisto por CENER, y, a partir de esa velocidad, e introduciéndola en la calculadora de la Asociación Danesa de la Industria Eólica, se obtiene todo el perfil de velocidad del viento entre 10 y 150 metros de altura.

Figura 4.15: Velocidad media del viento en distintas alturas.



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de CENER y de Danish Wind Industry Association (2023).

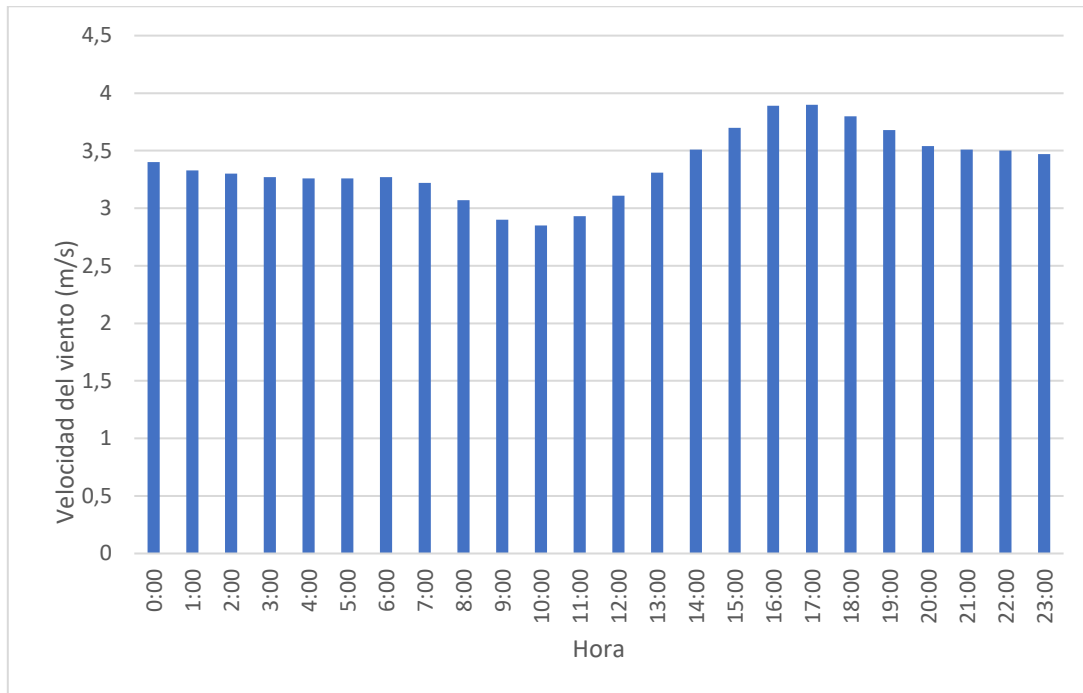
En esta gráfica de la figura 4.14 se aprecia cómo la velocidad del viento es mayor conforme aumenta la altura respecto al suelo. Sin embargo, a medida que aumenta la altura, el incremento de velocidad es cada vez menor.

Cabe destacar, que este perfil de velocidad se ha obtenido considerando una longitud de rugosidad de 0,4 y una clase de rugosidad de 3. El motivo de ello reside en que en la finca de estudio hay una gran densidad de encinas, además de los cercados de los animales y de las instalaciones, lo que hace que existan constantes obstáculos que ralentizan el viento. Si bien es cierto que la rugosidad del terreno depende de la zona de la finca, pues en la zona del caserío, esta rugosidad sí es muy elevada, por las instalaciones y el encinar

que hay alrededor, pero la zona del pozo presenta una rugosidad notablemente menor, ya que se trata de un terreno de praderas mucho más liso. A pesar de ello, la zona de praderas, exentas de obstáculos, no supera un perímetro de 200 metros alrededor del pozo, a partir de ese perímetro comienzan a aparecer de nuevo encinas, por eso la longitud de rugosidad y la clase de rugosidad utilizadas han sido respectivamente 0,4 y 3.

La velocidad del viento también cambia a lo largo del día, tal y como muestra la siguiente figura.

Figura 4.16: Velocidad media del viento en función de la hora del día para una altura de 50 metros.

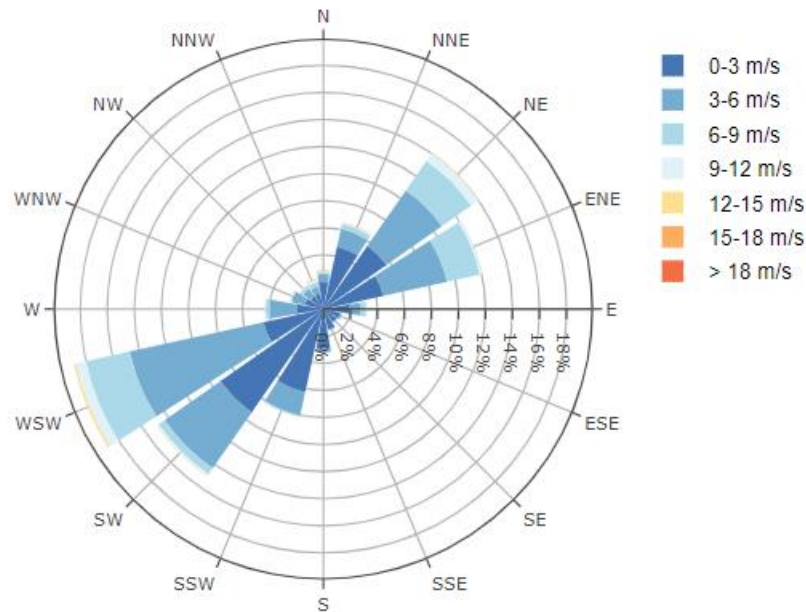


Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de CENER (2023).

Con este gráfico se pone de manifiesto que durante la tarde se alcanzan las velocidades del viento más altas, llegando a la velocidad media mayor (3,9 m/s) a las 17:00. Mientras que las velocidades más bajas se alcanzan en durante las primeras horas de la mañana, siendo la menor (2,85 m/s) a las 10:00. Todo esto para una altura del aerogenerador de 50 metros.

Otro factor fundamental en el estudio de este recurso es la dirección del viento, el cual viene dado por la siguiente rosa de vientos.

Figura 4.17: Rosa de vientos.



Fuente: Centro Nacional de Energías Renovables (2020).

En esta rosa de vientos, los porcentajes indican la frecuencia con la que el viento sopla en cada dirección. Por ello, nos indica tanto la velocidad (ver leyenda) como la frecuencia con la que el viento va orientado en cada una de las direcciones.

Se puede deducir, por tanto, que la dirección y sentido en la que el viento sopla con más frecuencia y en la que puede soplar con mayor velocidad es la llamada Oeste-Suroeste (WSW). En el capítulo de Solución Eólica se estudiará si los aerogeneradores se orientarán de frente o en contra de dicha dirección, en función del tipo de aerogenerador.

4.3 Conclusiones

Tras realizar este capítulo, se conoce la disponibilidad del recurso solar y eólico en la finca Monte Valdetiétar, lo que se utilizará en los siguientes capítulos para calcular la energía eléctrica que podría producirse a partir de ellos.

En cuanto al recurso solar, se ha podido comprobar que la ganadería está situada en un lugar de España que recibe una gran radiación solar anualmente, alcanzando con el ángulo óptimo una irradiación solar anual de 2 054,15 kWh/m². Esto indica que realizar una instalación fotovoltaica podría ser una solución óptima y eficiente.

En lo referente al recurso eólico, los datos de la A.E.E. sitúan a Castilla y León como una comunidad autónoma que lidera el sector de las instalaciones eólicas en España, lo que también muestra que puede dar buenos resultados realizar una instalación eólica en la ganadería en cuestión.

Con todos los gráficos y tablas mostrados se conoce tanto el recurso solar en cada uno de los meses del año y a las diferentes horas del día, como el recurso eólico a distintas alturas y direcciones.

A partir de todos estos datos, se estudiará en los próximos capítulos cuál es la solución más factible para poder sacarlos el máximo partido y lograr la máxima producción energética.

Capítulo 5. Solución solar

Figura 5.1: Foto del Sol en las primeras horas de la mañana en la finca.



Fuente: Elaboración propia (2023).

En este capítulo se analizará la producción eléctrica que se podría obtener a partir del recurso solar analizado en el capítulo anterior, para comprobar si es factible implantar una solución solar para abastecer la demanda energética de la ganadería, y cómo debe ser dicha instalación fotovoltaica para hacerlo de la forma más optimizada posible.

En primer lugar, hay que destacar que se realizarán dos instalaciones solares, una para abastecer a la demanda del caserío y otra para alimentar a la electrobomba que sacará agua del pozo. Son necesarias estas dos instalaciones, puesto que el caserío y el pozo, donde se instalará la electrobomba, se encuentran muy alejados entre sí, en los dos extremos de la finca, por lo que no es posible alimentar ambos consumos con una sola instalación.

Se estudiará si esta solución es viable, con el objetivo de implantarla, en caso de que sea la solución óptima.

5.1 Evaluación de alternativas para situar la instalación fotovoltaica

Los paneles solares fotovoltaicos pueden ser instalados en el terreno o sobre el tejado de las instalaciones.

Por un lado, en el caso de la instalación para abastecer al consumo de los tres hogares y del molino, se descarta la posibilidad de situarlos sobre el terreno, ya que la finca de estudio es una ganadería de extensivo, y, por lo tanto, se requiere de dicho terreno para la cría del toro de lidia, y para los pastos necesarios para su alimentación. Instalarlos aquí supondría, por tanto, la inhabilitación de este terreno y no es una opción factible. Por ello, se ha decidido instalarlos sobre el tejado de las instalaciones.

Se dispone de varios tejados, el correspondiente a las casas, el de los pajares y el tejado del cebadero. No obstante, tanto el tejado del cebadero como el de los pajares, es de uralita, lo que impide instalar los paneles solares sobre ellos, ya que la uralita contiene amianto y la utilización de amianto está prohibida por la Directiva Europea según 1999/77/CE de la Comisión de 26 de Julio de 1999 que se traspone en España en la Orden Ministerial del 7 de diciembre del 2001. Según esta, desde el 14 de junio de 2002 se prohíbe su utilización, producción y comercialización. Las instalaciones previas existentes se permiten hasta el fin de su vida útil siempre y cuando estén en buen estado y no presenten riesgo de liberar polvo al ambiente¹⁰. Por ello, se planteará instalar los paneles solares sobre algunos de los tejados de las casas.

En primer lugar, con la finalidad de mantener la estética de la casa principal (la del ganadero), se tratará de realizar la instalación en uno de los tejados adyacentes a esta (tejado del guadarnés), y en caso de no ser suficiente la producción energética como para abastecer la demanda de 46 885,94 kWh, se añadirán paneles solares también sobre el tejado de la casa familiar del ganadero.

Figura 5.2: Tejado del guadarnés (izquierda de la foto) y tejado de la casa de ganadero (central en la foto).



Fuente: Elaboración propia (2023).

¹⁰ Directiva Europea según 1999/77/CE de la Comisión de 26 de Julio de 1999 que se traspone en España en la Orden Ministerial del 7 de diciembre del 2001, BOE. MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA (2001).

Por otro lado, en la instalación a realizar para abastecer a la electrobomba no se dispone de ninguna construcción de la que se pueda aprovechar su tejado. Por ello, se construirá sobre una estructura que permita mantener a los paneles solares a una altura considerable del suelo (en torno a tres metros) de forma que sea posible el paso del ganado por debajo y que estos puedan aprovechar los pastos situados bajo la instalación.

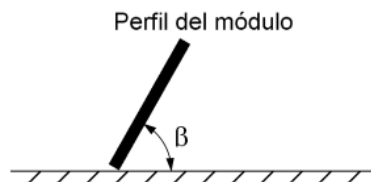
5.2 Solución solar de la zona del caserío, tejado del guadarnés.

5.2.1 Orientación e inclinación para la instalación de los paneles solares

Lo primero que se debe conocer para plantearse la factibilidad de llevar a cabo una instalación fotovoltaica es el ángulo de azimut y de inclinación de los paneles.

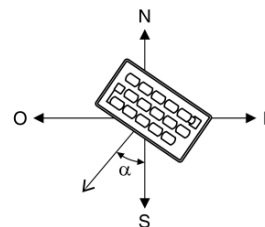
- Ángulo de inclinación β , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (figura 5.3). Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales¹¹.
- Ángulo de azimut α , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (figura 5.4). Su valor es 0° para módulos orientados al Sur, -90° para módulos orientados al Este y $+90^\circ$ para módulos orientados al Oeste¹⁰.

Figura 5.3: Ángulo de inclinación.



Fuente: IDAE (2011).

Figura 5.4: Ángulo de azimut.



Fuente: IDAE (2011).

Se calcularán dichos ángulos de los tejados sobre los que se pretende instalar los paneles solares.

El primer lugar donde se plantea instalar las placas solares es en el tejado que se muestra en la siguiente figura delimitado en azul. Este tejado es el del guadarnés.

¹¹ Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (2011)

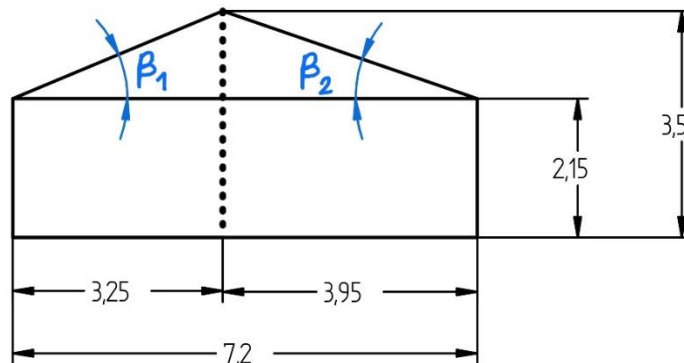
Figura 5.5: Tejado del guadarnés.



Fuente: SIGPAC (2022) y elaboración propia de las delimitaciones (2023).

Como se puede comprobar, es un tejado que presenta asimetría a dos aguas, por lo que tiene dos ángulos de inclinación diferentes. Con el objetivo de obtener los ángulos de inclinación, se realizaron las medidas pertinentes de altura y ancho del guadarnés y se obtuvieron los ángulos de la forma mostrada en el siguiente esquema.

Figura 5.6: Dimensiones del guadarnés.



Fuente: Elaboración propia (2023).

$$\operatorname{tg}(\beta_1) = \frac{1.35}{3.25} \rightarrow \beta_1 = 22.56^\circ \approx 23^\circ \quad [5.1]$$

$$\operatorname{tg}(\beta_2) = \frac{1.35}{3.95} \rightarrow \beta_2 = 18.87^\circ \approx 19^\circ \quad [5.2]$$

El ángulo β_1 se corresponde con el agua del tejado de la derecha en la figura 5.5 (el que está orientado hacia el jardín y la piscina mostrados en dicha imagen). Mientras que el ángulo β_2 se corresponde con el agua de la izquierda.

Para obtener el ángulo de azimut, se ha hecho uso de la herramienta SunEarthTools¹². Esta plataforma, considera la referencia (0°) en el norte, en lugar de en el sur, por lo que se realizará la corrección oportuna en cada caso.

¹² SunEarthTools (2023)

En la siguiente imagen, se muestra la dirección y sentido sur, respecto de la cual se medirá el ángulo de azimut de cada parte del tejado.

Figura 5.7: Orientación Sur en la finca Monte Valdetiétar.



Fuente: SunEarthTools (2023).

A continuación, se estudió el azimut de ambas aguas de dicho tejado, tal y como se muestra en las siguientes figuras:

Figura 5.8: Azimut del agua derecha del tejado del guadarnés.



Fuente: SunEarthTools (2023).

Figura 5.9: Azimut del agua izquierda del tejado del guadarnés.



Fuente: SunEarthTools (2023).

La primera figura muestra un ángulo de 60° medido desde el norte, lo que es un azimut de -120° para el agua derecha del tejado. La segunda muestra un ángulo de 240° , también desde el norte por lo que son 60° de azimut para el agua izquierda del tejado.

Los ángulos de inclinación y azimut para este tejado son, por tanto:

- Azimut (α_1) = -120° e inclinación (β_1) $\approx 23^\circ$
- Azimut (α_2) = 60° e inclinación (β_2) $\approx 19^\circ$

5.2.2 Factibilidad de las instalaciones planteadas en función de sus pérdidas

Una vez planteadas las dos edificaciones sobre las que se pretende instalar los paneles solares, y conociendo la inclinación y el ángulo de azimut de los mismos, es necesario estudiar si las pérdidas en dichas instalaciones no superan las máximas permitidas.

El Pliego de Condiciones Técnicas, establece que existen dos tipos de pérdidas que pueden hacer que no sea posible llevar a cabo una instalación fotovoltaica en una zona determinada si se superan los límites establecidos. Estas son las pérdidas por sombras y las debidas a la orientación e inclinación de los paneles.

Figura 5.10: Máximas pérdidas permitidas.

	<i>Orientación e inclinación (OI)</i>	<i>Sombras (S)</i>	<i>Total (OI+S)</i>
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Fuente: IDAE (2011).

Las instalaciones fotovoltaicas que se situarán sobre los tejados son casos de superposición ya que los paneles solares se encontrarán colocados en paralelo a la envolvente del edificio. Por ello, por orientación e inclinación las máximas pérdidas permitidas son 20%, y, por sombras, 15%. En total, se exige que las pérdidas sean inferiores al 30%.

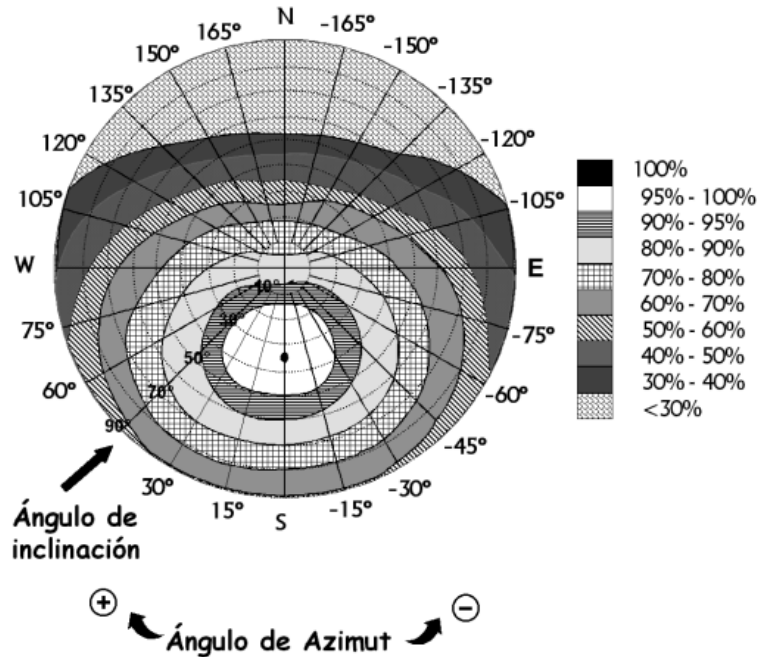
Antes de realizar cualquier otro estudio, se analizará si el porcentaje de pérdidas de ambos tipos está dentro de lo permitido, porque de lo contrario, no se podría seguir adelante con las alternativas propuestas. En apartados posteriores ya se estudian el resto de pérdidas.

• Pérdidas por inclinación y orientación

Los ángulos de inclinación y orientación de los paneles solares representan una variable fundamental a considerar, ya que, en función de ellos, la radiación solar que recibirán los paneles solares variará notablemente. Según PVGIS, los ángulos de orientación (azimut) e inclinación de los paneles han de ser 0° y 35° respectivamente. De tal forma que cualquier desviación con respecto a dichos valores supondrá una pérdida de radiación solar incidente sobre los paneles fotovoltaicos.

El Pliego de Condiciones Técnicas ofrecido por el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía, indica el método a seguir para obtener el valor de este tipo de pérdidas. Este método consiste en obtener los límites de inclinación de los paneles solares para una orientación determinada. Haciendo uso de la figura 5.11, los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimuth nos aportan el valor de la inclinación máxima y mínima.

Figura 5.11: Esfera de límites de pérdidas por orientación e inclinación.



Fuente: IDAE (2011).

A partir de este método llevado a cabo en el anejo A.1, se ha obtenido que la inclinación máxima para la parte del tejado con azimuth de -120° es de $11,179^\circ$. Esto hace que no sea factible instalar paneles fotovoltaicos en dicha agua del tejado, ya que su inclinación es de 23° aproximadamente. De instalarlos aquí estaríamos superando el límite de pérdidas por inclinación y orientación del 20% que establece el Pliego de Condiciones Técnicas. La parte simétrica del tejado, que presenta un azimuth de 60° , tiene un límite máximo de inclinación de $54,179^\circ$ y como la inclinación de la parte correspondiente del tejado es de 19° , esta inclinación sí está dentro de los límites establecidos, lo que indica que las pérdidas son inferiores al 20% establecido para el caso de superposición.

Las pérdidas obtenidas son de 14,10%. Pérdidas que solo se deben a la parte del tejado donde se realizará la instalación.

Con todo ello se ha demostrado que estas pérdidas ya limitan parte de las instalaciones que se tenían en cuenta para situar los paneles solares, siendo solo factible llevar a cabo la instalación en la parte del tejado del guadarnés que está orientada hacia la izquierda en la figura 5.5.

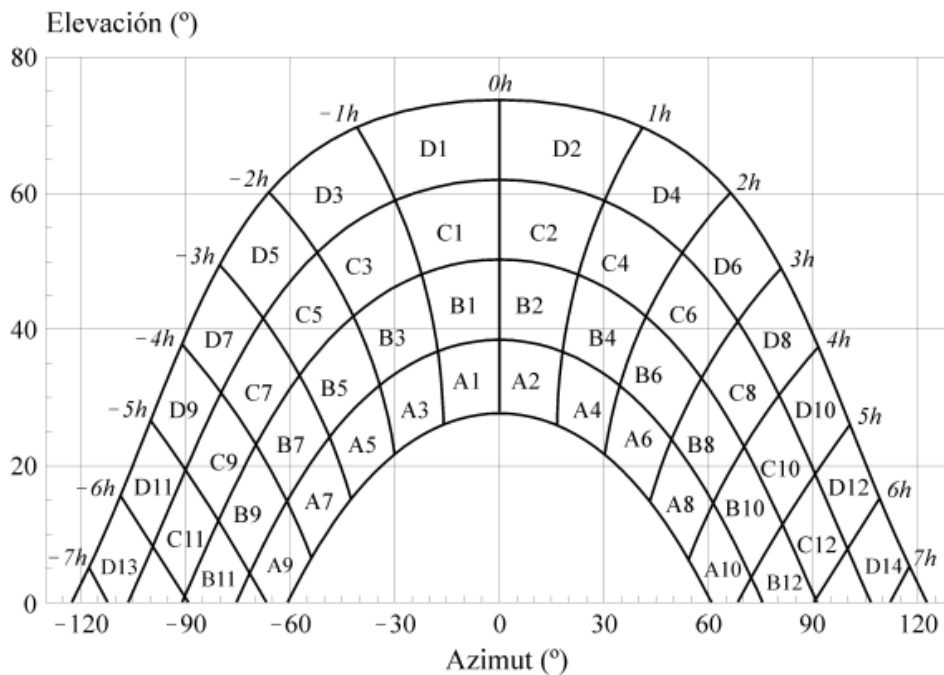
• Pérdidas por sombras

La finca Monte Valdetiétar se encuentra en el valle de la Sierra de Gredos, en una zona muy llana, por lo que apenas recibe sombras.

El obstáculo más voluminoso que podría producir alguna sombra sobre el tejado de estudio es la Sierra de Gredos. A pesar de que se tiene constancia, por experiencia, de que este tejado apenas recibe sombra por dicha sierra en ninguna hora del día, se demostrará mediante los cálculos pertinentes. En caso de que produjera sombras, sería durante las horas del amanecer, ya que como el sol nace por el este y se pone por el oeste, debido a la orientación de la finca respecto a la sierra, esta no podría producir ninguna sombra durante el atardecer.

Según el Pliego de Condiciones Técnicas establecido por IDAE, las pérdidas por sombras se obtienen realizando una comparación del perfil de obstáculos que afectan a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del sol que se presenta en la siguiente imagen.

Figura 5.12: Diagrama de la trayectoria de los rayos del sol.



Fuente: IDAE (2011).

Tras realizar el estudio mostrado en el anejo A.2, se concluye que la Sierra de Gredos no produce sombras sobre el tejado del guadarnés.

El otro obstáculo a estudiar es la casa del ganadero, que se sitúa de forma contigua al tejado de estudio, por lo que sí produce sombras cuando los rayos de sol inciden sobre ella desde el noreste.

Análogamente a lo realizado en el caso anterior, se compara el perfil de la casa del ganadero (obstáculo) con el diagrama de trayectorias del sol y con el proceso seguido en el anejo A.2 se obtiene que las pérdidas por sombras de dicho obstáculo sobre el tejado

en cuestión son 0,07%. Este porcentaje está dado respecto de la radiación solar que incidiría sobre el tejado citado si no existiera ninguna sombra.

Con todo ello, se obtiene un valor de las pérdidas totales por sombras sobre el tejado del guadarnés de 0,07%, muy inferior al 15% permitido, por lo que las pérdidas por sombras no impiden llevar a cabo la instalación fotovoltaica. Dichas pérdidas son las calculadas en la parte del tejado factible según las pérdidas por orientación e inclinación, ya que la otra parte queda descartada del estudio, por lo que no se han analizado las pérdidas por sombras sobre ella.

5.2.3 Radiación solar

Una vez conocida las localizaciones donde sí es factible implementar instalaciones fotovoltaicas, se analizará la radiación solar en ellas.

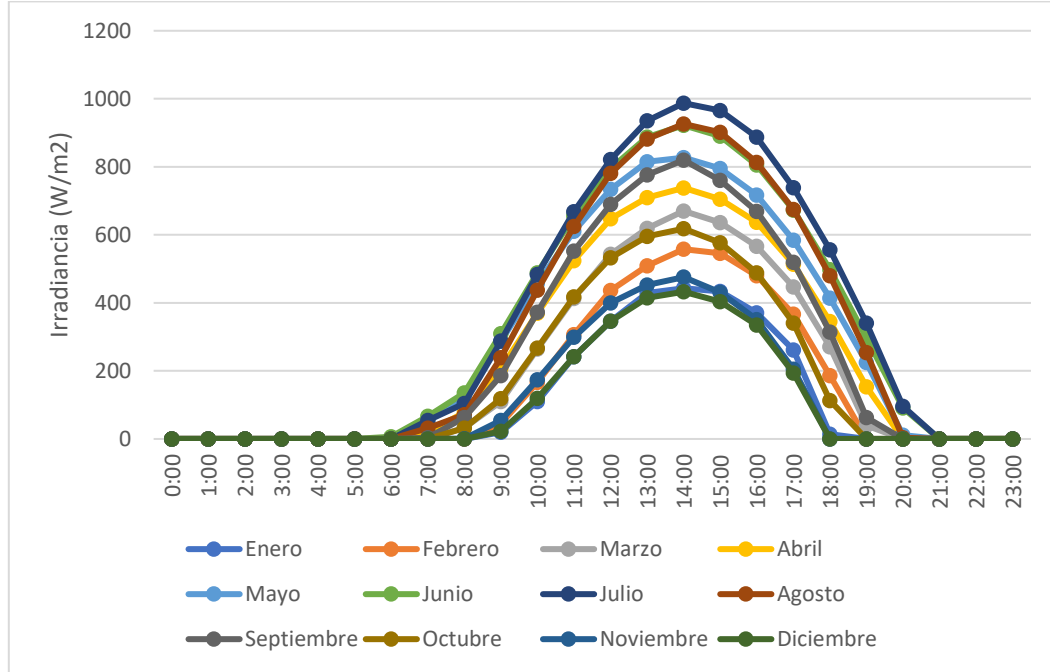
En el capítulo 4 se ha realizado un estudio de la radiación solar en la ganadería de forma general, obteniendo los valores de los distintos tipos de radiación sobre distintos ángulos de inclinación. No obstante, para poder conocer la producción energética que se puede obtener a partir de la instalación fotovoltaica que se va a plantear, es necesario estudiar la radiación solar incidente sobre el lugar donde se va a realizar la instalación, es decir, considerando el ángulo de orientación (azimut) y de inclinación preciso de los paneles.

Para ello, con la herramienta PVGIS, se ha obtenido información sobre la radiación solar para la latitud y longitud específicas de la finca (40,179 y -4,909 respectivamente) y para los ángulos de inclinación y de orientación correspondientes a la parte del tejado del guadarnés que se ha comprobado que es factible, por estar dentro de los niveles de pérdidas de sombras y de orientación e inclinación permitidos. Estos ángulos son de 19° y 60° respectivamente.

En primer lugar, se ha obtenido la irradiancia global media horaria de cada mes incidente sobre el tejado citado. Los valores obtenidos proceden de la base de datos PVGIS-SARAH2, que dispone de datos entre los años 2005 y 2020, por lo que los valores extraídos son estimados ya que se basan en datos pasados, pero resultan muy fiables porque dicha estimación es realizada en base a los datos de 15 años consecutivos y actuales.

En la siguiente gráfica se muestra que el mes que más irradiancia global media recibe es el mes de julio, alcanzando un máximo de 987,22 W/m² a las 14:00. Así mismo, el mes que recibe menos irradiancia global media es diciembre, alcanzando su máximo de 432,7 W/m² también a las 14:00. Estos valores y su variabilidad a lo largo del año y durante las horas del día se tienen en cuenta porque afectarán a la producción de los paneles solares, y es imprescindible conocer las épocas del año en las que los módulos fotovoltaicos podrán producir más o menos energía en función de la radiación solar que incide sobre ellos.

Figura 5.13: Irradiancia global incidente sobre inclinación de 19° y azimut de 60°.



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de PVGIS (2023).

Con el objetivo de tener en cuenta todos los factores de la radiación solar que son necesarios analizar, para posteriormente realizar el cálculo de la producción energética, se han recogido los más importantes en las dos tablas que se muestran a continuación.

Tabla 5.1: Datos estimados de irradiancia e irradiación en cada mes.

Mes	Horas de incidencia solar (horas)	Irradiancia global media diaria (W/m²)	Irradiación global media diaria (kWh/m²)	Irradiación global media mensual (kWh/m²)
Enero	10 (9h -18h)	111,28	2,67	82,79
Febrero	10 (9h -18h)	150,00	3,60	100,80
Marzo	12 (8h - 19h)	192,13	4,61	142,95
Abril	13 (7h - 19h)	235,40	5,65	169,49
Mayo	14 (7h - 20h)	277,39	6,66	206,37
Junio	15 (6h - 20h)	313,41	7,52	225,65
Julio	14 (7h - 20h)	330,31	7,93	245,75
Agosto	14 (7h - 20h)	296,68	7,12	220,73
Septiembre	13 (7h - 19h)	241,24	5,79	173,70
Octubre	11 (8h - 18h)	170,86	4,10	127,12
Noviembre	11 (8h - 18h)	118,58	2,85	85,38
Diciembre	9 (9h - 17h)	104,59	2,51	77,82
Total anual				1858,55

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de PVGIS (2023).

En esta tabla se puede observar que las horas de incidencia solar varían notablemente a lo largo del año. De mayo a agosto hay entre 14 y 15 horas, siendo estos los meses de más horas de incidencia solar. Los meses de menos horas de incidencia solar son enero, febrero y diciembre, (entre 9 y 10 horas).

En la siguiente columna se muestran los datos de la irradiancia global media diaria (de un día medio de cada mes), y a partir de estos datos, multiplicando por las 24 horas del día, se obtiene la irradiación global media diaria y, multiplicando esta por los días de cada mes, se calcula la irradiación global media mensual, con la que se puede calcular la irradiación global media anual, que es 1 858,55 kWh/m². Los meses de mayor irradiación global son los meses de verano, alcanzando la máxima en julio (245,75 kWh/m²).

A continuación, se añade otra tabla con otros tres parámetros de interés.

Tabla 5.2: Máxima irradiancia global, hora a la que se alcanza y HSP.

Mes	Irradiancia global máxima (W/m ²)	Hora de irradiancia global máxima	Horas de sol pico (HSP)
Enero	442,98	14:00	82,79
Febrero	557,83	14:00	100,80
Marzo	670,14	14:00	142,95
Abril	738,09	14:00	169,49
Mayo	826,95	14:00	206,37
Junio	922,13	14:00	225,65
Julio	987,22	14:00	245,75
Agosto	926,04	14:00	220,73
Septiembre	819,62	14:00	173,70
Octubre	618,13	14:00	127,12
Noviembre	475,69	14:00	85,38
Diciembre	432,7	14:00	77,82
Total			1 858,55

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de PVGIS (2023).

En el capítulo 4, se observó que la hora a la que se producía la máxima irradiancia eran las 12:00 del mediodía, mientras que ahora, esta tiene lugar a las 14:00, esto indica que la hora a la cual se alcanza la irradiancia máxima depende de la inclinación y orientación de la superficie que se está estudiando. En este caso, como el tejado de estudio está orientado hacia el oeste (azimut=60°), recibe la máxima irradiancia global más tarde de las 12:00 (hora a la que el Sol pasa por su punto más alto), en concreto a las 14:00, que es cuando el Sol ha avanzado más hacia el oeste.

De esta tabla es especialmente importante el concepto de horas de sol pico (HSP), que es el número de horas durante las cuales incide una irradiancia de 1 000W/m²¹³. Por ello, los valores de HSP coinciden con los de la irradiación global media mensual, ya que se obtienen dividiendo dicha irradiación entre 1kW/m².

¹³ Alonso, C. (2022)

5.2.4 Pérdidas

En el apartado 5.2.1.2 se han estudiado las pérdidas que podían impedir que se llevase a cabo la instalación fotovoltaica en alguna de las localizaciones planteadas, ya que estas eran indispensables para determinar los lugares donde es posible instalar los módulos fotovoltaicos. Estas pérdidas son la debida a sombras y la debida a la orientación e inclinación de los paneles. Sin embargo, existen otros tipos de pérdidas que se deben estudiar, para finalmente, conocer cuál es la pérdida total de la instalación.

Según indica el IDAE, en el anexo I del Pliego de Condiciones Técnicas¹⁴, existen cuatro tipos de pérdidas principalmente (añadidas a las dos ya estudiadas) que se deben considerar. Estas son: las pérdidas de potencia en los cableados, pérdidas por temperatura, por suciedad y polvo y por la dispersión de parámetros entre módulos.

Estos valores pueden obtenerse de las medidas directas una vez que esté realizada la instalación, pero antes, se pueden obtener a partir de ciertos datos de las fichas técnicas y si no existe información, se utilizan los valores típicos para cada tipo de pérdida que aporta el IDAE.

• Pérdidas por temperatura

Las pérdidas por temperatura son las debidas a la desviación de la temperatura de los módulos de 25°C, que es su temperatura estándar.

Para desarrollar estas pérdidas es imprescindible tener en cuenta los siguientes conceptos:

Condiciones Estándar de Medida (CEM)¹³:

Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia solar: 1000 W/m²
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Temperatura de célula: 25 °C

TONC¹³:

Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

El valor típico de TONC de las células solares es de 45°C, por lo que utilizará este valor. Las pérdidas por temperatura se calculan a partir de la siguiente expresión:

$$1 - g(T_c - 25) \quad [5.3]$$

$g = 0,0035 (1/^\circ\text{C})$ es el coeficiente de temperatura de la potencia para silicio cristalino, que es el tipo de panel solar elegido, según se explica en un apartado posterior.

¹⁴ Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (2011)

T_c es la temperatura de las células solares, medida en °C. Para obtener su valor se hace uso de la siguiente expresión:

$$T_c = T_{amb} + (TONC - 20)E/800 \quad [5.4]$$

T_{amb} es la temperatura ambiente en la sombra, cuya unidad es °C.

E es la irradiancia solar, cuya unidad es W/m^2 .

La temperatura ambiente (T_{amb}) ya se obtuvo en el capítulo 4, y se mostró en la figura 4.8 y la irradiancia solar es la recogida en la tabla 5.1. A partir de estos datos, se calcula la temperatura de las células solares (T_c) y las pérdidas por temperatura, para finalmente obtener el rendimiento que tendría la instalación considerando solo las pérdidas producidas por la desviación de temperatura respecto a 25°C.

Todo ello se recoge en la siguiente tabla para cada mes del año.

Tabla 5.3: Pérdidas y rendimiento por temperatura.

Mes	Media de temperatura (°C)	Irradiancia global media diaria (W/m^2)	T_c (°C)	Pérdidas (%)	Rendimiento por temperatura (%)
Enero	5,88	111,28	9,36	5,47	94,53
Febrero	7,14	150,00	11,83	4,61	95,39
Marzo	10,23	192,13	16,23	3,07	96,93
Abril	13,54	235,40	20,90	1,44	98,56
Mayo	18,19	277,39	26,86	0,65	99,35
Junio	23,38	313,41	33,17	2,86	97,14
Julio	27,19	330,31	37,51	4,38	95,62
Agosto	26,53	296,68	35,80	3,78	96,22
Septiembre	21,93	241,24	29,47	1,56	98,44
Octubre	16,03	170,86	21,37	1,27	98,73
Noviembre	9,85	118,58	13,56	4,01	95,99
Diciembre	6,48	104,59	9,75	5,34	94,66

Fuente: Elaboración propia (2023).

Como las células solares pierden eficiencia tanto si la temperatura aumenta como si disminuye de 25°C, aunque la expresión general para el cálculo de las pérdidas por temperatura sea $1 - g(T_c - 25)$, en los meses en los que la temperatura de las células es inferior a 25°C, la diferencia se realiza a la inversa, es decir:

$$1 - g(25 - T_c) \quad [5.5]$$

En la tabla se observa que las pérdidas máximas por temperatura son 5,47% y se alcanzan en enero, por temperaturas inferiores a la estándar. Las máximas pérdidas por temperaturas superiores a la estándar son 4,38% y se producen en julio.

El resto de pérdidas se estimarán utilizando los valores típicos proporcionados por IDAE, dado que solo podrán conocerse con precisión una vez realizada la instalación, y en este punto del proyecto se trata de tener una orientación de las pérdidas totales por cada

concepto, para tenerlas en cuenta en la elección de potencia a instalar que se realizará posteriormente.

- **Pérdidas por cableado**

Estas pérdidas dependen de la sección y longitud de los cables y el valor máximo permitido para la parte de CC es 1,5%, aunque se recomienda no superar el 0,5%. Se estima que las pérdidas por este concepto son de 2%.

- **Pérdidas por polvo y suciedad**

Estas pérdidas juegan un papel fundamental, ya que los paneles solares se van a instalar en el campo, y además en una ganadería, donde se levanta una gran cantidad de polvo sobre todo en los meses de verano. Estas pérdidas son muy variables, pudiendo pasar de un 0% tras un día de lluvia y alcanzar un 8% cuando los módulos están muy sucios. El valor estimado por IDAE es de un 3%. Sin embargo, como se ha explicado, en una ganadería en el campo, hay más polvo de lo normal, por lo que estas pérdidas se estiman en un 5%.

- **Pérdidas por dispersión de parámetros entre módulos**

Estas pérdidas son las que explican que, en un módulo fotovoltaico, la producción energética será menor que la ideal. Según el IDAE, estas pérdidas se estiman en un 2%.

Con estos valores de pérdidas se obtiene la siguiente tabla.

Tabla 5.4: Pérdidas por todos los conceptos, excepto por temperatura.

Tipo de pérdidas	Pérdidas (%)	Rendimiento (%)
Sombras	0,07	99,93
Inclinación y orientación	14,10	85,90
Cableado	2,00	98,00
Polvo y suciedad	5,00	95,00
Dispersión de parámetros entre módulos	2,00	98,00
Total (sin pérdidas por temperatura)		78,32

Fuente: Elaboración propia (2023).

En esta tabla se ha obtenido el rendimiento de la instalación estudiada por cada uno de los conceptos de forma aislada, excluyendo el de pérdidas por temperatura, puesto que este ya que se ha calculado previamente para cada mes (tabla 5.3). Finalmente, se ha obtenido el rendimiento resultante haciendo el producto de todos los rendimientos considerados.

Para obtener el rendimiento energético total de la instalación, también conocido como performance ratio (PR), se multiplica el rendimiento total de la tabla anterior, por el rendimiento por temperatura obtenido en la tabla 5.3 para cada mes. De esta forma, se halla el rendimiento energético total mensual de la instalación fotovoltaica que se pretende instalar en el tejado del guadarnés. Finalmente, se muestra el rendimiento promedio.

Tabla 5.5: Performance Ratio (PR).

Mes	PR (%)
Enero	74,03
Febrero	74,71
Marzo	75,92
Abril	77,19
Mayo	77,81
Junio	76,08
Julio	74,89
Agosto	75,36
Septiembre	77,09
Octubre	77,32
Noviembre	75,18
Diciembre	74,14
Promedio	75,81

Fuente: Elaboración propia (2023).

5.2.5 Estudio energético

Una vez analizada la radiación solar que incide sobre el tejado en cuestión y las pérdidas de la instalación que se plantea llevar a cabo, se puede calcular la producción energética en función de la potencia instalada en dicho tejado. Esta potencia depende del tipo de paneles solares fotovoltaicos que se decida instalar.

Con la finalidad de elegir el tipo de panel fotovoltaico más adecuado para la instalación, se plantean a continuación los distintos tipos existentes. Estos pueden clasificarse atendiendo a diferentes categorías. Según el material con el que están realizados, se clasifican en función de si son o no de Silicio. Los realizados de Silicio son los utilizados tradicionalmente y constituyen más del 80% de los que se comercializan en la actualidad¹⁵. Estos pueden clasificarse a su vez en tres tipos:

- Monocristalinos: son los que poseen el mayor rendimiento, entre 15% y 18%¹⁶. Para mantener este rendimiento es necesario que circule aire por su parte superior e inferior, puesto que pierden eficiencia cuando su temperatura supera los 25°C¹⁵.
- Policristalinos: rendimiento inferior que los anteriores, entre 12% y 14%¹⁶. Son más baratos que los monocristalinos.
- Amorfos: son los de menor rendimiento, ya que este es inferior al 10%¹⁶. Debido a su baja eficiencia no son aptos para instalarlos en lugares donde el área disponible es escasa, ya que se necesitaría prácticamente el doble de estos paneles para obtener la misma potencia que con los monocristalinos.

Por otro lado, se encuentran los paneles fotovoltaicos que no son de Silicio. Estos apenas se comercializan porque aún se están investigando, pero entre ellos se encuentran los

¹⁵ Imamzai, M., Aghaei, M., Hanum, Y. y Forouzanfar, M. (2012)

¹⁶ Díaz, T. y Carmona, G. (2018)

llamados CdTe (Telururo de Cadmio), que son un tipo de células solares de película fina y que comercialmente alcanzan un rendimiento máximo de un 11%¹⁷. Principalmente, destacan por su bajo coste, lo que se debe a su mayor eficiencia con menos materiales. Otro tipo de estos paneles solares de película fina, son los de CIGS, constituidos por Cobre, Indio, Galio, Azufre y Selenio¹⁸, que destacan principalmente por aumentar la eficiencia, habiéndose logrado hasta un 22,6% en laboratorios. Con el afán de aumentar aún más la eficiencia, se están investigando y desarrollando otro tipo de paneles, llamados paneles multiunión¹⁹, pero no están aún en el mercado.

Por lo tanto, **se elegirán los paneles fotovoltaicos de Silicio monocristalino**, ya que son los que mayor rendimiento presentan (aproximadamente 18%).

La energía producida se calcula con la siguiente expresión proporcionada por IDAE:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp} PR}{G_{CEM}} kWh \quad [5.6]$$

Donde:

$G_{dm}(\alpha, \beta)$ = Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador. El parámetro α representa el azimut y β la inclinación del generador.

P_{mp} = Potencia pico del generador

$G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$

El valor que falta por conocer para poder determinar la producción energética de la instalación es el de la potencia pico del generador, es decir, la potencia total instalada (P_{mp}). Esto depende del número de paneles solares que se instalen, y esto último depende del área disponible en el tejado del guadarnés.

Para realizar una estimación de la potencia necesaria, se despejará su valor a partir de dicha fórmula, teniendo en cuenta que la demanda que se pretende satisfacer es de 46885,94 kWh anuales, y que para prevenir posibles picos en el consumo se intentará producir un 20% más de la demanda, lo que supone producir anualmente:

$$1,2 \times 46\,885,94 = 56\,263,13 kWh \quad [5.7]$$

El valor medio de la irradiación mensual, como se ha mostrado en la tabla 5.1 es:

$$G_{dm}(60^\circ, 19^\circ) = 1\,858,55 kWh \quad [5.8]$$

Y el valor del performance ratio (PR) de la instalación es:

$$PR = 0,7581 \quad [5.9]$$

$$56\,263,13 = \frac{1858,55 \cdot P_{mp} \cdot 0,7581}{1} \rightarrow P_{mp} = 39,93 kW \quad [5.10]$$

Es necesario instalar una potencia total de, aproximadamente 40kW.

¹⁷ Guzmán, C.A. (2017)

¹⁸ Feurer, T., Reinhard, P., Avancini, E., Bissig, B., Löckinger, J., Fuchs, P., Carron, R., Paul, T., Perrenoud, J., Stutterheim, S., Buecheler, S. y Tiwari, A. N. (2016)

¹⁹ Universidad Pontificia de Comillas (2022)

Para ver si es factible conseguir dicha potencia, se estudia el área del tejado de estudio, que es el ala izquierda del tejado del guadarnés según se muestra en la figura 5.5. Es la parte del tejado que se muestra a continuación:

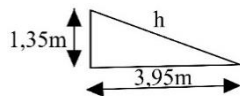
Figura 5.14: Parte de estudio del tejado del guadarnés.



Fuente: Elaboración propia (2023).

Según sus medidas mostradas en apartados anteriores:

Figura 5.15: Dimensiones del tejado del guadarnés.



$$h = \sqrt{1,35^2 + 3,95^2} \approx 4,2 \text{ m} \quad [5.11]$$

Fuente: Elaboración propia (2023).

La longitud, medida a partir de SIGPAC, es de 21,3 metros.

$$\text{Área} = 4,2 \cdot 21,3 = 89,46 \text{ m}^2 \quad [5.12]$$

A continuación, se comparan distintos tipos de paneles, en función de sus potencias y áreas, para elegir el óptimo para las necesidades de la finca. Para ello, se acude a uno de los fabricantes que se encuentra dentro de la lista Tier 1, lo que significa que dicho fabricante ha tenido aceptación en la industria²⁰. Este fabricante es JA Solar.

Como la potencia a instalar es elevada y el área del tejado no es excesivamente grande, se compararán paneles de potencias superiores a 400W.

En la siguiente tabla se muestran los paneles solares que entrarían en el tejado, y la generación anual de los mismos. Se trata de paneles ofrecidos por la tienda de energía solar AutoSolar²¹.

²⁰ Selectra (2019)

²¹ AutoSolar (2023)

Tabla 5.6: Elección de paneles del tejado del guadarnés.

Panel	Potencia máxima (W)	Dimensiones del panel (m)	Nº paneles entran en tejado	Generación anual (kWh)
JAM72S20-460/MR	460	2,112x1,052	38	24 628,74
JAM66S30-500/MR	500	2,093x1,134	38	26 770,37
JAM72S30-545/MR	545	2,278x1,134	27	20 732,95

Fuente: Elaboración propia (2023).

El número de paneles que podrían instalarse en el tejado se ha calculado teniendo en cuenta que las medidas que da el fabricante en la ficha técnica de los paneles solares, las da con una pequeña incertidumbre de, aproximadamente, 2 mm, por lo que no son medidas completamente exactas. De este modo, a partir de los esquemas mostrados en el anejo A.3, se muestra el proceso seguido para saber todos los paneles que físicamente podrían instalarse en el tejado de estudio redondeando sus dimensiones a las décimas, así como la potencia que se instalaría en cada caso.

Finalmente, la generación anual se ha obtenido a partir de la expresión 5.6.

Como se puede comprobar con los resultados de la tabla 5.6, con la opción con la que más generación anual se obtendría sería la instalación de 38 paneles de 500W de potencia. Sin embargo, la generación anual en ese caso es de:

$$\frac{1\,858,55 \cdot (38 \cdot 0,5) \cdot 0,7581}{1} = 26\,770,37 \text{ kWh} \quad [5.13]$$

Por lo que no es suficiente para cubrir el consumo de 46 885,94 kWh.

$$\frac{26\,770,37}{46\,885,94} \times 100 = 57,1\% \quad [5.14]$$

Solo cubre un 57,1% de la demanda. Por lo tanto, la instalación fotovoltaica realizada en un agua del tejado del guadarnés no puede abastecer a todo el consumo de la ganadería.

Tal y como se indicó al inicio del capítulo, al no ser suficiente esta instalación, se recurrirá al tejado de la casa del ganadero para instalar más paneles solares y combinar la potencia instalada en ambos tejados para llegar a generar la energía suficiente para abastecer a toda la demanda.

5.2.6 Baterías e inversores.

En este apartado se analizarán dos elementos fundamentales a la hora de realizar cualquier instalación fotovoltaica. A pesar de que, la explicación de su instalación e interconexión con los demás elementos de la instalación se hará en capítulos posteriores.

Las instalaciones fotovoltaicas solo producen energía eléctrica cuando la radiación solar incide sobre ellas. Esto quiere decir que, en ausencia de luz, la instalación no producirá energía. Para evitar problemas de falta de energía, es necesario almacenar la energía sobrante cuando la producción de los módulos fotovoltaicos supera la demanda. De forma que cuando se dé el caso contrario, y la demanda supere la producción de los módulos, se

pueda utilizar dicha energía para cubrir la demanda. Esta energía es almacenada en **baterías**.

Existen distintos tipos de baterías, tal y como se explica a continuación^{22 23}:

- Baterías de plomo ácido: capacidad de descarga de hasta 60%. Su ciclo de vida es corto, con 300 ciclos de carga, y necesitan mucho mantenimiento. No son compatibles con usos constantes.
- Baterías AGM: capacidad de descarga de hasta 60%. Su ciclo de vida es corto, con 500 ciclos de carga, y no necesitan mantenimiento ni desprenden gases tóxicos, pero no son compatibles con usos constantes.
- Baterías de Gel: capacidad de descarga de hasta 70%. Su ciclo de vida es medio, con 800 ciclos de carga. Son recomendables para pequeñas y medianas instalaciones.
- Baterías estacionarias: capacidad de descarga de hasta 80%. Su ciclo de vida es grande, con 3000 ciclos de carga. Son recomendables para instalaciones de gran consumo. Tienen buena relación calidad-precio.
- Baterías de Litio: capacidad de descarga próxima al 100%. Tienen una vida útil larga, con 6000 ciclos de carga. Realizan la carga más rápidamente y tienen mayor densidad energética, lo que permite que con menos espacio se obtenga más autonomía. Además, estas baterías no requieren mantenimiento.

La batería que se escogerá para la instalación, en caso de que sea necesaria, es la batería de litio, puesto que es la que más ventajas presenta, destacando que puede descargarse casi al completo. Como se ha visto en este apartado que con los paneles situados en el tejado del guadarnés no se cubre toda la demanda, todavía no se realizará la elección de la marca y el modelo específico de la batería. Se hará cuando se tenga la instalación al completo.

En lo referente a los **inversores**, son dispositivos electrónicos que se utilizan para transformar la corriente continua que producen los paneles solares en corriente alterna que es la que se requiere en los consumos. Normalmente, en sistemas fotovoltaicos autónomos el inversor se conecta a una batería, mientras que en sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica el inversor está conectado directamente al generador fotovoltaico²⁴. También existen distintos tipos de inversores, en función de su tensión (de 12V, 24V o 48V), inversores cargadores y reguladores (incorporan tanto el cargador como el regulador), inversores híbridos (permiten tanto la conexión a baterías como a red eléctrica), inversores de conexión a red (necesitan sincronizarse con la red para funcionar) y microinversores²³.

En este caso, se escogerá un inversor híbrido para tener la posibilidad de escoger la opción óptima (conectarse a red, conectarse a baterías, o ambas). Del mismo modo que con las baterías la marca y el modelo del inversor, se escogerán cuando la instalación esté terminada, pero será un inversor trifásico porque el consumo del caserío es trifásico.

²² Ferrero, A. (2022)

²³ AutoSolar (2023)

²⁴ Alonso, M (2004)

5.3 Solución solar de la zona del caserío, tejado de la casa del ganadero

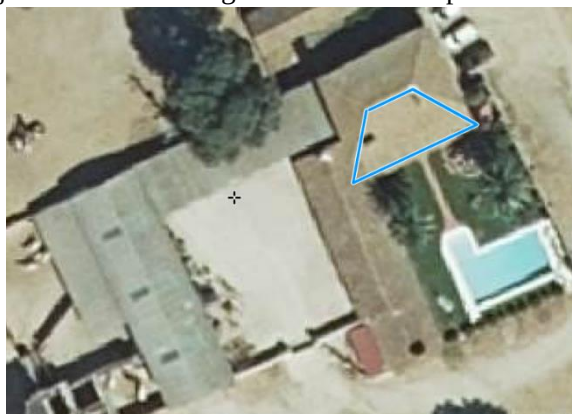
Inicialmente se intentó no romper la estética de la casa del ganadero, tratando de llevar a cabo la instalación solo en el tejado estudiado en el apartado anterior. No obstante, se ha visto que es necesario una instalación solar fotovoltaica mayor a la que nos permite implementar el tejado del guadarnés. Por lo tanto, esta última instalación se complementará con la que se va a proponer en este apartado, en la casa del ganadero.

Se realizará el mismo estudio que el realizado en la sección 5.2, para ver la producción energética que se podría obtener a partir de la instalación solar en dicho tejado.

5.3.1 Orientación e inclinación para la instalación de los paneles solares

Se plantea realizar la instalación en el tejado delimitado en azul en la siguiente figura. Como se muestra, es solo una de las cuatro partes del tejado de la casa, en caso de que sea necesario, se utilizarán el resto.

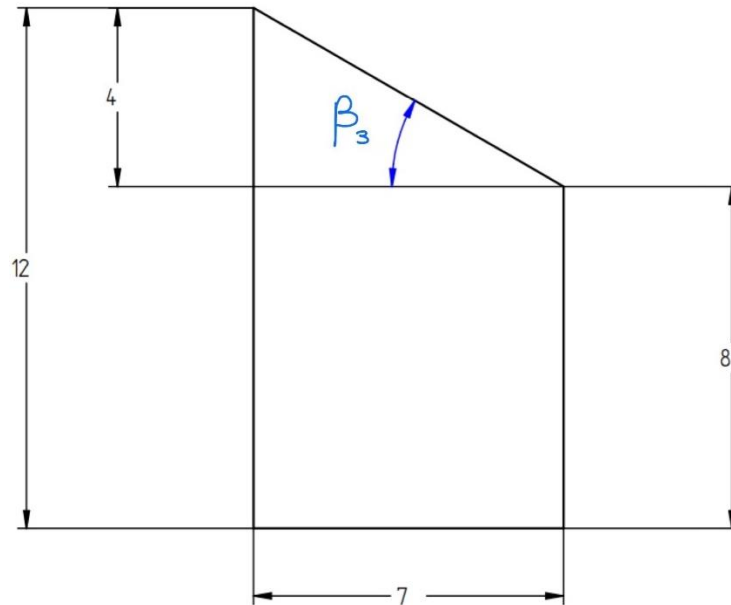
Figura 5.16: Tejado de la casa del ganadero donde se plantea instalar los paneles.



Fuente: SIGPAC y elaboración propia de las delimitaciones (2023).

Para obtener el ángulo de inclinación, se realizaron las medidas que se muestran en la siguiente figura. Solo se ha representado la mitad de la casa, ya que es lo necesario para obtener el ángulo mencionado.

Figura 5.17: Dimensiones del tejado utilizado de la casa del ganadero.

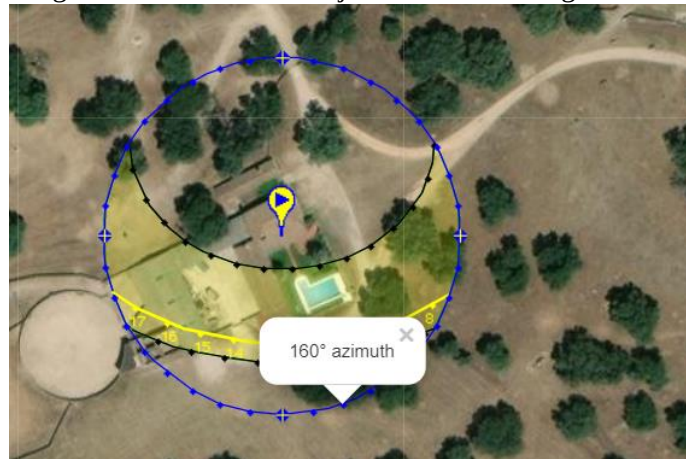


Fuente: Elaboración propia (2023).

$$\operatorname{tg}(\beta_3) = \frac{4}{7} \rightarrow \beta_3 = \arctg\left(\frac{4}{7}\right) = 29,74^\circ \approx 30^\circ \quad [5.15]$$

El ángulo de azimut se ha obtenido a partir de SunEarthTools, tal y como se muestra en la siguiente figura.

Figura 5.18: Azimut del tejado de la casa del ganadero.



Fuente: SunEarthTools (2023).

La figura indica un ángulo de 160° , pero como se explicó anteriormente, está medido desde el norte. Para obtener la medición correcta del azimut, es decir, medido desde el sur, aplicamos la corrección y obtenemos el ángulo azimut correcto, teniendo en cuenta que es un ángulo negativo por estar orientado hacia el este.

$$-(180^\circ - 160^\circ) = -20^\circ \quad [5.16]$$

De esta manera, los ángulos de inclinación y azimut de este tejado son los siguientes:

Azimut (α_3) = -20° e inclinación (β_3) = 30°

Según indica PVGIS, los ángulos óptimos de inclinación y azimut son respectivamente 35° y 0° (orientación hacia el sur). Por lo que son unos ángulos muy cercanos a los que presenta el tejado de estudio. Esto indica que se podrá obtener un buen rendimiento a partir de la instalación solar.

5.3.2 Factibilidad de las instalaciones planteadas en función de sus pérdidas

Como ya se explicó en el punto 5.2.1.2, las pérdidas que podrían imposibilitar llevar a cabo la instalación en caso de que se sobrepasen unos límites, son las pérdidas por sombras y por orientación e inclinación. De nuevo, las máximas pérdidas posibles pueden ser un 20% por orientación e inclinación, y de un 15% por sombras, ya que los módulos fotovoltaicos estarían instalados sobre la envolvente del edificio, es decir, es un caso de superposición.

- **Pérdidas por inclinación y orientación**

En el anexo A.1 se ha desarrollado el proceso para obtener estas pérdidas, obteniéndose una inclinación máxima permitida del tejado de $67,179^\circ$, y, como el ángulo de inclinación del tejado de estudio es de 30° , está dentro del rango permitido. Además, el porcentaje pérdidas de este tipo, también calculado en dicho anexo, es 1,4%, es decir son muy escasas y significativamente inferiores al 20% permitido, por lo que estas pérdidas no suponen un impedimento para llevar a cabo la instalación fotovoltaica en el tejado de la casa familiar del ganadero.

- **Pérdidas por sombras**

El único obstáculo que podría producir sombra sobre esta casa es la Sierra de Gredos. Sin embargo, como se ha demostrado al estudiar estas pérdidas para el apartado anterior (sobre el tejado del guadarnés), la Sierra de Gredos no supone un obstáculo a los rayos solares en ninguna hora del día. Además, se trata de la edificación más alta de todas las que hay a su alrededor, por lo que ninguna otra instalación produce sombra sobre ella, al contrario de lo que sucedía en el tejado del guadarnés.

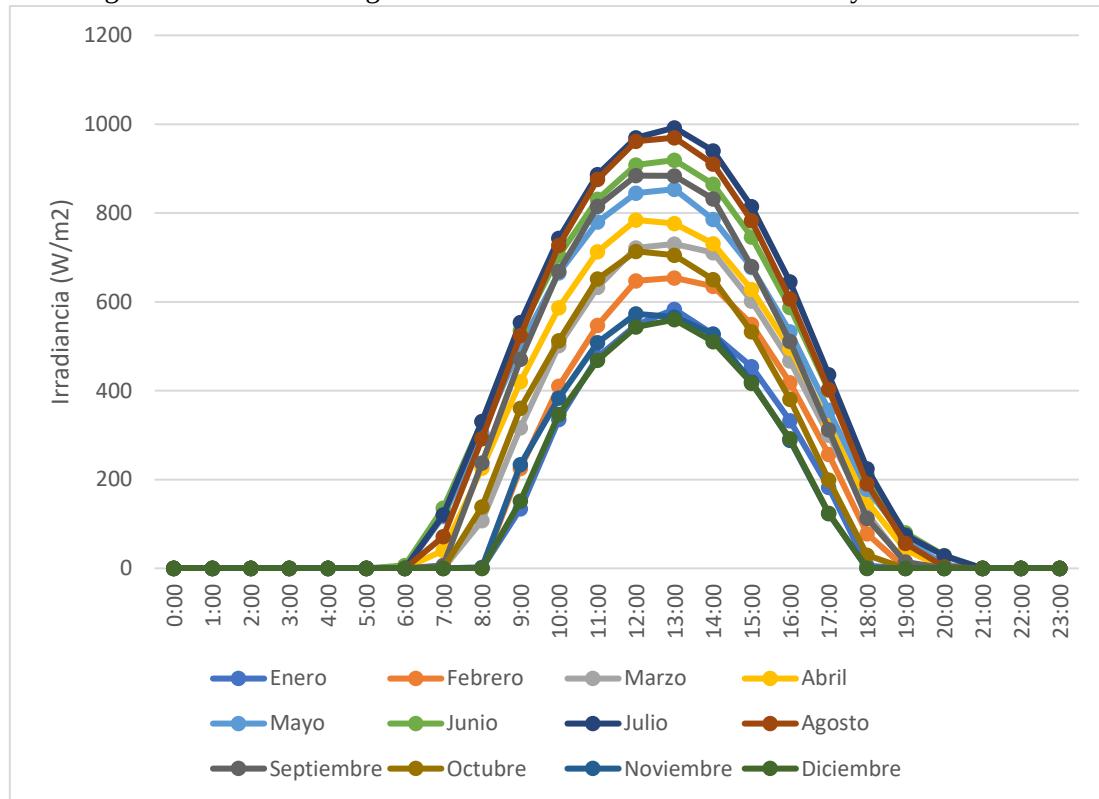
Por este motivo, las pérdidas por sombras son nulas, lo que beneficiará significativamente a la eficiencia de la instalación fotovoltaica.

5.3.3 Radiación solar

Se ha estudiado la radiación solar para los ángulos exactos de inclinación y orientación de los paneles solares en el tejado de la casa estudiada, es decir, para una inclinación de 30° y un azimut de -20° .

La irradiancia global media horaria estimada de cada mes, incidente sobre dichos ángulos se muestra en la siguiente gráfica.

Figura 5.19: Irradiancia global incidente sobre inclinación de 30° y azimut de 60° .



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de PVGIS (2023).

En esta gráfica se observa que, de nuevo, el mes en el que más irradiancia global incide sobre el tejado en cuestión es julio, con un máximo de $992,12 \text{ W/m}^2$ a las 13:00 y el mes que menos irradiancia global media recibe es diciembre con $559,91 \text{ W/m}^2$ a las 13:00. Ambos valores, son superiores a los máximos de los mismos meses, medidos sobre el tejado del guadarnés, lo que refleja que, gracias a tener una orientación e inclinación más cercanas a las óptimas, incide más irradiancia solar sobre el tejado estudiado en este apartado.

A continuación, se muestran dos tablas que recogen la información más importante de la radiación solar sobre el tejado de la casa del ganadero para hacer el mismo análisis que se realizó en el otro tejado.

Tabla 5.7: Datos estimados de irradiancia e irradiación en cada mes.

Mes	Horas de incidencia solar (horas)	Irradiancia global media diaria (W/m ²)	Irradiación global media diaria (kWh/m ²)	Irradiación global media mensual (kWh/m ²)
Enero	10 (9h - 18h)	149,11	3,58	110,94
Febrero	10 (9h - 18h)	184,18	4,42	123,77
Marzo	12 (8h - 19h)	217,69	5,22	161,96
Abril	13 (7h - 19h)	246,67	5,92	177,60
Mayo	14 (7h - 20h)	277,95	6,67	206,80
Junio	15 (6h - 20h)	303,85	7,29	218,77
Julio	14 (7h -20h)	323,34	7,76	240,56
Agosto	14 (7h -20h)	307,31	7,38	228,64
Septiembre	13 (7h - 19h)	267,83	6,43	192,84
Octubre	11 (8h - 18h)	203,11	4,87	151,11
Noviembre	11 (8h - 18h)	151,09	3,63	108,79
Diciembre	9 (9h - 17h)	142,27	3,41	105,85
Total anual				2027,62

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de PVGIS (2023).

Como se puede comprobar en la tabla, las horas de incidencia solar coinciden exactamente, tanto en número como en hora de inicio y fin de radiación solar, con las del apartado anterior en el otro tejado, lo que es lógico, pues las horas de incidencia solar no dependen del ángulo de inclinación y orientación.

A través de PVGIS se obtienen los valores de irradiancia global media diaria, y, a partir de ellos, se calculan la irradiación global media diaria y la irradiación global media mensual, para finalmente obtener la irradiación global media del año, que en este caso resulta ser 2 027,62 kWh/m². Estos son 169,07kWh/m² más que lo que incidía sobre el tejado del guadarnés.

Los meses de mayor irradiación global son los de verano, siendo el máximo, julio, con una irradiación global de 240,56 kWh/m².

En la tabla posterior se observa que la irradiancia global máxima suele producirse a las 12:00 o a las 13:00, a diferencia del caso anterior, que se producía a las 14:00. Esto se debe a que el tejado anterior estaba orientado hacia el suroeste (más hacia el oeste), y como el sol sale por el este y se pone por el oeste, es a partir del mediodía cuando la irradiancia global máxima incide sobre el tejado. Sin embargo, en el caso del tejado estudiado en este punto, como está orientado hacia el sureste (más hacia el sur) es en torno al medio día cuando incide de forma mucho más directa la radiación solar.

Tabla 5.8: Máxima irradiancia global, hora a la que se alcanza y HSP.

Mes	Irradiancia global máxima (W/m ²)	Hora de irradiancia global máxima	Horas de sol pico (HSP)
Enero	583,42	13:00	110,94
Febrero	653,97	13:00	123,77
Marzo	730,32	13:00	161,96
Abril	784,45	12:00	177,60
Mayo	853,59	13:00	206,80
Junio	919,15	13:00	218,77
Julio	992,12	13:00	240,56
Agosto	969,56	13:00	228,64
Septiembre	884,1	12:00	192,84
Octubre	713,87	12:00	151,11
Noviembre	572,95	12:00	108,79
Diciembre	559,81	13:00	105,85
Total			2 027,62

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de PVGIS (2023).

De nuevo, se recogen en la tabla las horas de sol pico (HSP) para tener una referencia de durante cuántas horas al mes incide una irradiancia de 1000W/m².

5.3.4 Pérdidas

Ya se han estudiado las pérdidas por sombreado y por inclinación y orientación, que han resultado nulas las primeras y muy escasas (1,4%) las segundas. Ahora se estudiarán los mismos cuatro tipos de pérdidas estudiados en el caso anterior, para conocer cuáles son las pérdidas totales.

- **Pérdidas por temperatura**

A partir de las temperaturas obtenidas en el capítulo 4 y de los valores de irradiancia global media diaria (W/m²) se obtiene la siguiente tabla, en la que se han calculado las variables de temperatura de la célula, las pérdidas y el rendimiento de la forma explicada en el estudio anterior.

Tabla 5.9: Pérdidas y rendimiento por temperatura.

Mes	Media de temperatura (°C)	Irradiancia global media diaria (W/m ²)	T _c (°C)	Pérdidas (%)	Rendimiento por temperatura (%)
Enero	5,88	149,11	10,54	5,06	94,94
Febrero	7,14	184,18	12,90	4,24	95,76
Marzo	10,23	217,69	17,03	2,79	97,21
Abril	13,54	246,67	21,25	1,31	98,69
Mayo	18,19	277,95	26,88	0,66	99,34
Junio	23,38	303,85	32,88	2,76	97,24
Julio	27,19	323,34	37,29	4,30	95,70
Agosto	26,53	307,31	36,13	3,90	96,10
Septiembre	21,93	267,83	30,30	1,85	98,15
Octubre	16,03	203,11	22,38	0,92	99,08
Noviembre	9,85	151,09	14,57	3,65	96,35
Diciembre	6,48	142,27	10,93	4,93	95,07

Fuente: Elaboración propia (2023).

Como muestra la tabla, las pérdidas máximas por temperatura son 5,06%, obtenidas en enero, es decir, por bajas temperaturas, en concreto 14,46°C por debajo de los 25°C que es la temperatura estándar. Por altas temperaturas, la máxima pérdida obtenida es de 4,30% en julio, por tener 12,29°C más de la temperatura estándar.

El resto de pérdidas, como en el apartado del tejado del guadarnés, se estiman utilizando los valores típicos proporcionados por IDAE, por lo tanto, se consideran las mismas pérdidas que se consideraron en dicho apartado. Estas pérdidas son las debidas al cableado, al polvo y a suciedad y las de dispersión de parámetros entre módulos.

Recogiendo todas las pérdidas excepto las de temperatura que se incluirán más adelante se obtiene la siguiente tabla.

Tabla 5.10: Pérdidas por todos los conceptos excepto por temperatura.

Tipo de pérdidas	Pérdidas (%)	Rendimiento (%)
Sombras	0,00	100,00
Inclinación y orientación	1,40	98,60
Cableado	2,00	98,00
Polvo y suciedad	5,00	95,00
Dispersión de parámetros entre módulos	2,00	98,00
Total (sin pérdidas por temperatura)		89,96

Fuente: Elaboración propia (2023).

Finalmente, multiplicando este rendimiento por los rendimientos obtenidos por temperatura para cada mes, se obtiene el rendimiento energético total o performance ratio (PR) de la parte de la instalación del tejado de la casa del ganadero.

Tabla 5.11: Performance Ratio (PR).

Mes	PR (%)
Enero	85,41
Febrero	86,15
Marzo	87,45
Abril	88,78
Mayo	89,37
Junio	87,48
Julio	86,09
Agosto	86,46
Septiembre	88,29
Octubre	89,13
Noviembre	86,68
Diciembre	85,53
Promedio	87,23

Fuente: Elaboración propia (2023).

Como se observa en la tabla anterior, el rendimiento energético promedio mensual es de 87,23% que es 11,42% superior al rendimiento obtenido en el caso anterior, por lo que, los módulos fotovoltaicos instalados en este tejado experimentarán menos pérdidas, y, por lo tanto, cada panel será capaz de producir más energía eléctrica que en el caso anterior.

5.3.5 Estudio energético

En este apartado se calculará la energía eléctrica que es posible producir con los paneles solares situados en el tejado de la casa del ganadero. De esta forma, se comprobará si es posible abastecer a la demanda de las casas y del molino del cebadero con la producción obtenida de estos paneles y la generada por los instalados en el tejado del guadarnés.

Se elegirá el mismo tipo de panel que anteriormente, es decir, monocristalino, porque, como se ha explicado, son los de mayor rendimiento.

Con la finalidad de conocer la potencia aproximada que se debe instalar se hace uso de la expresión 5.6, que es: $E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp} PR}{G_{CEM}}$

Como los paneles que se ha planteado instalar en el tejado del guadarnés producían 26770,37kWh, y se pretende producir aproximadamente un 20% más de la demanda (1,2x46 885,94=56 263,13 kWh), entonces la nueva instalación debe generar:

$$56\,263,13 - 26\,770,37 = 29\,492,76 \quad [5.17]$$

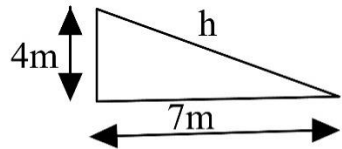
$$P_{mp} = \frac{29492,76}{2027,62 \cdot 0,8723} = 16,675kW \quad [5.18]$$

Lo que indica que es necesario instalar una potencia entre 16,5 kW y 17kW.

Se comprobará si es posible instalar dicha potencia en el área de tejado disponible. Esta área es el que se muestra en la figura 5.16

Las dimensiones de este tejado, a partir de SIGPAC y de las medidas tomadas físicamente, mostradas en la figura 5.17 son las siguientes:

Figura 5.20: Dimensión “h” del tejado de estudio.



$$h = \sqrt{4^2 + 7^2} = 8,1 \text{ m} \quad [5.19]$$

Fuente: Elaboración propia (2023).

En base al área del tejado de la casa del ganadero y de las distintas dimensiones y potencias de los paneles fotovoltaicos que se comparan, se estudia el número de paneles que cabrían físicamente en este tejado y la potencia total instalada. Para ello, se muestran en la siguiente tabla los paneles solares comparados, sus características, el número de paneles que entran en el tejado y la generación anual de los mismos. Dado que se busca producir una cantidad de energía similar a lo producida en el tejado del guadarnés, los paneles comparados son los mismos que se compararon anteriormente.

Tabla 5.12: Elección de paneles del tejado de la casa del ganadero.

Panel	Potencia máxima (W)	Dimensiones del panel (m)	Nº paneles entran en tejado	Generación anual (kWh)
JAM72S20-460/MR	460	2,112x1,052	33	26 848,76
JAM66S30-500/MR	500	2,093x1,134	33	29 183,43
JAM72S30-545/MR	545	2,278x1,134	33	31 809,94

Fuente: Elaboración propia (2023).

Del mismo modo que en el anterior caso, como las medidas de los paneles y, sobre todo, las del tejado no son totalmente exactas, se redondearán las dimensiones de los paneles a las décimas para tener una orientación de los paneles que podrían situarse sobre este tejado. Los cálculos relativos a este procedimiento y la potencia total instalada se muestran en el anejo A.3.

Utilizando la expresión 5.6 se ha obtenido el valor de la generación anual con cada tipo de panel. Como se observa en la tabla 5.12, el tipo de panel con el que conseguimos una generación más cercana a la que se busca (29492,76 kWh) es el panel de 500W, de potencia, el mismo que se ha usado en el caso anterior. Por lo que se elige este tipo de panel solar, cuyo cálculo de generación anual desarrollado es el siguiente.

$$\frac{2\,027,62 \cdot (33 \cdot 0,5) \cdot 0,8723}{1} = 29\,183,43 \text{ kWh} \quad [5.20]$$

Por lo que la generación total es de:

$$26\,770,37 + 29\,183,43 = 55\,953,8 \text{ kWh} \quad [5.21]$$

Por lo que con los paneles solares situados en ambos tejados (guadarnés y casa del ganadero) sí se satisface la demanda de los consumos domésticos y del molino del cebadero, ya que esta es de 46 885,94kWh.

$$\frac{55953,8}{46885,94} \times 100 = 119,34\% \quad [5.22]$$

Por lo que la producción excede a la demanda en un 20% prácticamente, que era el valor deseado, para tener exceso en caso de que haya aumentos puntuales en el consumo de eléctrico.

Los cálculos de la producción energética se han realizado a partir del valor de la irradiación global media anual. Con el objetivo de obtener un valor de la producción energética de más precisión, también se ha realizado el cálculo de esta producción a partir de la irradiación global media mensual que se muestra en la tabla 5.1 y 5.7 para el tejado del guadarnés y de la casa del ganadero respectivamente. El proceso de cálculo es el mismo que a partir de la irradiación anual, pero realizándolo para cada mes, y finalmente sumando la generación de los doce meses del año.

Para representar claramente y de forma compacta toda la generación, se muestra la siguiente tabla en la que viene expresada la energía generada mensualmente, por un lado, por los paneles fotovoltaicos instalados en el tejado del guadarnés, y, por otro lado, por los paneles situados en el tejado de la casa del ganadero, así como la generación total resultante de la adición de ambas generaciones.

Tabla 5.13: Generación total mensual de los paneles instalados en ambos tejados.

	Paneles situados en el tejado del guadarnés			Paneles situados en el tejado de la casa del ganadero			Total
Mes	G_{dm} (60°, 19°) (kWh/m ²)	PR	E_p (kWh)	G_{dm} (-20°, 30°) (kWh/m ²)	PR	E_p (kWh)	Total E_p (kWh)
Enero	82,79	0,7403	1164,51	110,94	0,8541	1563,37	2727,88
Febrero	100,80	0,7471	1430,84	123,77	0,8615	1759,38	3190,22
Marzo	142,95	0,7592	2061,87	161,96	0,8745	2337,01	4398,88
Abril	169,49	0,7719	2485,83	177,60	0,8878	2601,61	5087,44
Mayo	206,37	0,7781	3050,99	206,80	0,8937	3049,41	6100,40
Junio	225,65	0,7608	3261,79	218,77	0,8748	3157,85	6419,64
Julio	245,75	0,7489	3496,76	240,56	0,8609	3417,14	6913,90
Agosto	220,73	0,7536	3160,36	228,64	0,8646	3261,55	6421,92
Septiembre	173,70	0,7709	2544,26	192,84	0,8829	2809,26	5353,53
Octubre	127,12	0,7732	1867,60	151,11	0,8913	2222,45	4090,05
Noviembre	85,38	0,7518	1219,56	108,79	0,8668	1555,83	2775,39
Diciembre	77,82	0,7414	1096,15	105,85	0,8553	1493,73	2589,89
Total	1858,55		26840,53	2027,62		29228,61	56069,14

Fuente: Elaboración propia (2023).

En esta tabla se muestra cómo el valor de la generación anual (56 069,14 kWh) es muy similar al obtenido al hacer el cálculo con la irradiación global media anual (55 953,8

kWh). Sin embargo, es más preciso el obtenido mensualmente, puesto que se ha obtenido a partir del performance ratio (PR) de cada mes, no del promedio.

Además, la potencia total instalada es:

- Potencia instalada en tejado del guadarnés = $0,5 \times 38 = 19 \text{ kW}$ [5.23]
- Potencia instalada en tejado de la casa del ganadero = $0,5 \times 33 = 16,5 \text{ kW}$ [5.24]
- Potencia total instalada = $35,5 \text{ kW}$ [5.25]

Con todo ello, se puede concluir que el valor de la generación anual total será de 56069,14 kWh.

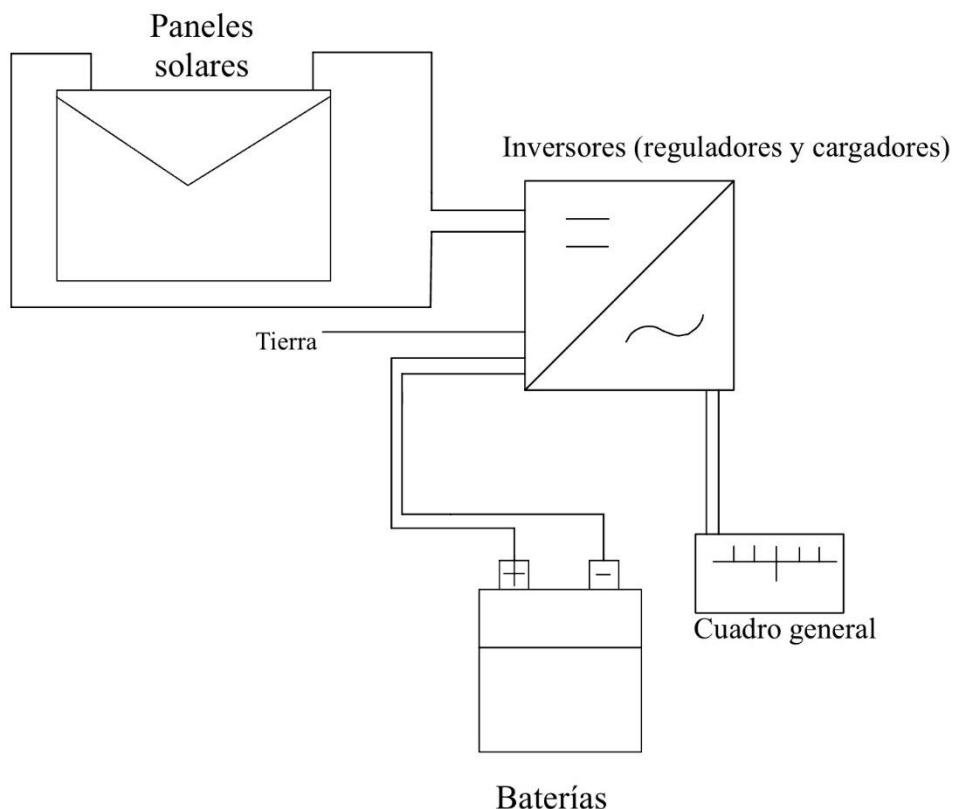
El exceso con respecto a la cantidad demandada es:

$$\frac{56\,069,14}{46\,885,94} \times 100 = 119,59\% \quad [5.27]$$

Aproximadamente un **20% de excedente**, tal y como se pretendía.

Por último, con la intención de conocer la forma en la que quedarían interconectados los componentes de la instalación se muestra el siguiente esquema general.

Figura 5.21: Esquema de la instalación solar del caserío.



Fuente: Elaboración propia (2023).

5.3.6 Baterías e inversores

Una vez finalizada la instalación fotovoltaica ya se puede decidir la batería y el inversor.

En cuanto al inversor, como es necesario que la potencia del inversor sea superior o igual a la potencia instalada, en este caso, la potencia del inversor ha de ser mayor a 35,5 kW, por ello, inicialmente, se había elegido el inversor HPS40000TL de la marca ATESS que tiene una potencia de 40 kW y es híbrido. Pero, es preferible un inversor que incluya regulador de carga y cargador de baterías. Además, para una instalación de tal potencia, si falla el inversor, fallaría toda la instalación, dejando sin electricidad a tres casas y al molino del cebadero. Por ello, es preferible poner varios inversores híbridos y que incluyan regulador y cargador y que además sean trifásicos. Por ello, finalmente, se ha elegido poner cuatro inversores de 10 kW cada uno (40kW en total), que son los inversores Smart Energy Controller SUN2000-3-10KTL-M1.

En cuanto a las baterías, se pondrán baterías de 5kWh de capacidad compatibles con el inversor indicado. En concreto, serán las baterías de litio HV 5kWh LUNA2000 HUAWEI. Se puede ampliar hasta tres módulos de baterías con un solo regulador DC/DC obteniendo una capacidad de 15kWh. También pueden conectarse dos reguladores DC/DC de tres módulos de baterías cada uno, en paralelo, alcanzando una capacidad máxima total de 30kWh, en un tamaño muy reducido. Esto es lo que se hará para alcanzar la máxima capacidad de almacenamiento.

Para asegurarse de que las baterías puedan alimentar al consumo, en caso de que no haya suministro por parte de la red eléctrica y los paneles solares no estén generando energía, se instalará un dispositivo llamado backup, que es compatible con el inversor utilizado. En concreto, se hará uso del Backup box-B1 trifásico HUAWEI LUNA.

Todos estos dispositivos son proporcionados por el proveedor de materiales de construcción y reforma, BRICOMART²⁵.

5.4 Estimación económica

Con la finalidad de conocer el coste aproximado de la instalación que se ha llevado a cabo, se desarrolla en este apartado una estimación económica, considerando los principales componentes de la instalación, así como la mano de obra.

No se realiza un estudio pormenorizado de todos los costes en los que se ha incurrido, puesto que dicho estudio se desarrollará en un capítulo posterior. En este apartado solo se pretende obtener un valor aproximado del coste económico que tendría implantar una instalación de las características estudiadas. Para ello, en el anejo C.1.1 se han desglosado en una tabla los costes de todos los componentes principales de la instalación fotovoltaica (paneles, inversores, baterías, módulo de las baterías y backup) y el coste aproximado de la mano de obra necesaria para la instalación.

²⁵ BRICOMART (2023)

Estos costes han resultado ser los siguientes:

- Coste de los componentes de la instalación = 39 775,75€
- Coste de la mano de obra = 6 900€

COSTE TOTAL = 46 675,75€

5.5 Solución solar en la zona del pozo

Como se explicó al comienzo del capítulo, en la finca Monte Valdetiétar, existe un consumo energético añadido. Este consumo es el necesario para extraer el agua de un pozo para llenar los abrevaderos del ganado. Actualmente, esta extracción de agua se realiza con un motor diésel. Se pretende sustituir este motor por una electrobomba, y, en este apartado, se estudiará cómo alimentarla por la energía generada por paneles fotovoltaicos, para realizar el suministro de agua de una forma más sostenible.

Se realizará un estudio similar que el realizado en los apartados anteriores para analizar la forma más eficiente de generar la energía necesaria para abastecer a este consumo. Como ya se explicó, los paneles se situarán sobre una estructura que los mantenga a una altura considerable del suelo, para que el ganado pueda aprovechar todo el espacio posible y los pastos existentes bajo los módulos fotovoltaicos.

5.5.1 Orientación e inclinación para la instalación de los paneles solares

En este caso, no existe ninguna instalación sobre la que se pueda llevar a cabo la instalación, por lo que los paneles se situarán sobre una estructura especialmente diseñada para ellos. Por ello, se instalarán con el ángulo de orientación e inclinación óptimos para que reciban la máxima radiación solar y generen la máxima energía posible.

PVGIS indica que, para las coordenadas de la ganadería de José Escolar Gil, el ángulo óptimo de orientación (azimut) e inclinación de los módulos fotovoltaicos es 0° y 35° respectivamente. Estos son los ángulos que se utilizarán para la instalación.

Azimut (α_4) = 0° e inclinación (β_4) = 35°

5.5.2 Factibilidad de las instalaciones planteadas en función de sus pérdidas

Puede garantizarse que la instalación presente será factible dado que tal y como se ha planteado, los ángulos de inclinación y orientación son los óptimos, y, por lo tanto, las pérdidas por inclinación y orientación deben ser mínimas si no nulas. Adicionalmente, en este caso, no existen sombras en la zona de estudio porque el pozo se encuentra en una pradera muy llana donde no hay ningún obstáculo para el sol que produzca sombra sobre los alrededores del pozo. Esto puede comprobarse en la siguiente ortofoto, en la que se ha marcado en verde la localización del pozo.

Figura 5.22: Alrededores del pozo.



Fuente: Delimitación propia a partir de ortofoto de SIGPAC (2023).

A pesar de que, como se ha explicado, las pérdidas por orientación e inclinación deben ser insignificantes en este caso, se ha realizado su cálculo en el anejo A.1 para demostrarlo y cerciorarse de ello. Las pérdidas por orientación e inclinación están limitadas a un 10% a diferencia de los dos casos ya estudiados. Esto se debe a que ahora, los paneles están situados sobre un soporte, por lo que se trata del caso general.

En el anejo A.1, se demuestra cómo el ángulo máximo de inclinación es $59,179^\circ$ y el mínimo $6,179^\circ$. Por lo que el ángulo óptimo (35°) con el que se plantea instalar los módulos fotovoltaicos, se encuentra totalmente dentro de dichos límites. Además, las pérdidas son prácticamente despreciables, pues son 0,28%.

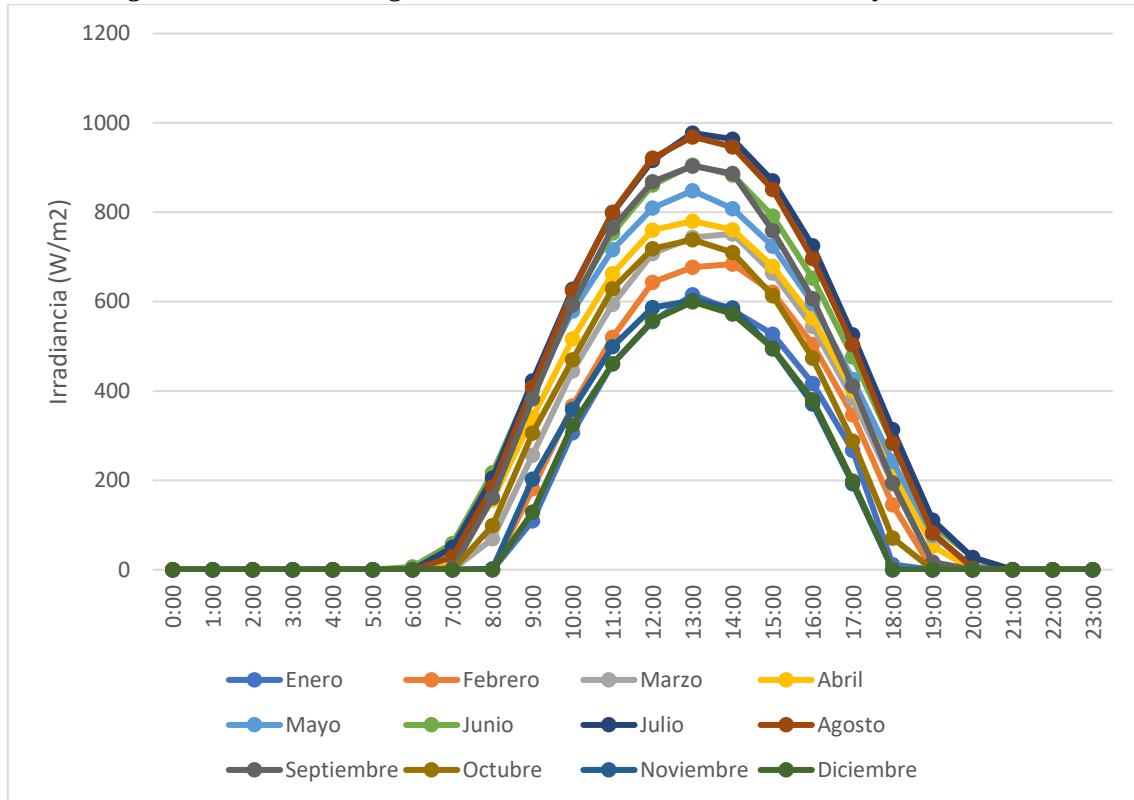
Estas características idóneas de la presente instalación, tanto en ángulos, como en ausencia de sombras, hará que la instalación tenga un gran rendimiento energético.

5.5.3 Radiación solar

Siguiendo el mismo procedimiento que en los casos anteriores, lo primero que se ha realizado ha sido un estudio de la radiación solar incidente para una inclinación de 35° y un azimut de 0° en las coordenadas concretas de la finca.

En la siguiente gráfica se muestra la irradiancia global media horaria de cada mes, estimada para dichos ángulos de orientación e inclinación.

Figura 5.23: Irradiancia global incidente sobre inclinación de 35° y azimut de 0°.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de PVGIS (2023).

De nuevo, es julio el mes en el que se recibe más irradiancia global media. El máximo de este mes es de $977,4 \text{ W/m}^2$ y se alcanza a las 13:00. Diciembre continúa siendo el mes con menos irradiancia global media, alcanzando su máximo valor, $599,56 \text{ W/m}^2$, a las 13:00. Cabe destacar, que pese a ser esta instalación la que se realiza con los ángulos óptimos de orientación e inclinación, el valor pico de irradiancia global media incidente ($977,4 \text{ W/m}^2$ obtenido en julio) es inferior a los obtenidos en las instalaciones en el tejado del guadarnés y en la casa del ganadero. Esto se debe a que, como se explicó en el capítulo 4, el ángulo óptimo es aquel que garantiza que la irradiancia global media anual, sea la máxima. Pero esto no significa que sea la máxima en todo momento.

Seguidamente, se muestra una tabla con toda la información relevante sobre la radiación solar sobre una inclinación de 35° y un azimut de 0°.

En esta tabla se puede comprobar que no hay ninguna variación en las horas de incidencia solar con respecto a los otros casos estudiados.

Tabla 5.14: Datos estimados de irradiancia e irradiación en cada mes.

Mes	Horas de incidencia solar (horas)	Irradiancia global media diaria (W/m^2)	Irradiación global media diaria (kWh/m^2)	Irradiación global media mensual (kWh/m^2)
Enero	10 (9h - 18h)	160,45	3,85	119,37
Febrero	10 (9h - 18h)	195,40	4,69	131,31
Marzo	12 (8h - 19h)	223,60	5,37	166,36
Abril	13 (7h - 19h)	246,23	5,91	177,29
Mayo	14 (7h - 20h)	270,60	6,49	201,33
Junio	15 (6h - 20h)	293,23	7,04	211,12
Julio	14 (7h - 20h)	313,91	7,53	233,55
Agosto	14 (7h - 20h)	304,39	7,31	226,47
Septiembre	13 (7h - 19h)	273,02	6,55	196,58
Octubre	11 (8h - 18h)	213,20	5,12	158,62
Noviembre	11 (8h - 18h)	162,32	3,90	116,87
Diciembre	9 (9h - 17h)	154,94	3,72	115,28
Total anual				2 054,14

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de PVGIS (2023).

De esta tabla es importante resaltar el valor de la irradiación global media anual ($2054,14 kWh/m^2$), ya que es el mayor valor de irradiación anual de los tres lugares estudiados. Esto era lo que se preveía, porque la instalación se ha realizado con los ángulos de orientación e inclinación óptimos. Sin embargo, la mayor irradiación global media mensual es $233,55 kWh/m^2$ (producida en julio) que es inferior a la irradiación global media en julio sobre inclinación = 30° y azimut = -20° ($240,56 kWh/m^2$) obtenida en el caso anterior; y también es inferior a esta misma irradiación sobre inclinación = 19° y azimut = 60° ($245,75 kWh/m^2$), obtenida en el primer caso estudiado. Para conocer otras tres variables de interés al respecto, se ofrece la siguiente tabla.

Tabla 5.15: Máxima irradiancia global, hora a la que se alcanza y HSP.

Mes	Irradiancia global máxima (W/m^2)	Hora de irradiancia global máxima	Horas de sol pico (HSP)
Enero	615,57	13:00	119,37
Febrero	684,08	14:00	131,31
Marzo	751,61	14:00	166,36
Abril	780,22	13:00	177,29
Mayo	848,34	13:00	201,33
Junio	905,52	13:00	211,12
Julio	977,4	13:00	233,55
Agosto	968,86	13:00	226,47
Septiembre	903,47	13:00	196,58
Octubre	738,59	13:00	158,62
Noviembre	602,35	13:00	116,87
Diciembre	599,56	13:00	115,28
Total			2 054,14

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de PVGIS.

La irradiancia global máxima se da a las 13:00 en todos los meses, excepto en febrero y marzo que se produce a las 14:00. En cuanto a las horas de sol pico, son mayores que en los anteriores apartados, motivo que se debe a que la irradiación total anual es mayor. Además, dado que las HSP indican el número de horas al mes en las que incide una irradiancia de 1000W/m^2 , o lo que es lo mismo 1kW/m^2 , su valor es el mismo que el de la irradiación global media mensual, porque las HSP se obtienen dividiendo la irradiación global media mensual entre 1kW/m^2 .

5.5.4 Pérdidas

• Pérdidas por temperatura

El proceso de cálculo de las pérdidas por temperatura ya se ha mostrado en el apartado de la instalación en el tejado del guadarnés. Por lo que aquí se muestra únicamente la tabla con todos los resultados obtenidos.

Tabla 5.16: Pérdidas y rendimiento por temperatura.

Mes	Media de temperatura (°C)	Irradiancia global media diaria (W/m ²)	T _c (°C)	Pérdidas (%)	Rendimiento por temperatura (%)
Enero	5,88	160,45	10,89	4,94	95,06
Febrero	7,14	195,40	13,25	4,11	95,89
Marzo	10,23	223,60	17,22	2,72	97,28
Abril	13,54	246,23	21,23	1,32	98,68
Mayo	18,19	270,60	26,65	0,58	99,42
Junio	23,38	293,23	32,54	2,64	97,36
Julio	27,19	313,91	37,00	4,20	95,80
Agosto	26,53	304,39	36,04	3,86	96,14
Septiembre	21,93	273,02	30,46	1,91	98,09
Octubre	16,03	213,20	22,69	0,81	99,19
Noviembre	9,85	162,32	14,92	3,53	96,47
Diciembre	6,48	154,94	11,32	4,79	95,21

Fuente: Elaboración propia (2023).

En la tabla 5.16 puede observarse que las pérdidas no superan el 5% en ningún mes. Los meses en los que más pérdidas hay, son diciembre y enero, con 4,79% y 4,94% de pérdidas respectivamente, debido a las bajas temperaturas de las células solares (11,32°C y 10,89°C respectivamente). Por altas temperaturas, la mayor pérdida existente es 4,20%, y tiene lugar en julio, con unas temperaturas de células de 37°C.

El resto de pérdidas presentes, se vuelven a estimar con los mismos valores típicos ofrecidos por IDAE, y se recogen en la tabla inferior.

Tabla 5.17: Pérdidas por todos los conceptos excepto por temperatura.

Tipo de pérdidas	Pérdidas (%)	Rendimiento (%)
Sombras	0,00	100,00
Inclinación y orientación	0,28	99,72
Cableado	2,00	98,00
Polvo y suciedad	5,00	95,00
Dispersión de parámetros entre módulos	2,00	98,00
Total (sin pérdidas por temperatura)		90,98

Fuente: Elaboración propia (2023).

El rendimiento energético final de la instalación, resultante de la multiplicación del rendimiento total de la tabla 5.17 por el rendimiento de la mensual de las pérdidas por temperatura es el siguiente.

Tabla 5.18: Performance Ratio (PR).

Mes	PR (%)
Enero	86,49
Febrero	87,24
Marzo	88,50
Abril	89,78
Mayo	90,46
Junio	88,58
Julio	87,16
Agosto	87,47
Septiembre	89,24
Octubre	90,25
Noviembre	87,77
Diciembre	86,63
Promedio	88,30

Fuente: Elaboración propia (2023).

Tras este estudio, se ha comprobado que el rendimiento energético promedio mensual de esta instalación es el más alto de todos los estudiados (88,30%). Esto se debe a las menores pérdidas que sufrirá esta instalación respecto a las demás, gracias a la ausencia de sombras y a la orientación e inclinación óptima de sus paneles solares fotovoltaicos. Por todo ello, se tratará de una instalación muy eficiente.

5.5.5 Estudio energético

En el presente apartado se determinarán los paneles solares necesarios para abastecer al consumo de la electrobomba que extraerá el agua del pozo para llenar los abrevaderos del ganado, estudiando cuáles son los más óptimos, en función de la producción energética de estos y del consumo existente.

En el capítulo tres se calculó que la demanda anual de la electrobomba serían 120,1kWh anuales. Este cálculo procede de considerar que la electrobomba solo funcionará durante cinco meses (de mayo a septiembre), y, teniendo en cuenta, que el primer día de cada año consumirá 3,34kWh, dado que se llenará el pilón entero, mientras que el resto de días, solo consumirá 0,84kWh, puesto que solo se rellenará una cuarta parte del pilón (lo que suelen consumir los animales un día de verano). Sin embargo, de cara a conocer la energía que se necesita producir con los módulos fotovoltaicos, no puede considerarse como consumo anual 120,1 kWh, puesto que los módulos que escogeríamos en ese caso, garantizarían producir dicha energía a lo largo de todo el año, y se necesita cubrirla en cinco meses. Para tener en cuenta este factor, la producción anual que debe conseguirse es la que correspondería a la electrobomba funcionando todos los días del año, ya que en ese caso garantizamos producir en cinco meses todo lo que consume la electrobomba (120,1 kWh). La producción que se busca es entonces:

$$3,34 + 0,84 \times 364 = 309,1 \text{ kWh} \quad [5.28]$$

Para estar preparados en caso de que en momentos puntuales haya que rellenar el pilón más de un cuarto de su volumen porque se haya consumido más de esa capacidad, se trata de producir 20% más de la demanda.

$$1,2 \times 309,1 = 370,92 \text{ kWh} \quad [5.29]$$

Utilizando la expresión 5.6: $E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp} PR}{G_{CEM}}$ se obtiene la potencia que aproximadamente será necesario instalar.

$$370,92 = \frac{2054,14 \times P_{mp} \times 0,883}{1} \rightarrow P_{mp} = 0,204 \text{ kW} = 204 \text{ W} \quad [5.30]$$

La instalación realizada en este apartado para el fin explicado anteriormente requiere de muy poca potencia, porque es una instalación destinada exclusivamente a suministrar energía eléctrica a la electrobomba. Por este motivo, los paneles fotovoltaicos que se utilizarán serán de una potencia significativamente inferior a los elegidos en los apartados anteriores. En este caso, se ha elegido un panel solar del fabricante LONGi, de 375W de potencia. Dicho fabricante también se encuentra en la lista Tier 1 y entre las marcas de paneles solares con mejor rendimiento. Este panel también es monocristalino.

Un solo panel tiene una potencia de 375W, y, por lo tanto, es superior a la potencia que, según el cálculo anterior, es necesaria instalar (204W). En este caso, teniendo en cuenta únicamente la potencia, es importante asegurarse de que es capaz de abastecer la demanda el día en que se llena el depósito entero (cuando se produce el mayor consumo). Como esto se hace en mayo, se realizará el cálculo teniendo en cuenta la irradiación global media diaria de este mes (6,49 kWh/m²):

$$E_p = \frac{6,49 \times 0,375 \times 0,9046}{1} = 2,2 \text{ kWh} \quad [5.31]$$

Con un solo panel no es suficiente, ya que el consumo eléctrico del día que se llena el pilón entero es de 3,34 kWh y con un panel solo se pueden producir 2,2kWh. Por lo que como mínimo son necesarios dos paneles solares. No obstante, dos paneles serían los necesarios si solo se tiene en cuenta la energía a generar para abastecer al consumo. Pero este no es el único factor a tener en cuenta. También hay que considerar que la tensión a

la entrada del inversor debe estar en un rango determinado para que la instalación funcione correctamente. Esto no se ha planteado en los apartados anteriores, porque teniendo un gran número de paneles, se puede conseguir esta tensión, con conexiones serie y paralelo entre ellos, como se explicará en capítulos posteriores. En esta ocasión, sin embargo, hay un número reducido, y, por lo tanto, es importante saber la tensión de entrada que necesita el inversor, y esto determinará el número de paneles necesario.

Más adelante, se explicarán todos los elementos necesarios para llevar a cabo la instalación fotovoltaica, pero para determinar el inversor necesario en este caso, y poder conocer el número de paneles necesario para esta instalación, se deben conocer **tres elementos indispensables en la instalación fotovoltaica. Estos son el inversor, el regulador de cargas y el cargador de baterías.** Por ello, es mejor integrar los tres, y, para ello, se elige el inversor/cargador con regulador PWM/MPPT integrado Axpert VM III 5000-48.

En el anejo B, en la ficha técnica de este inversor, se muestra que la tensión de salida es 230 VAC($\pm 5\%$), que es la tensión que necesita la electrobomba para su funcionamiento (mostrado también en su ficha técnica en dicho anejo B). Pero la tensión de entrada del inversor (se hace referencia a él como inversor, pero es el conjunto de los tres dispositivos) según marca la ficha técnica viene determinada por el rango de tensión operativa MPP del cargador solar, que es 120-450VDC. Por lo que habrá que conectar los paneles fotovoltaicos de forma que se esté en ese rango de tensión y sin estar muy próximo a los valores de los extremos (120 VDC y 450 VDC) para estar en un caso conservador.

Los paneles solares pueden conectarse en serie o en paralelo. Cuando se conectan en serie el voltaje se suma, y cuando se conectan en paralelo, el voltaje se mantiene. La tensión en circuito abierto del panel solar elegido es 41,1V en condiciones estándar, por lo tanto, poniendo seis paneles solares en serie:

$$6 \times 41,1 = 246,6 \text{ VDC} \quad [5.32]$$

Se obtiene una tensión dentro del rango buscado. Además, es recomendable que la potencia del inversor sea superior o igual a la potencia instalada con los módulos fotovoltaicos, en este caso, la potencia del inversor es 5000W y la potencia instalada es:

$$\text{Potencia instalada} = 6 \times 375 = 2\,250 \text{ W} \quad [5.33]$$

Como $2\,250 \text{ W} < 5\,000 \text{ W}$, es factible instalar los seis paneles solares indicados anteriormente. Sus características se obtienen de la tienda que lo ofrece (Leroy Merlin²⁶) y se muestran en la siguiente tabla.

²⁶ Leroy Merlin (2023)

Tabla 5.19: Panel para la instalación a realizar en la zona del pozo.

Panel	Potencia nominal (W)	Dimensiones del panel (m)	Nº de paneles	Generación anual (kWh)
LONGi LR4-60HPH 375M	375	1,755x1,038	6	4 081,06

Fuente: Elaboración propia (2023).

La potencia total instalada es 2,25 kW

La generación anual resulta del siguiente cálculo:

$$E_p = \frac{2054,14 \times (6 \times 0,375) \times 0,883}{1} = 4081,06 \text{ kWh} \quad [5.34]$$

La producción excede la demanda drásticamente, como se preveía, ya que se han puesto seis paneles solares para alcanzar los niveles de tensión adecuados para el cargador, pero no por necesidad energética.

A continuación, se presenta una tabla con los niveles de irradiación sobre un ángulo de inclinación de 35° y azimut de 0°, el rendimiento energético de la instalación o performance ratio (PR) y la generación energética, todo ello para cada mes. Esto se hace con la finalidad de conocer la generación de una forma más precisa, ya que se conoce en cada mes, no solo anualmente, que es la que se había utilizado anteriormente.

Tabla 5.20: Generación total mensual de la instalación realizada en el pozo.

Mes	G _{dm} (0°, 35°) (kWh/m²)	PR	E _p (kWh)
Enero	119,37	0,8649	232,31
Febrero	131,31	0,8724	257,75
Marzo	166,36	0,8850	331,27
Abril	177,29	0,8978	358,15
Mayo	201,33	0,9046	409,76
Junio	211,12	0,8858	420,78
Julio	233,55	0,8716	458,02
Agosto	226,47	0,8747	445,68
Septiembre	196,58	0,8924	394,72
Octubre	158,62	0,9025	322,09
Noviembre	116,87	0,8777	230,81
Diciembre	115,28	0,8663	224,68
Total	2054,14		4 086,02

Fuente: Elaboración propia (2023).

Como puede observarse en esta tabla, el valor de la generación total (anual), es 4086,02 kWh obtenido a partir de las irradiaciones mensuales, y se trata de un valor muy próximo al obtenido con la irradiación anual (4081,06 kWh).

Sumando los valores de la energía producida de mayo a septiembre, que es cuando se accionará la electrobomba:

$$\begin{aligned} \text{Producción de mayo a septiembre} &= 409,76 + 420,78 + 458,02 + 445,68 + 394,72 = \\ &2\,128,96 \text{ kWh} \end{aligned} \quad [5.35]$$

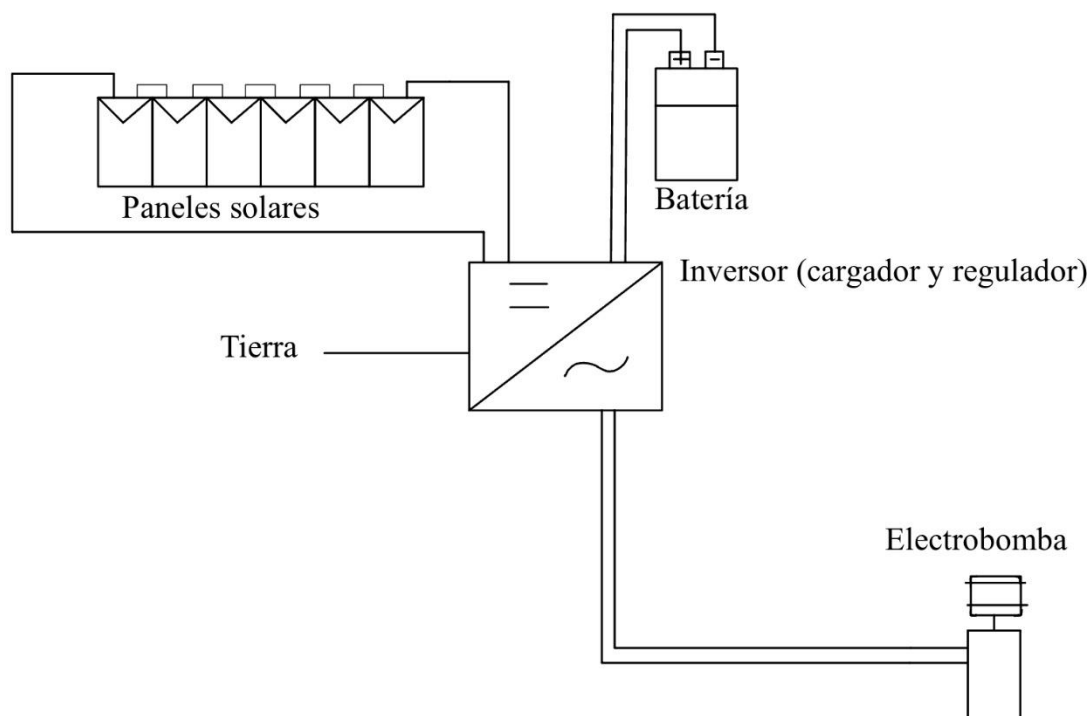
Como se ha dicho anteriormente, la producción excede la demanda con creces, ya que, si se llenase el pilón entero todos los días del mes, el consumo mensual sería:

$$30 \times 3,34 = 100,2 \text{ kWh} \quad [5.36]$$

La producción energética de todos los meses es mayor a 100kWh, así que se podría llenar al pilón a diario.

Finalmente, se muestra un esquema de la instalación solar, para visualizar la forma en la que estarían conectados los distintos elementos que la componen.

Figura 5.24: Esquema de la instalación solar del pozo.



Fuente: Elaboración propia (2023).

5.5.6 Baterías e inversores

El inversor ya se ha decidido por la necesidad de esta instalación y es el inversor/cargador con regulador PWM/MPPT integrado Axpert VM III 5000-48.

En esta instalación es totalmente necesario utilizar baterías, ya que es una instalación aislada, es decir, desconectada de la red eléctrica, y, por lo tanto, se necesita almacenar la energía excedente, para utilizarla en los momentos en los que la producción es inferior a la demanda de la electrobomba. Por ello, se elige la batería de Litio 3,5kWh Pylontech US 3000C 48V. Su capacidad utilizable es 3374,4 Wh, que sería lo necesario para llenar un día el pilón entero.

Estos dispositivos también son obtenidos de BRICOMART.

5.5.7 Estimación económica

De la misma manera que se realizó en la instalación anterior, en esta instalación se va a realizar una estimación económica en la que se tendrá en cuenta el coste de los elementos más significativos y de mayor valor económico de la instalación. Más adelante, en un capítulo destinado a tal fin, se llevará a cabo un estudio más detallado de todos los costes.

Considerando los costes de los elementos principales que constituyen la instalación fotovoltaica (paneles, inversor, batería, electrobomba y estructura soporte), así como de la mano de obra para su montaje, los costes se distribuyen de la siguiente forma (en el anejo C.1.2 vienen desglosados todos ellos):

- Coste de los componentes de la instalación = 3 662,75€
- Coste de la mano de obra = 580€

COSTE TOTAL = 4 242,75€

5.6 Modalidades de autoconsumo

Una vez que se conoce cómo será la instalación, es necesario tener en cuenta las distintas opciones a las que es posible acogerse.

El Real Decreto 244/2019²⁷, establece que existen dos tipos de modalidades de autoconsumo:

- **Modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes:** no está permitido el vertido de energía a red eléctrica, por lo que, en esta modalidad se debe instalar un mecanismo de antivertido que imposibilite la inyección de energía a red. Por lo tanto, según el artículo 6 de la Ley 24/2013²⁸, solo existe un tipo de sujeto, que es sujeto consumidor.
- **Modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes:** las instalaciones de producción, además, de abastecer al consumo al que están asociadas, pueden verter el exceso de energía a la red eléctrica. En este caso, según el artículo 6 de la Ley 24/2013, habrá dos sujetos diferentes, por un lado, sujeto consumidor y, por otro, productor.

Dentro de esta modalidad se pueden distinguir otras dos:

- **Modalidad con excedentes acogida a compensación:** la energía vertida a la red se valora y se descuenta del importe de la factura eléctrica mensual. A esta modalidad solo se pueden acoger instalaciones de energía renovable cuya potencia instalada no supere los 100kW²⁹.
- **Modalidad con excedentes no acogida a compensación:** la electricidad inyectada en la red se vende en el mercado eléctrico.

²⁷ Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, Ministerio para la Transición Ecológica (2019)

²⁸ Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, Jefatura del Estado (2013)

²⁹ Junta de Castilla y León (2023)

5.7 Conclusiones

Con la realización de este capítulo se ha desarrollado una solución al abastecimiento de la demanda de la ganadería de José Escolar Gil a través del recurso solar.

En primer lugar, se ha deducido que es especialmente relevante preservar el terreno de la finca para que pueda ser aprovechado por el ganado, por lo que se han instalado los paneles solares sobre tejados ya existentes y sobre estructuras soportes, de tal forma que no ocupan terreno correspondiente a los cercados de los animales.

En segundo lugar, se ha planteado una alternativa para abastecer a la demanda del caserío (tres hogares y el molino del cebadero), que supone un consumo de 46 885,94kWh. Se ha comprobado que no es posible suministrar toda esa energía instalando paneles fotovoltaicos de 500W solo en el tejado del guadarnés, pues con ellos solo se producen 26 840,53kWh anuales. Por ello, ha sido necesario instalarlos también en el tejado de la casa del ganadero, produciendo 29 228,61kWh cada año. Con ambas zonas de generación, se ha conseguido producir 56 069,14kWh anuales, superando la demanda en un 20%.

En tercer lugar, se ha desarrollado el estudio de la generación necesaria para abastecer a la electrobomba para poder suministrar agua a los animales de la ganadería, y se ha conseguido, generar 4 086,02kWh, superando con creces a la demanda de la electrobomba (309,1kWh si se accionara todos los días del año).

En ambas instalaciones se han elegido el inversor y las baterías que más se adecuan a las características de cada una. Sobre todo, se ha tenido en cuenta el tipo de inversor a elegir en función de la modalidad de autoconsumo a la que es necesario acogerse en cada caso.

En el caso de la instalación en el caserío, se tratará de acogerse a la modalidad de **suministro con autoconsumo con excedentes acogida a compensación**, ya que, aunque se busque el autoconsumo, y en el capítulo se ha demostrado que es posible el autoconsumo, se trata de una instalación que abastece electricidad a tres hogares y a un molino del que depende la alimentación de todo el ganado. Por ello, para evitar el riesgo de quedarse sin electricidad la ganadería por fallo de la instalación fotovoltaica, también es conveniente estar conectado a red eléctrica. Dado que la potencia total instalada es 35,5kW (muy inferior a 100kW) y se cumplen los demás requisitos impuestos por el Real Decreto 244/2019, se implantará esta modalidad en dicha instalación

Para la electrobomba se busca autoconsumo, ya que es un consumo reducido y se considera que con la generación de los paneles solares fotovoltaicos y con las baterías, no habrá problemas de suministro eléctrico a la electrobomba. Por ello, no se conectará esta instalación a red eléctrica.

Estas son las características de las dos instalaciones fotovoltaicas que se llevarán a cabo en caso de que se considere que la solución solar es la óptima.

Capítulo 6. Solución eólica

En este capítulo se planteará una solución eólica para comprobar si es factible abastecer la demanda eléctrica de la ganadería a través de una instalación de aerogeneradores. Para ello, se estudiará con más profundidad el recurso eólico explicado en el capítulo 4, y se analizará cómo debe ser la instalación a diseñar para poder abastecer a los consumos.

Del mismo modo que en el capítulo anterior, se planteará una instalación para abastecer al consumo energético del caserío, y otra instalación para abastecer de energía a la electrobomba sumergible, situada en el pozo del que se extrae agua para llenar los abrevaderos del ganado.

Se estudiará si esta solución es viable, con la finalidad de implantarla en caso de que sea la instalación óptima.

6.1 Legislación eólica de carácter medioambiental

Para llevar a cabo la instalación eólica en la finca Monte Valdetiétar, esta debe cumplir la legislación vigente.

Al tratarse de una solución eólica, tiene un gran impacto medioambiental, debido a que los aerogeneradores alcanzan grandes alturas, superiores a 10 metros, y esto repercute en el ecosistema.

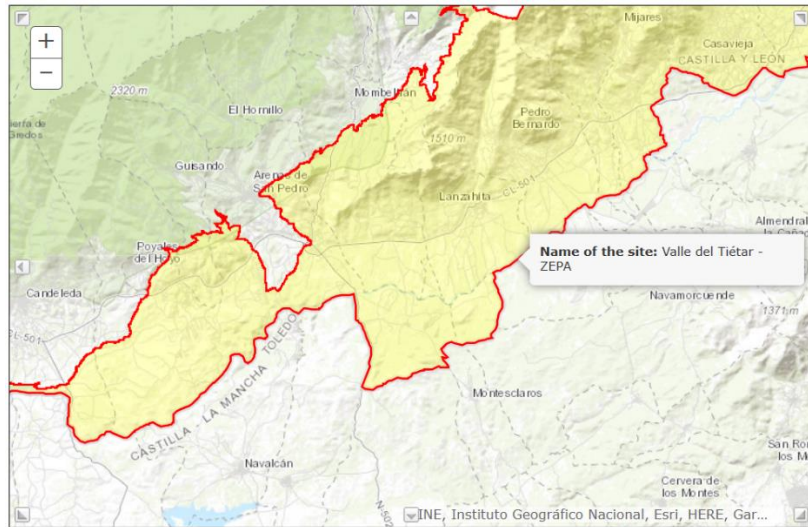
La ley 42/2007³⁰ en el artículo 42, rige los espacios protegidos por la Red Natura 2000. Esta última es una red ecológica coherente formada por los lugares de Importancia Comunitaria (LIC), hasta su transformación en Zonas Especiales de Conservación (ZEC), estas ZEC y las Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA), cuya gestión tendrá en cuenta los requisitos ecológicos, económicos, sociales y culturales, así como las particularidades regionales y locales. Por lo tanto, es necesario identificar si la superficie de la ganadería está clasificada dentro de alguna de estas categorías, ya que, de ser así, habrá que comprobar si está permitido llevar a cabo la instalación buscada y, en caso de que así sea, respetar la normativa impuesta para ese tipo de lugar.

El *Decreto 57/2015*, permite distinguir que la ganadería de estudio está considerada ZEPA³¹, tal y como se muestra en la siguiente imagen.

³⁰ Ley 42/2007 de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad, Jefatura del Estado (2007).

³¹ Decreto 57/2015, de 10 de septiembre, por el que se declaran las zonas especiales de conservación y las zonas de especial protección para las aves, y se regula la planificación básica de gestión y conservación de la Red Natura 2000 en la Comunidad de Castilla y León, Boletín Oficial de Castilla y León (2015).

Figura 6.1: Región considerada ZEPA del Valle del Tiétar.



Fuente: Red Natura 2000, Ministerio Para la Transición Ecológica y El Reto Demográfico (2023)³².

Para conocer si es factible llevar a cabo una instalación eólica de autoconsumo en una región en Ávila clasificada dentro del territorio de la ZEPA, se recurre a la RESOLUCIÓN de 5 de abril de 2000, de la Consejería de Medio Ambiente³³. En él, se clasifican las áreas en zonas con distintas restricciones para la instalación de parques eólicos (zonas de desarrollo libre, de desarrollo controlado, de desarrollo limitado y de desarrollo inviable). Sin embargo, la Consejería de Medio Ambiente, establece un Dictamen Medioambiental en el que expone que “se excluyen de la zonificación establecida en el Plan las instalaciones con carácter doméstico y pequeñas instalaciones independientes que no superen los 4 MW., no admitiéndose la división de un parque en otros de menor tamaño.”

La solución solar sirve como orientación para saber que la potencia a instalar no alcanzará el valor de 4 MW, será drásticamente inferior (en la solución solar fueron solo 35,5 kW en la zona del caserío y 2,25 kW en la zona del pozo).

Además, la Ley 21/2013³⁴ establece que los parques eólicos que están exentos de someterse a impacto medioambiental son “aquellos destinados al autoconsumo que no excedan de 100kW de potencia total”, que como se ha explicado, es un valor muy superior a la potencia de la instalación eólica que se desarrollará.

Por todo ello, se puede concluir que la instalación eólica de autoconsumo o minieólica que se pretende implantar cumple con la legislación medioambiental y puede llevarse a cabo.

³² Ministerio Para la Transición Ecológica y El Reto Demográfico (2023).

³³ RESOLUCIÓN de 5 de abril de 2000, de la Consejería de Medio Ambiente, por la que se hace público el Dictamen Medioambiental sobre el Plan Eólico de Castilla y León. Documento Provincial de Ávila, Boletín Oficial de Castilla y León (2000).

³⁴ Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, Jefatura del Estado (2013).

6.2 Solución eólica en la zona del caserío

6.2.1 El viento

En este apartado se va a realizar un estudio del recurso eólico con mayor profundidad del realizado en el capítulo 4. En el capítulo 4 se estudió este recurso a nivel general, y se encontraron indicios de que una solución eólica podría ser eficiente, puesto que Castilla y León destaca, siendo la comunidad que tiene más cobertura de la demanda eléctrica con la eólica.

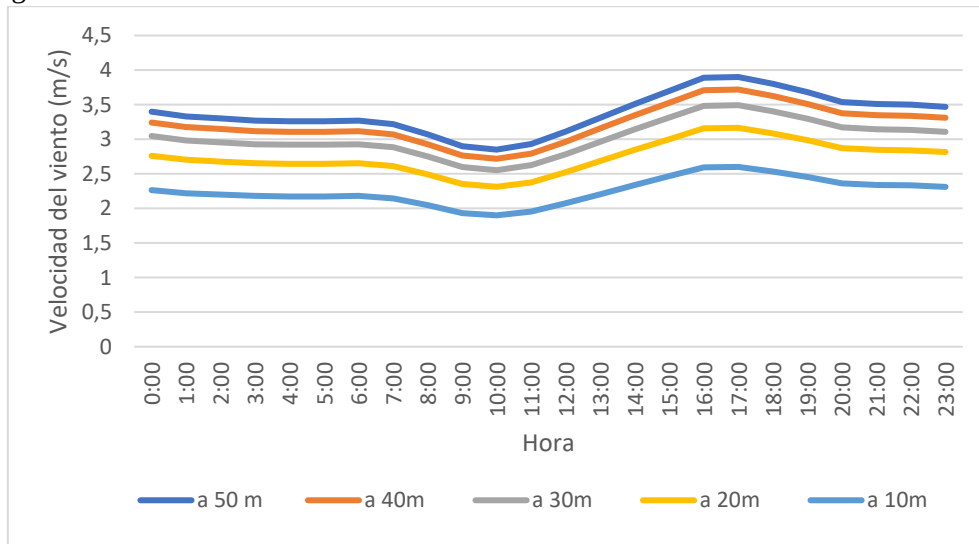
El recurso eólico es el viento, y, para su estudio, las **dos variables fundamentales a controlar son la velocidad y dirección del viento**, que son las que se estudiarán a continuación.

La explotación del recurso solar a través de los aerogeneradores consiste en transformar la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación a través de sus aspas, y esta, en energía eléctrica a través de un generador eléctrico³⁵. Por ello, **la fuente principal para la generación de energía es la velocidad del viento**.

Para estudiar la velocidad del viento en profundidad, se ha analizado esta variable en las coordenadas geográficas concretas de la finca de estudio. A partir de las velocidades del viento a distintas alturas y de la velocidad del viento a 50 metros de altura en las distintas horas del día (ambas mostradas en el capítulo 4), **se ha calculado la velocidad del viento en las distintas horas del día a distintas alturas**, considerando que el perfil de variación de velocidad en función de la hora del día, para todas las alturas, es el mismo perfil que el que se da a 50 metros de altura. Todo esto se muestra en la siguiente gráfica.

El estudio se ha realizado para 10, 20, 30, 40 y 50 metros de altura, ya que se considera que el aerogenerador no se situará a más altura por ser una instalación de minieólica.

Figura 6.2: Velocidad del viento durante el día a distintas alturas en la zona del caserío.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CENER (2023).

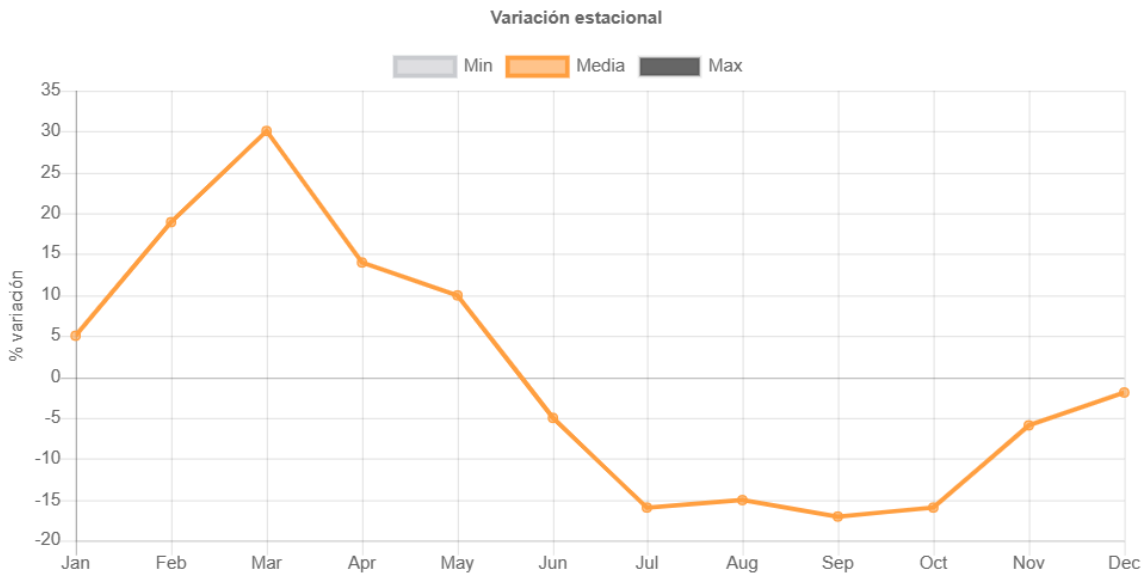
³⁵ Contreras, L. G. y Labriola, J. M. (2021)

En la gráfica anterior se muestra que la velocidad del viento es inferior durante la mañana, alcanzando los valores mínimos a las 10:00 de la mañana aproximadamente. Las velocidades van aumentando durante el medio día y alcanzan sus valores máximos en torno a las 17:00 de la tarde.

También se comprueba en la gráfica que la velocidad del viento aumenta con la altura, pero el aumento de la velocidad a medida que aumenta la altura es menor. Esto se observa porque al pasar de 10 a 20 metros, el incremento de velocidad es mayor que cuando se pasa de 20 a 30 metros, y así sucesivamente.

La velocidad del viento depende también de la época del año, por lo que a partir de la aplicación web de Ryse Energy (Enair)³⁶, se ha obtenido una gráfica que muestra la variación estacional de esta velocidad, es decir, lo que varía la media de la velocidad del viento de cada mes respecto a la media anual. Los valores obtenidos son estimaciones, ya que están sacados de bases de datos de 30 años.

Figura 6.3: Variación estacional de la velocidad del viento.



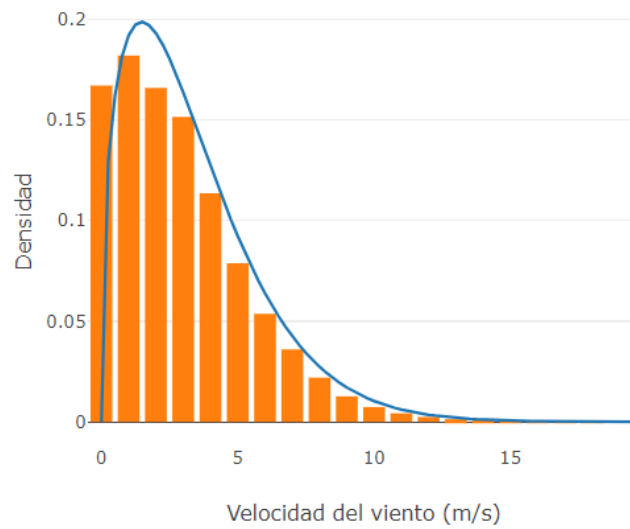
Fuente: Enair (2023).

En esta gráfica se pone de manifiesto que la velocidad del viento es superior a la media anual entre los meses de enero a mayo/junio, alcanzando en marzo una velocidad un 30% mayor a la media anual. Sin embargo, entre mayo/junio y diciembre, las velocidades suelen ser inferiores a la media anual, llegando en septiembre a una velocidad de un 16% inferior a la media anual aproximadamente.

Para conocer **con qué frecuencia sopla el viento en un rango de velocidad determinado**, se utiliza la **distribución de Weibull**, mostrada en la siguiente imagen.

³⁶ Enair (2023)

Figura 6.4: Distribución de Weibull a 50 metros de altura.

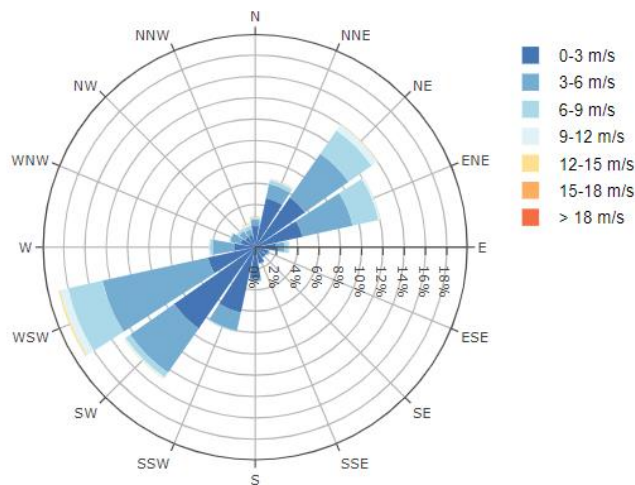


Fuente: CENER (2023).

Como se muestra en la imagen, las velocidades con más densidad, y, por lo tanto, las que se alcanzan con más frecuencia, se encuentran entre 1 m/s y 3 m/s.

En cuanto a la dirección del viento, retomando la rosa de vientos que se utilizó en el capítulo 4, se puede comprobar cómo la dirección y sentido en el que el viento sopla con más frecuencia es Oeste-Suroeste (WSW), y es también el sentido en el que puede alcanzar más velocidad, pudiendo alcanzar velocidades de hasta 12-15m/s. Por ello, los aerogeneradores se instalarán con su rotor en esta dirección. Pero, como se explica posteriormente, en este apartado, dependiendo del tipo de aerogenerador, el rotor se situará de frente al viento o de espaldas al viento.

Figura 6.5: Rosa de vientos expuesta en el capítulo 4.



Fuente: CENER (2023)

En la siguiente tabla se resumen las características más importantes sobre el viento en la zona del caserío. La clase de rugosidad y la longitud de rugosidad son las explicadas en el capítulo 4.

Tabla 6.1: Características del viento en la zona del caserío.

Característica		Valor
Velocidad media diaria	a 10 m	2,25 m/s
	a 20 m	2,74 m/s
	a 30 m	3,02 m/s
	a 40 m	3,22 m/s
	a 50 m	3,37 m/s
Sentido		WSW
Clase de rugosidad		3
Longitud de rugosidad		0,4

Fuente: Elaboración propia (2023).

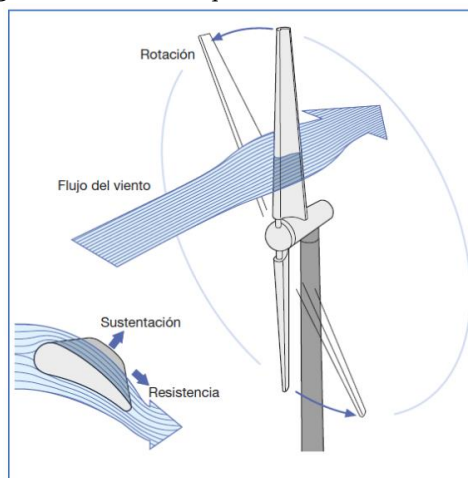
6.2.2 Estudio energético

Una vez conocido en profundidad el recurso eólico que se puede explotar, puede calcularse la energía que se puede producir. Esta energía, depende del tipo de aerogenerador instalado, por lo que en primer lugar es necesario conocer una serie de conceptos sobre ellos:³⁶

Los aerogeneradores pueden ser de sustentación o de resistencia, dependiendo de la fuerza que usen como motriz. La fuerza de sustentación se produce por la diferencia de presiones que se genera entre las dos superficies del asa, debido a que la velocidad de la vena fluida que se desliza por la superficie superior es distinta de la que la que se desliza por la inferior. La fuerza de resistencia es perpendicular a la de sustentación y se opone al movimiento. Las turbinas más utilizadas son las de sustentación.

La representación gráfica de lo explicado se muestra en la siguiente imagen:

Figura 6.6: Fuerzas que actúan sobre las aspas.



Fuente: Contreras, L. G. y Labriola, J. M. (2021).

Entre los componentes principales del aerogenerador, que se utilizarán a lo largo del capítulo, se destacan:

- **Palas o aspas:** los elementos que giran gracias a la acción del viento.
- **Buje:** conecta las aspas con el eje principal.
- **Rotor:** conjunto de buje y palas.
- **Góndola:** tiene en su interior los componentes eléctricos y mecánicos del aerogenerador y los protege de los fenómenos climatológicos adversos.
- **Torre:** estructura que sostiene al rotor y a la góndola.

Los aerogeneradores pueden clasificarse en dos tipos distintos en función de la orientación de su eje. Estos son los de eje vertical y los de eje horizontal³⁷.

- **Aerogeneradores de eje vertical:** no tienen mecanismo de orientación con respecto al viento, y normalmente, no poseen capacidad de autoarranque.
- **Aerogeneradores de eje horizontal:** tienen mecanismos de orientación con respecto al viento y capacidad de autoarranque.

Por dichos motivos, **se utilizarán aerogeneradores de eje horizontal**, en caso de que la solución eólica sea la óptima y se lleve a cabo. Dentro de ellos, se utilizarán los **tripala (tres aspas)** ya que son los que tienen más estabilidad aerodinámica.

Dentro de los aerogeneradores de eje horizontal, se pueden distinguir dos tipos³⁶:

- **Aerogeneradores a barlovento (Upwind):** el rotor está orientado de frente al sentido del viento. De este modo, se evita la estela turbulenta que hay detrás de la torre, pero el viento se desvía antes de llegar a la torre, y eso provoca que cuando alguna de las aspas pasa paralelamente a la torre se origine una pérdida de potencia. Además, no se orientan con el viento de forma independiente, necesitan un sistema de orientación, como puede ser una aleta direccional.
- **Aerogeneradores a sotavento (Downwind):** el rotor está orientado en el mismo sentido que el viento. No necesitan un mecanismo de orientación. Pero, como el viento accede a las aspas una vez pasada la torre, la estela turbulenta que se origina detrás de esta, causa más fatiga en la estructura que en los aerogeneradores a barlovento.

En la siguiente imagen se muestran claramente estos dos tipos de aerogeneradores.

Figura 6.7: Aerogenerador de eje horizontal a barlovento (izquierda) y a sotavento (derecha).



Fuente: Contreras, L. G. y Labriola, J. M. (2021).

³⁷ Tobías, A. Rubio, C.A. (2017)

Para poder evitar la fatiga en la estructura explicada anteriormente, **son preferibles los aerogeneradores a barlovento, y, dada la orientación del viento en la finca Monte Valdetiétar, que se mostró en la rosa de vientos, estos aerogeneradores estarían orientados la mayor parte del tiempo en sentido ENE (opuesto al sentido WSW).**

También es importante tener en cuenta el tipo de torre que sostendrá la góndola y el rotor. Estas pueden ser de distintos tipos, pero las que destacan para los aerogeneradores en cuestión (aerogeneradores de baja potencia) son las siguientes³⁸:

- **Torres reticuladas o de celosía:** son apropiadas para aerogeneradores de baja potencia. Están fabricadas de perfiles de acero soldado. Su altura está entre los 10 y 20 metros aproximadamente. El coste para una torre de este tipo, de 18 metros de altura, es de 2 500€.
- **Torre de mástil tensado:** formada por tubos de acero sujetos por cables tensados. Utilizada para aerogeneradores de 0,5 kW a 5kW. Su altura se encuentra entre 6 y 18 metros. El coste aproximado de este tipo de torres de mástil tensado o torres basculantes, si la altura es de 18 metros aproximadamente, es de 4 500€.
- **Torre de un solo poste:** formada por tubos de acero. Utilizada para aerogeneradores de 1kW a 50kW. Su altura va de 12 a 36 metros. El coste aproximado de una torre octogonal de unos 18 metros de altura es de 7 500€.
- **Torre Hidráulica:** formada por una base hidráulica, una torre de un solo poste y un sistema cilíndrico hidráulico. Se usa para aerogeneradores de 3kW a 50kW. Su altura se encuentra entre 12 y 30 metros. El coste aproximado de una torre, de unos 18 metros, de este tipo, es de 12 000€.

La torre de mástil tensado requiere más terreno que el resto, debido a los anclajes que hay hacer de la torre al suelo mediante cables, por lo que no es una opción factible porque inhabilitaría mucho espacio del cercado de las reses. De entre las otras tres, la torre reticulada también se descarta, puesto que solo puede ser de unos 20 metros de altura, y es preferible tener la máxima altura posible para aprovechar la mayor velocidad del viento. En cuanto a las dos torres restantes, dado que la torre de un solo poste y la hidráulica pueden alcanzar una altura similar, **se escoge la torre de un solo poste**, porque la hidráulica presenta un coste mayor, y no es necesario para el caso actual.

Para aprovechar la máxima velocidad del viento posible, y, por lo tanto, obtener la máxima generación energética, **se instalará a 30 metros de altura**, ya que como se ha explicado, las torres de un solo poste pueden ser de hasta 36 metros. Pero, para trabajar con alturas para las que se tienen datos del viento de forma exacta se instalará a 30 metros.

Con la finalidad de elegir el aerogenerador adecuado para las necesidades energéticas de la ganadería, se recurrió a un proveedor de aerogeneradores de minieólica, ENAIR, y se compararon tres de los aerogeneradores que ofrece.

A continuación, se presenta la forma de calcular la energía producida por un aerogenerador, para ver los parámetros de los que depende, y, por lo tanto, en los que hay que fijarse para elegir el aerogenerador más conveniente.

³⁸ Aeolos wind turbine (2023).

Para conocer la energía producida por un aerogenerador, se debe partir de la potencia.

La potencia disponible del viento (P_d) se calcula a partir de la siguiente expresión³⁹:

$$P_d = \frac{1}{2} \cdot A \cdot \rho \cdot v^3 = \frac{1}{2} \cdot \pi \cdot r^2 \cdot \rho \cdot v^3 \quad [6.1]$$

- A: área de barrido por el rotor
- r: radio del rotor
- ρ : densidad del aire
- v: *velocidad del viento*

Sin embargo, no toda la energía cinética del viento puede convertirse en energía eléctrica, por lo que esta potencia no es la potencia aprovechable (P_a). De ahí surge el límite de Betz, que establece que ningún aerogenerador puede aprovechar más del 16/27 (aproximadamente 59,26%) de la energía eólica para convertirla en energía de rotación del rotor.⁴⁰ Por ello, existe un coeficiente de potencia, C_p , que queda definido como:

$$C_p = \frac{P_a}{P_d} \quad [6.2]$$

$$P_a = C_p \cdot P_d = C_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \pi \cdot r^2 \cdot \rho \cdot v^3 \quad [6.3]$$

Además, los aerogeneradores poseen un rendimiento eléctrico que hay que tener en cuenta, debido a que hay ciertas pérdidas en el generador y en el resto de componentes eléctricos, aunque suelen tener un rendimiento alto, que se estima en $\eta = 95\%$ (este es un valor usual).

Por todo ello, la expresión de la **potencia eléctrica producida por el aerogenerador** es:

$$P_e = \frac{1}{2} \cdot \pi \cdot r^2 \cdot \rho \cdot v^3 \cdot C_p \cdot \eta \quad [6.4]$$

- C_p : coeficiente de potencia
- η : rendimiento eléctrico

La densidad del aire es de 1,225 kg/m³, y, como se ha dicho anteriormente, el rendimiento eléctrico es del 95%.

La estimación de la energía producida anualmente de media es:

$$E_{anual} = P_e \cdot tiempo \quad [6.5]$$

Sabiendo esto, se procede a realizar la comparación de tres de los aerogeneradores que ofrece ENAIR.

³⁹ Energética Futura.com (2023).

⁴⁰ Oñate, B.A (2020).

Tabla 6.2: Comparación de la energía producida por distintos aerogeneradores de ENAIR.

Aerogenerador	Radio rotor	C _p	Potencia producida por 1 aerogenerador (W)	Energía anual producida por 1 aerogenerador (kWh)	Nº aerogeneradores necesarios para cubrir un 20% más de la demanda
E 30 PRO (3kW)	1,9	0,41	74,52	652,82	87
E70 PRO (5kW)	2,15	0,45	104,73	917,47	62
E200 L (10kW)	4,9	0,48	580,27	5 083,21	12

Fuente: Elaboración propia (2023).

Dado que los aerogeneradores tienen un alto coste económico, conviene conocer los precios de cada uno de ellos, ya que, a diferencia de los paneles solares, entre los tres tipos de aerogeneradores comparados existen diferencias de precio muy significativas, que pueden marcar la elección de uno u otro.

Tabla 6.3: Comparación del precio de distintos aerogeneradores de ENAIR.

Aerogenerador	Nº aerogeneradores necesarios	Precio unitario (€)	Precio total (€)
E30PRO (3kW)	87	9 900	861 300
E70PRO (5kW)	62	11 500	713 000
E200L (10kW)	12	80 000	960 000

Fuente: Elaboración propia (2023).

A la vista de la tabla 6.2, se observa que el aerogenerador que más energía anual produce, y, por lo tanto, del que menos unidades habría que instalar es el E200L. Sin embargo, en la tabla 6.3 se muestra que tiene un coste unitario de 80 000€, lo que supone un excesivo gasto económico, comparado con las otras dos opciones. Por eso, se descarta este modelo. Entre los otros dos modelos, de elegir uno, se elegiría el E70PRO, debido a que haría falta instalar un menor número de aerogeneradores y, además, su coste total es menor. Este modelo es un aerogenerador con rotor a barlovento.

La ficha técnica de este aerogenerador se muestra en el anejo B. Técnicamente, es un aerogenerador adecuado porque presenta una velocidad de arranque de 2 m/s y una velocidad nominal de 11 m/s, y como se ha mostrado en el apartado anterior, la velocidad media del viento a 30 metros de altura es de 3,02 m/s, que se encuentra dentro de las velocidades factibles para este aerogenerador.

Para explicar la forma en la que se han obtenido los cálculos de las tablas anteriores, se realiza a continuación el proceso de cálculo para el aerogenerador que se elegiría, en caso de que hubiese que elegir uno de ellos, es decir, el modelo E70PRO.

Para obtener una estimación de la potencia producida por este aerogenerador instalado a una altura de 30 metros, se utiliza la velocidad media a esta altura (3,02 m/s).

$$P_e = \frac{1}{2} \cdot \pi \cdot 2,15^2 \cdot 1,225 \cdot 3,02^3 \cdot 0,45 \cdot 0,95 = 104,73 \text{ W} \quad [6.6]$$

Conociendo la potencia estimada, se puede calcular la energía estimada producida por este aerogenerador anualmente, multiplicando por el tiempo en el que el aerogenerador

está en funcionamiento. Como se muestra en la figura 6.2, la mínima velocidad a 30 metros, es de 2,55 m/s, alcanzada a las 10:00 de la mañana. Esta velocidad es superior a la velocidad de arranque y se encuentra dentro del rango de velocidades para una generación eficiente de este aerogenerador, por lo que el aerogenerador estará en funcionamiento durante todo el día, los 365 días del año.

La estimación de la energía producida anualmente de media es:

$$E_{anual} = P_e \cdot tiempo = \frac{104,73}{1\,000} \cdot (365 \cdot 24) = \mathbf{917,44\ kWh} \quad [6.7]$$

Como se explicó en el capítulo previo, se busca una producción un 20% superior a la demanda eléctrica del caserío, para estar preparados para posibles picos en el consumo eléctrico, esto supone una producción de 56 263,13 kWh anuales. De ahí que el número de aerogeneradores sea:

$$\frac{56\,263,13}{917,47} = 61,32 \rightarrow 62 \text{ aerogeneradores} \quad [6.8]$$

Para tener unos valores más exactos tanto de la potencia como de la energía producidos por un aerogenerador E70 PRO, se ha calculado la potencia y energía medias producidas en cada hora del día, y a partir de ahí, se ha calculado la energía anual. Este es un valor más fiable, puesto que no se ha obtenido a partir de la velocidad media de un día, sino a partir de la velocidad media de cada hora del día. Los resultados se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 6.4: Velocidad, potencia y energía en las distintas horas del día.

Hora	Velocidad (m/s)	Potencia (W)	Energía horaria (kWh)
0:00	3,05	107,38	$107,38 \cdot 10^{-3}$
1:00	2,98	100,88	$100,88 \cdot 10^{-3}$
2:00	2,96	98,18	$98,18 \cdot 10^{-3}$
3:00	2,93	95,53	$95,53 \cdot 10^{-3}$
4:00	2,92	94,65	$94,65 \cdot 10^{-3}$
5:00	2,92	94,65	$94,65 \cdot 10^{-3}$
6:00	2,93	95,53	$95,53 \cdot 10^{-3}$
7:00	2,88	91,21	$91,21 \cdot 10^{-3}$
8:00	2,75	79,05	$79,05 \cdot 10^{-3}$
9:00	2,60	66,63	$66,63 \cdot 10^{-3}$
10:00	2,55	63,24	$63,24 \cdot 10^{-3}$
11:00	2,62	68,72	$68,72 \cdot 10^{-3}$
12:00	2,79	82,18	$82,18 \cdot 10^{-3}$
13:00	2,96	99,08	$99,08 \cdot 10^{-3}$
14:00	3,14	118,14	$118,14 \cdot 10^{-3}$
15:00	3,31	138,39	$138,39 \cdot 10^{-3}$
16:00	3,48	160,82	$160,82 \cdot 10^{-3}$
17:00	3,49	162,06	$162,06 \cdot 10^{-3}$
18:00	3,40	149,91	$149,91 \cdot 10^{-3}$
19:00	3,30	136,15	$136,15 \cdot 10^{-3}$
20:00	3,17	121,20	$121,20 \cdot 10^{-3}$
21:00	3,14	118,14	$118,14 \cdot 10^{-3}$
22:00	3,13	117,14	$117,14 \cdot 10^{-3}$
23:00	3,11	114,15	$114,15 \cdot 10^{-3}$
Energía total del día (kWh)			2,57

Fuente: Elaboración propia (2023).

$$E_{\text{anual}} = 2,57 \times 365 = 938,05 \text{ kWh} \quad [6.9]$$

Como se observa, el valor de la energía calculado de este modo es similar al calculado anteriormente, pero ligeramente superior.

Cuando se alcanza la velocidad máxima (3,49 m/s), a las 17:00, la potencia producida es 162,06 W, por lo que, como era de esperar, en ningún momento se supera la potencia nominal del aerogenerador, que es de 4 000 W.

Con todo ello, se puede concluir que instalar un solo aerogenerador E70 PRO a 30 metros de altura, produciría una energía anual de 938,05 kWh.

La demanda eléctrica anual de la zona del caserío de la ganadería es de 46885,94 kWh. Esto quiere decir que, con un solo aerogenerador de estas características, la cobertura de la demanda eléctrica sería de:

$$\frac{938,05}{46\,885,94} \times 100 = 2\% \quad [6.10]$$

Para poder cubrir todo el consumo serían necesarios:

$$\frac{46\,885,94}{938,05} = 49,98 \rightarrow 50 \text{ aerogeneradores} \quad [6.11]$$

Y para alcanzar el 20% por encima de la demanda:

$$\frac{56\,263,13}{938,05} = 59,98 \rightarrow 60 \text{ aerogeneradores} \quad [6.12]$$

La distancia mínima de separación de aerogeneradores es de 500 metros⁴¹. No obstante, hay que tener en cuenta que esta distancia es la que se recomienda respetar en los parques eólicos, y esto no lo es, se trata de una instalación de minieólica (para abastecer a un consumo propio). En este caso, la distancia adecuada está entre 8 y 12 veces el diámetro del rotor en la dirección que lleva el viento, y entre 2 y 4 veces dicho diámetro en la dirección perpendicular al viento.

Suponiendo que se colocan en fila, en la dirección perpendicular al viento, tomando el valor de 4 veces el diámetro del rotor ($4 \times 4,3 = 17,2$) supondría una separación de 17,2 metros entre ellos. En total sería:

$$17,2 \cdot 59 = 1014,8m \quad [6.13]$$

Más de 1 km de separación entre el primer aerogenerador y el último.

Si no se colocasen en fila, habría varias posibilidades de instalarlos, pero en todos los casos, supone poner muchos obstáculos en los cercados de los animales, y, por lo tanto, inhabilitar terreno para el ganado y sus pastos.

Por este motivo, no es factible llevar a cabo una instalación de autoconsumo en la zona del caserío a partir de energía eólica únicamente. En caso de utilizar energía eólica, se utilizaría para abastecer solo una parte de la demanda eléctrica, por lo que sería necesario estar conectado a red, para poder abastecer la demanda eléctrica cuando la energía generada por los aerogeneradores se agote.

Para ver si merece la pena instalar algunos aerogeneradores para suplir parte de la demanda eléctrica, se comprueba cuántos serían necesarios para producir un 20% del consumo anual.

$$20\% \text{ de } 46\,885,94 = 9\,377,19kWh \quad [6.14]$$

$$\frac{9\,377,19}{938,05} \approx 10 \text{ aerogeneradores} \quad [6.15]$$

Esto implica que para abastecer solo un 20% de la demanda eléctrica del caserío serían necesarios 10 aerogeneradores del modelo E70PRO, que debido al precio de 11500€ cada uno, supondría una inversión en aerogeneradores de 115000€.

De esta forma, se concluye que no es factible llevar a cabo una instalación eólica en la zona del caserío, ni siquiera para abastecer una parte de la demanda, ya que el

⁴¹ Decreto-ley 16/2019, de 26 de noviembre, de medidas urgentes para la emergencia climática y el impulso a las energías renovables, BOE (2019).

coste económico sería muy elevado para abastecer solo 1/5 de la demanda energética, y con el impacto visual que esto conlleva.

En capítulos posteriores se planteará la posibilidad de combinar esta solución eólica con la solar, y se verá si dicha combinación puede resultar interesante.

6.3 Solución eólica en la zona del pozo

6.3.1 El viento

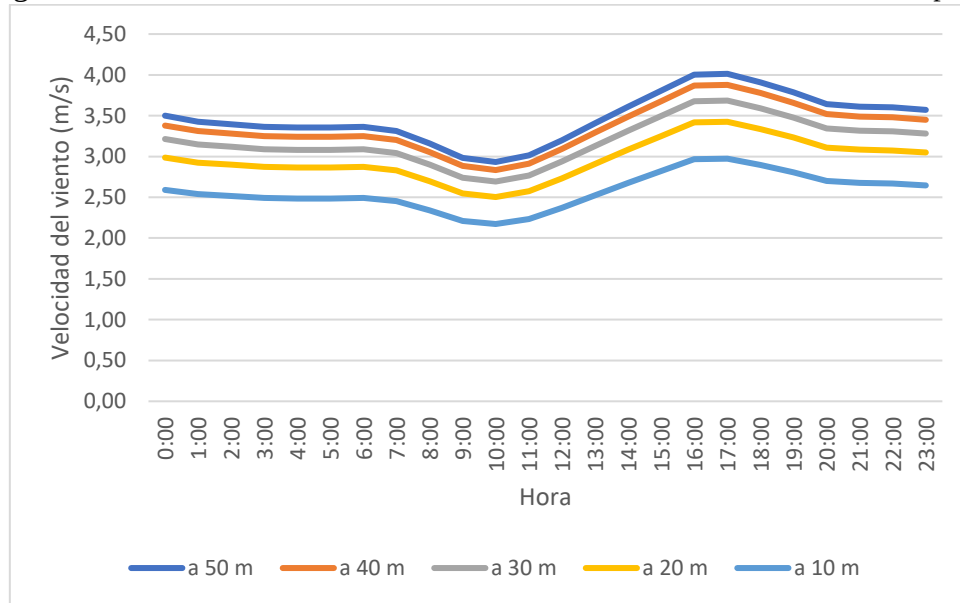
En este apartado se va a realizar el estudio del recurso eólico para la zona del pozo. Como se mostró en el capítulo 4, la zona del caserío y la del pozo se encuentran en los dos extremos de la finca, motivo por el cual se particularizan en este apartado algunos datos del viento para la zona concreta del pozo. No obstante, al tratarse de la misma zona geográfica, muchas de las características coinciden, como, por ejemplo, la variación estacional de la velocidad del viento, o la dirección y sentido del viento. Por ello, en este apartado solo se mostrarán los datos del viento que son distintos a los de la zona del caserío.

En el capítulo 4, se estudió el recurso eólico a nivel general, teniendo en cuenta la gran cantidad de encinas que hay en la finca, así como las instalaciones de la ganadería, por lo que se estimó una clase de rugosidad 3 y una longitud de rugosidad de 0,4. Estos valores fueron los utilizados para la zona del caserío.

En este caso, dado que el pozo donde se instalará la electrobomba sumergible se encuentra en una pradera muy llana, donde no hay encinas ni ningún otro obstáculo en los alrededores cercanos, **la clase de rugosidad y la longitud de rugosidad son menores, y se estiman en 2 y 0,1 respectivamente. Por ello, los valores de velocidad del viento son mayores en esta zona que en la del caserío.**

De forma análoga a como se hizo en el apartado anterior, se muestra a continuación una gráfica con los valores de la velocidad del viento a distintas alturas para las distintas horas del día.

Figura 6.8: Velocidad del viento durante el día a distintas alturas en la zona del pozo.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CENER (2023).

Las conclusiones que se extraen de esta gráfica son las mismas que las extraídas de la zona del caserío, pero con la particularidad de que las velocidades en esta zona son mayores.

En la siguiente tabla se resumen las características más importantes sobre el viento en la zona del pozo.

Tabla 6.5: Características del viento en la zona del pozo.

Característica		Valor
Velocidad	a 10 m	2,57 m/s
	a 20 m	2,96 m/s
	a 30 m	3,19 m/s
	a 40 m	3,35 m/s
	a 50 m	3,47 m/s
Sentido		WSW
Clase de rugosidad		2
Longitud de rugosidad		0,1

Fuente: Elaboración propia (2023).

6.3.2 Estudio energético

En este apartado se elegirá un aerogenerador y se calculará la energía que este produce, teniendo en cuenta que tiene que suministrar la energía necesaria como para alimentar a la electrobomba sumergible que se colocará en el pozo.

Al igual que en la zona del caserío, se busca un aerogenerador de eje horizontal. Teniendo en cuenta todo lo explicado sobre las torres para la zona del caserío, en esta zona del pozo, también se buscará instalarlo a 30 metros de altura, para obtener la máxima velocidad posible.

Como se explicó en el capítulo anterior, la producción anual que se busca producir para abastecer a la electrobomba es de 309,1 kWh anuales. Pero se tratará de generar un 20% más para tener energía suficiente en momentos en los que haya aumentos repentinos en la demanda eléctrica. De ahí que se busque una generación de 370,92 kWh anuales.

Dado que es una producción muy baja, se probará con el aerogenerador E30PRO de ENAIR, que es el de menor potencia que ofrecen, para ver si es suficiente.

Retomando la ecuación de la potencia producida por un aerogenerador:

$$P_e = \frac{1}{2} \cdot \pi \cdot r^2 \cdot \rho \cdot v^3 \cdot C_p \cdot \eta \quad [6.16]$$

El aerogenerador E30PRO tiene un radio de rotor de 1,9 metros y un coeficiente de potencia de 0,41. Considerando un rendimiento del 95%; 1,225kg/m³ de densidad del aire y sabiendo que la velocidad media a 30 metros de altura en la zona del pozo es de 3,19 m/s:

$$P_e = \frac{1}{2} \cdot \pi \cdot 1,9^2 \cdot 1,225 \cdot 3,19^3 \cdot 0,41 \cdot 0,95 = 87,83W \quad [6.17]$$

Tal y como muestra la gráfica de la figura 6.8, la mínima velocidad es 2,69 m/s y se alcanza a las 10:00. La velocidad de arranque del modelo E30PRO es de 2 m/s, por lo que el aerogenerador estará en funcionamiento en todo momento (las 24 horas de los 365 días del año).

$$E_{anual} = \frac{87,83}{1000} \cdot (365 \cdot 24) = 769,39 kWh \quad [6.18]$$

Esta estimación de la energía producida permite concluir que con un solo aerogenerador del modelo E30PRO, se puede suministrar más del doble de la energía que necesita la electrobomba a lo largo del año.

Para obtener valores más exactos de la producción energética de este aerogenerador se muestra la siguiente tabla con la potencia y energía que produce en cada hora de un día con valores medios de velocidad.

Además, la tabla siguiente resulta indispensable, puesto que es fundamental conocer la generación eléctrica de un día (24 horas), ya que esta debe ser superior a los 3,34 kWh que consume la electrobomba el día que se llena el pilón entero. De no ser así, no se podrá garantizar el llenado del pilón el día que este esté completamente vacío.

Tabla 6.6: Velocidad, potencia y energía en las distintas horas del día con aerogenerador E30PRO.

Hora	Velocidad (m/s)	Potencia (W)	Energía horaria (kWh)
0:00	3,21	89,72	0,09
1:00	3,15	84,29	0,08
2:00	3,12	82,04	0,08
3:00	3,09	79,82	0,08
4:00	3,08	79,09	0,08
5:00	3,08	79,09	0,08
6:00	3,09	79,82	0,08
7:00	3,04	76,21	0,08
8:00	2,90	66,05	0,07
9:00	2,74	55,67	0,06
10:00	2,69	52,84	0,05
11:00	2,77	57,42	0,06
12:00	2,94	68,67	0,07
13:00	3,13	82,78	0,08
14:00	3,32	98,72	0,10
15:00	3,50	115,63	0,12
16:00	3,68	134,37	0,13
17:00	3,69	135,41	0,14
18:00	3,59	125,26	0,13
19:00	3,48	113,77	0,11
20:00	3,35	101,27	0,10
21:00	3,32	98,72	0,10
22:00	3,31	97,87	0,10
23:00	3,28	95,38	0,10
Energía total del día (kWh)			2,15

Fuente: Elaboración propia (2023).

Como se muestra en la tabla, no puede utilizarse el aerogenerador E30PRO porque a pesar de que sí garantizaría una generación anual superior a la que requiere la electrobomba a lo largo del año, no permitiría llenar el pilón entero el día que se necesite, porque su generación de energía diaria es muy inferior a 3,34 kWh, que son los que consume la electrobomba para llenar el pilón entero.

Entonces, se utilizará el aerogenerador E70PRO, el mismo que se utilizó en la zona del caserío, con sus valores de $C_p=0,45$; $r = 2,15m$. Con él se obtienen los siguientes resultados.

Tabla 6.7: Velocidad, potencia y energía en las distintas horas del día con aerogenerador E70PRO.

Hora	Velocidad (m/s)	Potencia (W)	Energía horaria (kWh)
0:00	3,21	126,10	0,13
1:00	3,15	118,47	0,12
2:00	3,12	115,29	0,12
3:00	3,09	112,18	0,11
4:00	3,08	111,15	0,11
5:00	3,08	111,15	0,11
6:00	3,09	112,18	0,11
7:00	3,04	107,11	0,11
8:00	2,90	92,83	0,09
9:00	2,74	78,25	0,08
10:00	2,69	74,27	0,07
11:00	2,77	80,70	0,08
12:00	2,94	96,50	0,10
13:00	3,13	116,35	0,12
14:00	3,32	138,73	0,14
15:00	3,50	162,51	0,16
16:00	3,68	188,85	0,19
17:00	3,69	190,31	0,19
18:00	3,59	176,04	0,18
19:00	3,48	159,89	0,16
20:00	3,35	142,32	0,14
21:00	3,32	138,73	0,14
22:00	3,31	137,55	0,14
23:00	3,28	134,05	0,13
Energía total del día (kWh)			3,02

Fuente: Elaboración propia (2023).

$$E_{\text{anual}} = 3,02 \cdot 365 = 1\,102,3\text{kWh} \quad [6.19]$$

En esta tabla se puede observar que la producción energética de un día de velocidad media es de 3,02 kWh, un valor muy próximo a los 3,34 kWh que necesita la electrobomba para llenar el pilón. No llegaría a llenarlo al completo, pero estaría prácticamente lleno, y es suficiente. Además, anualmente supera con creces el 120% de la demanda. Utilizar el siguiente modelo de aerogenerador supondría una producción energética y un coste económico excesivo. **Por lo que, se puede concluir que en esta instalación se utilizará un aerogenerador E70PRO de ENAIR, y, por lo tanto, la potencia instalada serán 5 kW, que es la potencia del aerogenerador.**

6.3.3 Baterías e inversores

Del mismo modo que en la solución solar, para llevar a cabo una instalación eólica, resulta fundamental tener en cuenta estos dos elementos: baterías e inversores.

En cuanto a las **baterías**, a pesar de que puedan ser comunes en muchos casos a las de las instalaciones fotovoltaicas, las más extendidas en las instalaciones eólicas son²³:

- **Plomo ácido:** son pesadas y tóxicas, ya que están fabricadas con plomo y este es muy contaminante. Presentan una potencia de 180W/kg y una densidad de energía de 60Wh/L-100Wh/L.
- **Níquel-hidruro metálico:** tienen una gran capacidad de almacenamiento. También son muy contaminantes. Presentan una potencia de entre 250W/kg y 1000W/kg y su densidad de energía es de 140Wh/L - 300Wh/L.
- **Níquel-cadmio:** son de gran rendimiento, y son más caras que las anteriores. Sin embargo, pierden capacidad en cada ciclo. Tienen una potencia de 150W/kg y su densidad de energía está entre 50Wh/L y 150Wh/L.
- **Ion litio:** son muy eficientes y no pierden mucho nivel de capacidad. A pesar de que contaminan, se pueden reciclar, y apenas necesitan mantenimiento. Son más caras. Tienen una potencia entre 250W/kg y 340 W/kg, y una densidad de energía de 250Wh/L-730Wh/L.

Las baterías son necesarias para almacenar la energía producida que excede a la demandada en un momento determinado y utilizarla en momentos en los que la energía generada por los aerogeneradores sea inferior a la demandada por la electrobomba para rellenar el pilón. Los momentos en los que podría hacer falta el uso de estas baterías son aquellos en los que la velocidad del viento sea inferior a la velocidad de arranque del aerogenerador, y, por lo tanto, este no esté en funcionamiento. Sin embargo, como se ha explicado en el apartado anterior, esto no sucede nunca, ya que la velocidad de media es superior a la de arranque en todas las horas del día. Por lo tanto, en esta instalación eólica no es tan necesario el uso de baterías como lo era en la solar.

A pesar de eso, por seguridad, es conveniente instalar baterías, por si en algún momento hay un fallo en el aerogenerador, o si hay algún día excepcional en el que no hay viento. En ese caso, la batería será la de ion litio, por ser la más eficiente y no necesitar apenas mantenimiento. La batería elegida es la Batería Litio LiFePO4 Victron 12.8V 100Ah Smart (su ficha técnica está en el anejo B).

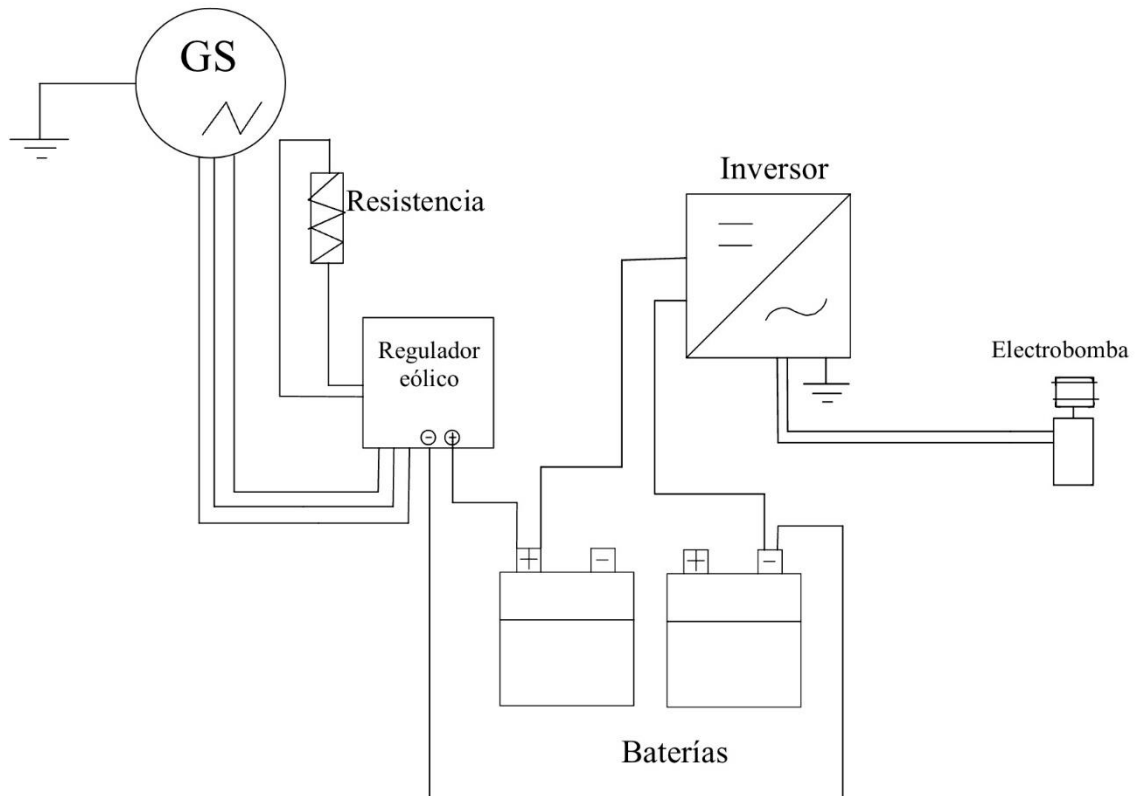
En lo referente a los **inversores**, es de destacar que en instalaciones eólicas los aerogeneradores producen en corriente alterna. Sin embargo, son necesarios, porque las baterías producen en continua, y, por lo tanto, estos se encargan de convertirla en corriente alterna. En este caso, se elige el Inversor Victron Energy Phoenix 24/5000 de Bornay, ya que tiene una potencia máxima (instantánea de 10 000W) que hace que sea totalmente apto, puesto que la potencia instalada es 5 000W. Su ficha técnica se muestra en el anejo B.

Dado que el inversor es de 24V, se instalarán dos baterías en serie, ya que al ser estas de 12,8V cada una, se alcanza una tensión total de 25,6V, que es una tensión muy próxima a la del inversor. Además, como la capacidad de cada batería es de 3840 Wh, al instalar dos, la capacidad total será de 7680Wh.

También se instalará un controlador, ya que esta vez no va incluido en el inversor. Este controlador es el que exige el aerogenerador, y es el controlador ENAIR PRO-GRID, con una potencia nominal de 20 kW, que es superior a los 5kW instalados (esto es necesario para que no se queme). También se ha añadido una resistencia para que cuando las baterías estén llenas y el aerogenerador siga produciendo, la energía se deseché ahí.

Para visualizar la forma en la que estarían conectados todos los elementos de la instalación, se muestra a continuación, un esquema.

Figura 6.9: Esquema de la instalación eólica del pozo.



Fuente: Elaboración propia (2023).

Con la finalidad de mostrar el impacto visual del aerogenerador en la pradera donde se encuentra el pozo, se muestra la siguiente simulación. En ella, solo se representa el aerogenerador a cierta distancia del pozo, para tener una idea de cómo quedará este instalado. Pero no se muestra el resto de elementos de la instalación, como inversor, controlador o baterías, ya que es únicamente una simulación ilustrativa.

La torre del aerogenerador es de un solo poste, pero está compuesta por varios tubos de acero, que como se aprecia en la imagen, son de mayor diámetro a medida que están más próximos al suelo.

Las cotas que se muestran en la imagen se encuentran en metros, pero al ser una simulación, no está exactamente a escala.

Figura 6.10: Simulación del impacto visual del aerogenerador en la pradera del pozo.



Fuente: Elaboración propia (2023).

6.3.4 Estimación económica

En este apartado se llevará a cabo una estimación económica con los costes más significativos y de mayor valor económico de la instalación. Como se ha explicado anteriormente, en un capítulo posterior, se llevará a cabo un estudio detallado considerando todos los costes.

En el anejo C.2 vienen desglosados en una tabla los precios de los principales componentes que compondrán la instalación eólica para suministrar energía a la electrobomba sumergible. Todos ellos, pueden agruparse del siguiente modo:

- Coste de los componentes de la instalación = 28177,42 €
- Coste de la instalación = 3 000 €

COSTE TOTAL = 31 177,42 €

Es importante destacar que el coste de la instalación se ha calculado teniendo en cuenta de forma aproximada el coste de los operarios, de la excavadora, de la grúa y del hormigón que se necesita para la base de la torre del aerogenerador. El cálculo se ha realizado a través de la calculadora de ENAIR.

6.4 Conclusiones

En este capítulo se ha estudiado cómo explotar el recurso eólico para abastecer a la demanda eléctrica de la finca Monte Valdetiétar.

En primer lugar, se ha indagado en la legislación medioambiental vigente y se ha visto que la ganadería y todo el valle del río Tiétar pertenece a una zona clasificada como Zona de Especial Protección para las Aves (ZEPA), lo que podría imposibilitar la instalación de aerogeneradores. Pero, como se trata de una instalación donde la potencia instalada es de 5 kW, sí que se puede llevar a cabo la instalación de minieólica, porque según un Dictamen Medioambiental de la Consejería de Medio Ambiente, “se excluyen de la zonificación establecida en el Plan las instalaciones con carácter doméstico y pequeñas instalaciones independientes que no superen los 4 MW., no admitiéndose la división de un parque en otros de menor tamaño.”

Posteriormente, se ha profundizado en el estudio del recurso eólico en la ganadería en cuestión y se ha comprobado que las velocidades medias del viento en la finca no son elevadas, situándose ligeramente por encima de los 3 m/s; y siendo algo superior la velocidad en la zona del pozo.

Se ha llegado a la conclusión de que no resulta factible instalar aerogeneradores en la zona del caserío, ya que serían necesarios 50 aerogeneradores para poder abastecer la demanda de los tres hogares y del molino del cebadero, lo que supone un desaprovechamiento de mucho terreno para el ganado, además de un gran impacto ambiental y un coste económico excesivo. Tampoco se ha visto posible instalar un cierto número de ellos para abastecer a parte de la demanda, puesto que la producción energética de 10 aerogeneradores solo sirve para abastecer al 20% de la demanda, lo que resulta insignificante.

En el caso de la zona del pozo, sí es factible instalar un aerogenerador, que además es capaz de producir a diario prácticamente la energía necesaria para llenar el abrevadero entero de los animales.

Con todo ello, se concluye que, de forma aislada, no es posible realizar una instalación de autoconsumo con energía eólica en la zona del caserío. En capítulos posteriores se analizará si combinarlo con la instalación solar sería una opción óptima. Sin embargo, en la zona del pozo, a pesar de que sí que es factible llevar a cabo esta solución eólica, la estimación económica indica que es mucho más costosa que la solución solar. En caso de llevarse a cabo esta instalación en la zona del pozo, será una instalación aislada, ya que con la producción del aerogenerador y con la batería no será necesario conectarse a red, al igual que pasaba en la solución solar.

La decisión final sobre la instalación que se llevará a cabo se tomará en el siguiente capítulo.

Capítulo 7. Evaluación de alternativas y elección de la óptima

En este capítulo se va a proceder a evaluar las dos alternativas estudiadas en los capítulos 5 y 6, es decir, la solución solar y eólica respectivamente.

En el caso de la zona del caserío, solo se analizará la solución solar, ya que en el capítulo anterior se ha comprobado que no es factible llevar a cabo una instalación eólica.

En la zona del pozo, se realizará una comparación entre la solución solar y eólica.

En ambas zonas, se estudiarán las soluciones planteadas en base a su producción energética (para analizar la cobertura de la demanda de cada una de ellas) y al coste económico de su instalación. Con este estudio se trata de comprobar qué alternativa es la óptima para abastecer energéticamente a la ganadería, buscando que cubra la mayor parte de su demanda eléctrica con el menor coste económico posible.

En cuanto al coste económico, no solo se valorarán los gastos por la instalación, sino también los posibles beneficios que podrían obtenerse gracias las ayudas por el uso de energías renovables, el ahorro en la factura eléctrica y el beneficio por la venta del excedente de energía a red eléctrica.

Adicionalmente, si se considera factible en vista de la comparación anterior, se planteará una instalación solar fotovoltaica y eólica combinada, con el objetivo de comprobar si resulta más conveniente que plantear cada una de las instalaciones por separado, tanto desde el punto de vista energético como económico.

Finalmente, se decidirá cuál es la mejor solución para la finca Monte Valdetiétar.

7.1 Evaluación energética

Teniendo en cuenta que la demanda eléctrica de la ganadería es de 46 885,94 kWh anuales en la zona del caserío y de 309,1 kWh anuales en la zona del pozo (consumo de la electrobomba), se presenta en este apartado la energía producida por la instalación solar y eólica, planteadas en los dos capítulos anteriores, para ver si cubren la demanda y cómo la cubren.

Tabla 7.1: Producción y cobertura de la demanda anual en la zona del caserío.

	Producción energética anual (kWh)	Cobertura de la demanda	Exceso de energía anual (kWh)
Solar	56 069	100%	9 183

Fuente: Elaboración propia (2023).

La solución solar abastece por completo a la demanda del caserío, con un excedente de 9 183,2 kWh anuales, que pueden ser almacenados en baterías o vertidos a la red eléctrica.

Tabla 7.2: Producción y cobertura de la demanda anual en la zona del pozo.

	Producción energética anual (kWh)	Cobertura de la demanda	Exceso de energía anual (kWh)
Solar	4 086	100 %	3 776
Eólica	1 102	100 %	793

Fuente: Elaboración propia (2023).

En el caso de la instalación en el pozo, para abastecer a la electrobomba, se observa que tanto la solución solar como la eólica, cubren toda la demanda anual. Por lo que ambas serían viables desde el punto de vista energético. Sin embargo, el excedente de la solución solar es 3 776,92 kWh, muy superior al excedente de la solución eólica, 793,2 kWh. En este caso, el excedente solo podría ser almacenado en baterías, pero no vertido a la red eléctrica, puesto que la instalación realizada para abastecer de electricidad a la electrobomba está aislada, y al ser un consumo pequeño y poder obtener toda la energía de fuentes renovables, no se considera conveniente conectar esta instalación a red.

7.2 Evaluación económica

En este apartado se va a mostrar el valor de la estimación económica de la instalación solar realizada en la zona del caserío y una tabla en la que se comparan los costes estimados de la solución solar y eólica en la zona del pozo, con la finalidad de comprobar la instalación más económica. Estas estimaciones se obtuvieron en sus correspondientes apartados, en los capítulos 5 y 6.

Coste estimado de la instalación solar del caserío = 46 676 €

A continuación, se muestra una tabla con los costes estimados de las dos posibles instalaciones (solar y eólica) a implantar para abastecer a la electrobomba del pozo.

Tabla 7.3: Comparación del coste de la instalación solar y eólica en la zona del pozo.

	Estimación coste instalación (€)
Solar	4 243
Eólica	29 743

Fuente: Elaboración propia (2023).

La solución eólica resulta mucho más costosa que la solar, aproximadamente 7 veces más cara. Los elementos que hacen que la solución eólica suponga un gasto económico mucho mayor que la solar son, principalmente, el aerogenerador (mucho más costoso que los paneles solares), la torre del aerogenerador (muy superior a la estructura soporte de los paneles fotovoltaicos) y los costes de instalación, que son mucho mayores en la solución eólica.

7.3 Ahorro en la factura eléctrica

Uno de los objetivos fundamentales del presente proyecto es reducir el coste de la factura de la luz.

Cabe destacar que la instalación que se realizará en el pozo, al tratarse de una instalación aislada de red eléctrica, no tiene ningún coste de luz. Por lo tanto, todos los costes en los que se incurrirá serán costes de inversión para implantar la instalación correspondiente, más los costes de operación y mantenimiento.

Donde sí que habrá un ahorro importante en la factura eléctrica será en la instalación fotovoltaica llevada a cabo en el caserío. En el capítulo 3, se analizaron las facturas eléctricas de Iberdrola, y se observó el consumo anual de todo lo conectado a red (tres hogares y el molino para moler pienso). El coste de la luz en el año 2022 según las facturas de Iberdrola fue de 8 226 €. Como se ha observado en el apartado 7.1, la cobertura de la demanda eléctrica con la instalación solar es del 100%, con un exceso de energía de 9183,2 kWh anuales. Por lo tanto, se podrá ahorrar todo ese coste eléctrico, ya que solo se utilizará la red, en caso de fallo del sistema fotovoltaico.

7.4 Ayudas y subvenciones a las energías renovables

En este apartado se va a estudiar el ahorro que se puede obtener en la instalación solar y eólica gracias a las ayudas concedidas según el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia financiado por la Unión Europea - Next Generation EU (PRTR-NG). En este caso, las subvenciones aplicables, son las correspondientes a Castilla y León. La Junta de Castilla y León, indica que los costes y las actuaciones subvencionables serán los establecidos⁴² en el ANEXO I del RD 477/2021.

Las subvenciones que se pueden otorgar, dependen del programa en el que se enmarquen. En este caso, al tratarse de instalaciones para accionar los equipos necesarios para la alimentación e hidratación del ganado y para abastecer de electricidad a tres hogares, las subvenciones son las enmarcadas en los programas 2 y 4 respectivamente. Estos programas son los siguientes:

“Programa de incentivos 2: Realización de instalaciones de autoconsumo, con fuentes de energía renovable, en otros sectores productivos de la economía, con o sin almacenamiento.” En este caso, sería el sector primario, en concreto, ganadería.

“Programa de incentivos 4: Realización de instalaciones de autoconsumo, con fuentes de energía renovable, en el sector residencial, las Administraciones Públicas y el tercer

⁴² Real Decreto 477/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento, con fuentes de energía renovable, así como a la implantación de sistemas térmicos renovables en el sector residencial, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. (2021)

sector, con o sin almacenamiento.” Esto se debe a que los hogares están dentro del sector residencial.

Para realizar el cálculo de la cuantía subvencionada, la Junta de Castilla y León ofrece un documento de Excel, en el que se introducen unos datos de entrada y el programa aporta la cantidad subvencionada.

Dado que también se instalarán baterías, se trata de un sistema fotovoltaico + almacenamiento, o bien, eólico + almacenamiento. Y, es importante destacar, que las ayudas recibidas en este caso, se deben por un lado al sistema de generación, y, por otro lado, al sistema de almacenamiento.

Para la instalación solar fotovoltaica a llevar a cabo en la zona del caserío para abastecer a los tres hogares y al molino del cebadero los datos de entrada son:

- Tipo de instalación para la que se solicita la ayuda: fotovoltaica+almacenamiento
- Tipo de beneficiario: persona física CON actividad económica (Autónomo)
- Municipio: Lanzahita
- Potencia de la instalación de generación: 35,50 kW
- Coste total de la instalación de generación: 28 335 €
Este coste se obtiene de descontar los costes de baterías, módulos de baterías y backup (todo el equipo de almacenamiento) a los costes de instalación solar de la zona del caserío estimados en el anejo C, ya que solo se deben considerar los costes de la instalación de generación.
- Capacidad de la instalación de almacenamiento: 30 kWh
- Coste de la instalación de almacenamiento: 18 431 €
- Seleccionar si se instala una marquesina: No

A partir de estos datos de entrada, el archivo da automáticamente un dato informativo sobre la cuantía subvencionable. **En este caso, se subvencionaría con 28 345 €, lo que supone un 60,61% del coste de la instalación de generación + almacenamiento (46766 €).**

En lo referente a la instalación solar fotovoltaica realizada en el pozo, los datos de entrada que cambian respecto al caso anterior son:

- Tipo de instalación para la que se solicita la ayuda: fotovoltaica+almacenamiento
- Potencia de la instalación de generación: 2,25 kW
- Coste total de la instalación de generación: 2 091 €
En este caso, el coste es el resultante de descontar el coste de la batería, la electrobomba y la estructura, del coste de instalación estimado en el anejo C.
- Capacidad de la instalación de almacenamiento: 3,5 kWh
- Coste de la instalación de almacenamiento: 1 261 €
Este es el coste de la batería.
- Seleccionar si se instala una marquesina: Sí
- Coste de la marquesina: 720 €
Este es el coste de la estructura sobre la que se pondrán los paneles fotovoltaicos.

En este caso, la subvención es de 3 004,74 €, lo que supone un ahorro del 89,64% de los gastos de generación + almacenamiento.

En cuanto a la solución eólica, se calcula siguiendo el mismo procedimiento. Esta solo se realiza para la zona del pozo, puesto que en la zona del caserío no se lleva a cabo instalación eólica, como se ha explicado en el capítulo anterior.

- Tipo de instalación para la que se solicita la ayuda: eólica + almacenamiento
- Potencia de la instalación de generación: 5 kW
- Coste total de la instalación de generación: 28 138 €
En este caso, el coste es el resultante de descontar el coste de la batería y de la electrobomba del coste de instalación estimado en el anejo C.
- Capacidad de la instalación de almacenamiento: 8 kWh (7680 Wh de forma exacta)
- Coste de la instalación de almacenamiento: 2 869 €
Este es el coste de la batería.
- Seleccionar si se instala una marquesina: No

La subvención sería de 17 369,06 €, que implica un 56,02% de ahorro del proyecto de generación + almacenamiento.

Finalmente, es importante tener en cuenta que existe una ayuda adicional por reto demográfico, según la cual, todos los conceptos anteriores se incrementarán en un 5% en aquellos municipios con menos de 5 000 habitantes y en los municipios con menos de 20000 habitantes en entornos rurales cuyos diferentes núcleos de población tengan menos de 5 000 habitantes.⁴³

Lanzahita (pueblo al que pertenece la finca) tiene menos de 5000 habitantes, posee en torno a 900 habitantes, por lo que se aplica un 5% más de subvención en cada uno de los conceptos anteriores, tal y como se muestra en la penúltima fila de la siguiente tabla.

Tabla 7.4: Subvención dada en cada instalación energética planteada.

	Instalación fotovoltaica en caserío	Instalación fotovoltaica en pozo	Instalación eólica en pozo
Coste total estimado	46 676 €	4 243 €	31 177 €
Coste subvencionable	46 676 €	3 352 €	31 007 €
Ayuda/subvención	29 762 €	3 155 €	18 238 €
% del coste subvencionado	63,76 %	94,12 %	58,82 %

Fuente: Elaboración propia (2023).

El coste subvencionable es el correspondiente al del sistema de generación y de almacenamiento. En el caso de la instalación fotovoltaica del caserío, coincide con el coste total estimado, pero en las instalaciones del pozo, es menor que el total, ya que no considera la electrobomba ni la estructura soporte de los paneles solares (en el caso de la

⁴³ Sede Electrónica Castilla y León. Junta de Castilla y León (2023)

instalación fotovoltaica), porque no pertenecen ni al sistema de generación ni al de almacenamiento.

El porcentaje del coste subvencionado está dado respecto al coste subvencionable, y en el caso de la instalación fotovoltaica del caserío es de 63,76% que es una ayuda significativa.

En cuanto a las instalaciones realizadas en la zona del pozo, se observa como la ayuda es notablemente mayor en la instalación solar fotovoltaica que en la eólica, por lo que la instalación solar es la más beneficiada por las ayudas.

7.5 Ahorro por excedentes de producción vertidos a red eléctrica

En el capítulo 5, se explicó, que la instalación fotovoltaica del caserío estaría acogida a la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación. Esta modalidad era la óptima, porque por seguridad, es necesario estar conectado a red por si falla la instalación fotovoltaica. Pero, si no se instalan baterías, sino que solo se está conectado a red, toda la energía excedente, se vertería a red y esta se valora a un precio inferior al que es comprada. Por ello, se está conectado a red, y además se usan baterías. De esta forma, en las baterías se almacenará el excedente de energía generado durante el día, para utilizarlo por la noche, cuando no haya producción solar. Y solo, se comprará electricidad de la red, cuando no se haya podido almacenar energía en las baterías porque ha habido muchos días nublados seguidos o cuando falle la instalación de autoconsumo. Del mismo modo, solo se verterá a red la energía sobrante una vez que las baterías ya estén llenas.

De este modo, el autoconsumo, estaría entre un 85% y un 100% de la energía producida.

El ahorro solo puede calcularse de forma orientativa, pues depende del precio de la luz en cada momento, y este es muy volátil, y también depende de los excedentes generados en cada instante, lo que también varía constantemente.

Teniendo en cuenta que, en la zona del caserío, hay un excedente de 9183,2 kWh anuales, si de forma orientativa, se considera que el 50% será almacenado en baterías, y el otro 50% será vertido a red eléctrica, que no es necesario comprar energía a la red, y que el precio del excedente energético es de 0,06 €/kWh aproximadamente (según Selectra), el ahorro sería el siguiente:

$$0,5 \times 9183,2 = 4591,6 \text{ kWh} \quad [7.1]$$

$$4591,6 \times 0,06 = 275,5 \text{ €} \quad [7.2]$$

Por lo tanto, gracias a la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación, se podrían ahorrar 275,5 € anuales aproximadamente, que no podrían ahorrarse si la instalación estuviese aislada.

En la instalación del pozo, al ser una instalación aislada y no estar conectada a red, no se puede obtener este tipo de ahorro.

7.6 Decisión

Tras haber realizado una comparativa de la solución solar y eólica, se puede concluir lo siguiente.

Desde el punto de vista **legislativo**, ambas opciones son factibles.

En lo referente a la **producción**, la solución solar es la que más energía permite producir. En el caso de la solución a llevar a cabo **en el caserío**, ya se demostró que no podría llevarse a cabo una solución eólica, puesto que serían necesarios 50 aerogeneradores para abastecer a todo el consumo anual, pues con un solo aerogenerador solo se produce un 2% de la demanda eléctrica anual. Sin embargo, con la solución solar la cobertura de la demanda eléctrica es del 100%. En el caso de la solución a implantar en **la zona del pozo**, tanto la solución solar como la eólica permiten el 100% de cobertura de la demanda. No obstante, la producción de la solución solar es mayor que la de la eólica, y, por lo tanto, el exceso de energía es mayor en la solar.

En lo que respecta al enfoque **económico**, es mucho más económica la instalación solar fotovoltaica. Para la **instalación del caserío**, no se compararon costes, pues la solución eólica ya quedó descartada según el criterio de la producción. Pero, en la **instalación a llevar a cabo en el pozo**, la solución eólica presenta un coste estimado de aproximadamente 7 veces el coste de la instalación solar.

Por todo lo anterior, no se considera factible llevar a cabo una instalación combinada (solar + eólica) dado que implantar la parte eólica conlleva un mayor coste económico, y su aporte a la producción energética es muy escaso en comparación con la instalación solar.

Finalmente, se llevará a cabo la instalación solar fotovoltaica, tanto para abastecer a los tres hogares y al molino, como para alimentar a la electrobomba del pozo para llenar los abrevaderos del ganado.

7.7 Conclusiones

En este capítulo, se ha realizado un análisis de ambos tipos de instalaciones, comparándolas entre sí, para ver la opción que resulta más factible.

En el capítulo anterior, ya se llegó a la conclusión de que la instalación del caserío tenía que ser puramente solar fotovoltaica.

En la instalación para alimentar a la electrobomba, se ha observado que ambas instalaciones cubren el 100% de la demanda eléctrica (aunque la solar genera más energía que la eólica). Sin embargo, el coste económico de la instalación eólica resulta de 29743 € aproximadamente, lo que resulta exageradamente mayor al coste de la instalación solar, que es de 4 243 €.

Por todo ello, se concluye que se va a llevar a cabo una instalación solar fotovoltaica tanto en la zona del caserío como en la zona del pozo, ya que es la solución óptima.

Capítulo 8. Diseño de las instalaciones elegidas

En los capítulos anteriores, se han planteado las distintas alternativas de instalaciones y en el capítulo anterior se ha decidido la instalación más factible, y, por lo tanto, la que se va a llevar a cabo. Tanto en la zona del caserío como en la zona del pozo, la instalación elegida ha sido la instalación solar fotovoltaica.

En este capítulo se desarrollará dicha instalación indicando la forma en la que se implementará, así como la disposición e interconexión de todos los elementos que la componen.

8.1 Diseño de la solución solar de la zona del caserío.

En este apartado se van a exponer los distintos componentes de la instalación solar fotovoltaica que se va a implantar para abastecer a los tres hogares y al molino, explicando el diseño de la instalación, las interconexiones entre los elementos y el porqué es necesario diseñar de esta forma la instalación.

8.1.1 Paneles fotovoltaicos e inversores

En el capítulo 5 (Solución solar), se concluyó que los paneles más convenientes para esta instalación eran los paneles de 500W de potencia. En concreto, se escogieron los paneles JAM66S30 500/MR, del fabricante JA Solar.

Como se explicó en capítulos anteriores, estos paneles fotovoltaicos pueden conectarse en serie o en paralelo. Cuando se conectan en serie, el voltaje se suma, mientras que en paralelo, el voltaje se mantiene. Con la intensidad pasa lo contrario, cuando se conectan en serie, la intensidad se mantiene, y, en paralelo, la intensidad se suma.

Resulta imprescindible realizar el conexionado correcto, porque el inversor presenta un rango de tensiones de entrada y unas intensidades máximas, por lo que se debe llegar a una tensión dentro de dicho rango y a una intensidad inferior a la máxima indicada por el inversor, para que este funcione correctamente.

Con la finalidad de poder llegar a dicho rango de tensiones y tener una intensidad adecuada para el funcionamiento del inversor, se presentan a continuación, las características técnicas necesarias del panel y del inversor, que se deben tener en cuenta para conectar los paneles solares.

Tabla 8.1: Parámetros eléctricos del panel solar JAM66S30-500/MR

Potencia máxima – P_{PMP} [W]	500
Tensión de circuito abierto – V_{oc} [V]	45,59
Tensión de máxima potencia – V_{mp} [V]	38,35
Corriente de cortocircuito – I_{sc} [A]	13,93
Corriente de máxima potencia – I_{mp} [A]	13,04
Coeficiente de temperatura de I_{sc} (α)	0,045%/°C
Coeficiente de temperatura de V_{oc} (β)	-0,275%/°C
Coeficiente de temperatura de $P_{m\acute{a}x}$ (γ)	-0.350%/°C

Fuente: Elaboración propia (2023).

Tabla 8.2: Parámetros eléctricos del inversor/cargador con regulador Smart Energy Controller SUN2000-3-10KTL-M1.

Máxima potencia de entrada [Wp]	15 000
Máxima tensión de entrada [V]	1 100
Rango de tensión de funcionamiento [V]	140-980
Máxima corriente de entrada por MPPT [A]	13,5
Máxima corriente de cortocircuito [A]	19,5

Fuente: Elaboración propia (2023).

Para conocer el número máximo y mínimo de paneles que se pueden conectar a cada inversor, y hacerlo de forma técnicamente precisa, hay que tener en cuenta la influencia de la temperatura sobre los paneles solares. Para ello, se recurre a la información y ecuaciones aportadas por la empresa HelioEsfera⁴⁴.

$$V_{oc(T_m)} = V_{oc} (1 + \beta(T_m - T_{STC})) \quad [8.1]$$

$$I_{sc(T_m)} = I_{sc} (1 + \alpha(T_m - T_{STC})) \quad [8.2]$$

$$P_{PMP(T_m)} = P_{PMP} (1 + \gamma(T_m - T_{STC})) \quad [8.3]$$

Donde T_{STC} es la temperatura estándar, que es 25°C.

El parámetro β es negativo, al igual que γ , puesto que la tensión y la potencia disminuyen al aumentar la temperatura. Sin embargo, α , es positivo, ya que la intensidad aumenta levemente cuando aumenta la temperatura.

En el municipio en el que se encuentra la finca (Lanzahíta), perteneciente a la provincia de Ávila, la temperatura máxima que puede alcanzarse en un día de verano es de 42°C, mientras que la mínima que se puede alcanzar en invierno es de -6°C. No es la temperatura máxima y mínima indicada en el capítulo 4, puesto que en dicho capítulo se indicaba la máxima y mínima temperatura media de todo el día, mientras que aquí se está considerando, la máxima y mínima alcanzada sin hacer la media del día.

⁴⁴ HelioEsfera (2022).

Potencia máxima del inversor: 15 000 Wp

La potencia máxima se da a la temperatura más baja.

$$Potencia\ máxima\ (-6^{\circ}C) = 500 (1 - 0,0035 (-6 - 25)) = 554,25\ Wp \quad [8.4]$$

$$Número\ máximo\ de\ paneles = \frac{15000}{554,25} = 27,06 \rightarrow 27\ paneles \quad [8.5]$$

Tensión mínima de funcionamiento del inversor: 140 V

La tensión mínima se produce a la temperatura más alta.

Como se está calculando la tensión mínima, se opera con la tensión de máxima potencia de los paneles solares, ya que esta es inferior a la tensión en circuito abierto.

$$Tensión\ mínima\ (42^{\circ}C) = 38,35 (1 - 0,00275(42 - 25)) = 36,56\ V \quad [8.6]$$

$$Mínimo\ número\ de\ paneles\ en\ serie = \frac{140}{36,56} = 3,83 \rightarrow 4\ paneles \quad [8.7]$$

Tensión máxima de funcionamiento del inversor: 980 V

La tensión máxima se produce a la temperatura más baja.

Como se está calculando la tensión máxima, se opera con la tensión en circuito abierto, que es la máxima tensión que puede presentar un panel solar.

$$Tensión\ máxima\ (-6^{\circ}C) = 45,59 (1 - 0,00275(-6 - 25)) = 49,48\ V \quad [8.8]$$

$$Máximo\ número\ de\ paneles\ en\ serie = \frac{980}{49,48} = 19,81 \rightarrow 19\ paneles \quad [8.9]$$

Intensidad máxima soportada por el inversor: 13,5A

Se ha cogido la máxima corriente de entrada por MPPT, ya que esta es inferior a la máxima corriente de cortocircuito, por lo que se trata de un caso más conservador.

La mayor intensidad se produce a la máxima temperatura.

$$Intensidad\ máxima\ (42^{\circ}C) = 13,04 (1 + 0,00045 (42 - 25)) = 13,14\ A \quad [8.10]$$

$$Número\ máximo\ de\ paneles\ en\ paralelo = \frac{13,5}{13,14} = 1,03 \rightarrow 1\ paneles \quad [8.11]$$

Esto indica que no pueden ponerse paneles en paralelo, ya que, al ponerlos en paralelo, la intensidad se suma, y entonces, si ponemos dos paneles en paralelo, la intensidad con la máxima temperatura sería de $13,14 \times 2 = 26,28\ A$, lo que supera la máxima corriente de cortocircuito del inversor y este podría dañarse.

Con todas estas restricciones (considerando las más restrictivas), se puede concluir que solo se pueden instalar los paneles conectándolos en serie, y, además, deben ser series de entre 4 y 19 paneles.

Como se explicó en el capítulo 5, se van a instalar cuatro inversores paralelizados de las características mostradas previamente. Esto se debe a que la potencia instalada es de 35,5 kW, y, por tanto, el inversor debe ser de una potencia superior a la potencia instalada. Dado que el inversor indicado es de 10kW, al instalar cuatro de ellos paralelizados, se

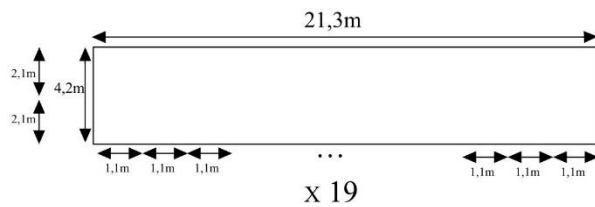
consigue una potencia total de 40kW. Por este motivo, las restricciones explicadas anteriormente, deben cumplirse para cada uno de los cuatro inversores.

Instalar cuatro inversores en paralelo tiene la ventaja de que el fallo de uno de ellos no provoca un fallo de toda la instalación, como pasaría si se instalase solo uno de ellos.

La localización de los inversores será dentro de la casa del ganadero, ya que así estarán protegidos de fenómenos climatológicos adversos, de animales...

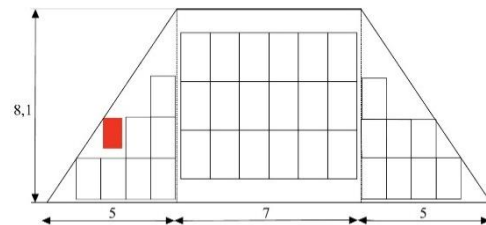
Para retomar la ubicación de los paneles fotovoltaicos en el caserío, se recurre a dos figuras que se realizaron en el capítulo 5 y que se muestran en el anejo A.3. En este caso, la intención de usar dichas figuras, es conocer la distribución que se dio a los paneles solares y el número de ellos en cada tejado, por lo que no son necesarias las cotas.

Figura 8.1: Paneles en el tejado del guadarnés.



Fuente: Elaboración propia (2023).

Figura 8.2: Paneles en el tejado del ganadero.



Fuente: Elaboración propia (2023).

Como se muestra en las imágenes, se decidió instalar 38 paneles en el tejado del guadarnés y 33 en el tejado de la casa del ganadero, lo que supone un total de 71 paneles solares.

Los módulos fotovoltaicos del tejado del guadarnés tienen un ángulo de azimut de 60° y una inclinación de 19°. Los del tejado de la casa del ganadero tienen un azimut de -20° y una inclinación de 30°.

Para respetar las restricciones anteriores, se ha decidido estructurar la instalación de la siguiente forma:

- La primera fila de paneles del tejado del guadarnés (19 paneles) irá conectada a un inversor con todos los paneles conectados en serie.
- La segunda fila de paneles del tejado del guadarnés (19 paneles) irá conectada a otro inversor, con todos los paneles conectados en serie.

En cada una de las situaciones anteriores:

$$Potencia = 500 \cdot 19 = 9500 \text{ W} = 9,5 \text{ kW} < 10 \text{ kW} \quad [8.12]$$

$$Tensión\ máxima\ (V_{oc}) = 45,59 \cdot 19 = 866,21 \text{ V} \rightarrow 140 \text{ V} < 866,21 < 980 \text{ V} \quad [8.13]$$

$$Intensidad\ máxima\ (cortocircuito) = 13,93 \text{ A} < 19,5 \text{ A} \quad [8.14]$$

- La zona central del tejado de la casa del ganadero (18 paneles) irá conectada a otro inversor, con todos los paneles conectados en serie.

$$Potencia = 500 \cdot 18 = 9000 \text{ W} = 9\text{kW} < 10\text{kW} \quad [8.15]$$

$$Tensión\ máxima\ (Voc) = 45,59 \cdot 18 = 820,62\text{V} \rightarrow 140\text{V} < 820,62\text{V} < 980 \text{ V} \quad [8.16]$$

$$Intensidad\ máxima\ (cortocircuito) = 13,93 \text{ A} < 19,5 \text{ A} \quad [8.17]$$

- La zona triangular izquierda del tejado de la casa del ganadero (7 paneles) y la zona triangular derecha (8 paneles) del mismo, irán conectadas al inversor restante, con todos los paneles conectados en serie. Se conectarán los paneles de ambas zonas.

$$Potencia = 500 \cdot 15 = 7500 \text{ W} = 7,5\text{kW} < 10\text{kW} \quad [8.18]$$

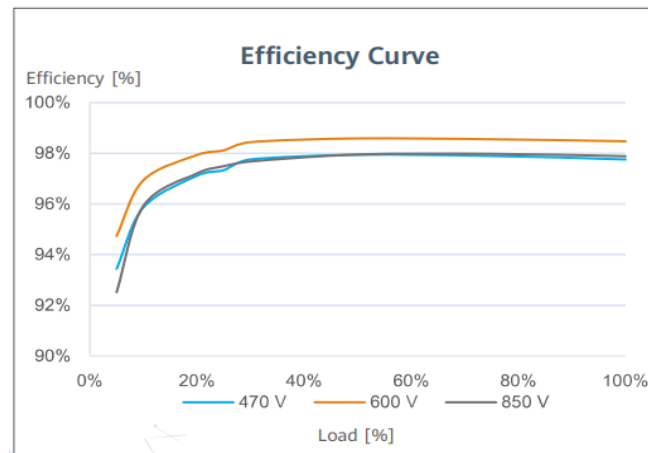
$$Tensión\ máxima\ (Voc) = 45,59 \cdot 15 = 683,85 \text{ V} \rightarrow 140\text{V} < 683,85\text{V} < 980 \text{ V} \quad [8.19]$$

$$Intensidad\ máxima\ (cortocircuito) = 13,93 \text{ A} < 19,5 \text{ A} \quad [8.20]$$

De esta forma, como se ha demostrado, se está por debajo de los límites de potencia, tensión e intensidad del inversor, garantizando así el correcto funcionamiento de la instalación fotovoltaica en todo momento.

En la siguiente gráfica se muestra la eficiencia del inversor en función de la tensión a la que está trabajando.

Figura 8.3: Curva de eficiencia en función de la tensión de los inversores del caserío.



Fuente: Bricomart (2023).

La máxima eficiencia se alcanza cuando la tensión de trabajo es próxima a 600 V. En los casos de esta instalación, el inversor con más eficiencia será el que tiene conectados los paneles de las dos zonas triangulares del tejado del caserío. Los otros tres inversores, al tener unas tensiones de entrada próximas a 850V presentan una eficiencia menor. Pero todos los inversores trabajan dentro de sus límites.

Los inversores, son además reguladores (para controlar el flujo de energía que se dirige a las baterías) y cargadores (para la recarga de las baterías). Son inversores trifásicos porque el consumo del caserío es trifásico y también, es importante destacar, que son inversores híbridos, que permiten tanto la conexión a baterías como a la red eléctrica.

En el anejo B se encuentra toda la documentación técnica tanto de los paneles solares como del inversor.

8.1.2 Soporte de los paneles fotovoltaicos

Para elegir la estructura soporte de los paneles fotovoltaicos se debe tener en cuenta que estos paneles van a instalarse sobre una cubierta, y que esta, es de teja. Por ello se ha elegido la “estructura cubierta tejas 1/3/5/6 paneles solares con salvatejas 02V”. Consiste en dos perfiles sobre los que se instalan los módulos fotovoltaicos e incluye salvatejas para poder anclar estos perfiles al tejado sin necesidad de perforar las tejas. También incluyen presores para que los paneles queden bien anclados a los perfiles de la estructura soporte. En el anexo B se incluye la ficha técnica de dicha estructura.

En la siguiente imagen se puede observar su disposición en el tejado.

Figura 8.4: Estructura soporte de paneles solares.



Fuente: AutoSolar (2023).

Figura: 8.5: Salvatejas.



Fuente: AutoSolar (2023).

Figura 8.6: Estructura soporte y salvatejas.



Fuente: AutoSolar (2023).

Esta estructura es válida para los paneles de esta instalación porque acepta cualquier tamaño de panel, mientras no superen 1150 mm de anchura (en este caso, miden 1,1m de ancho). En cuanto al espesor, los presores admiten paneles de entre 30 y 45 mm de grosor de marco, y, dado que los paneles existentes tienen un espesor de 30 mm, la estructura es válida. Además, es para paneles dispuestos en posición vertical, como es el caso.

AutoSolar ofrece esta misma estructura para distintos números de paneles, existiendo para 1, 2, 3, 4, 5 y 6 paneles solares.

A continuación, se calcula el número y tipo de estructuras necesarias.

- Para cada fila de paneles del tejado del guadarnés (2 filas, 19 paneles en cada una)→ 4 estructuras de 5 paneles solares→ Contando las dos filas suman 8 estructuras de 5 paneles solares.

- Para la zona central del tejado de la casa del ganadero (3 filas, 6 paneles en cada una) → 3 estructuras de 6 paneles solares.
- Para la zona triangular izquierda del tejado de la casa del ganadero, obsérvese la figura 8.2, se necesitará 1 estructura de 4 paneles, otra de 2, y otra de 1.
- Para la zona triangular derecha del tejado de la casa del ganadero, obsérvese la figura 8.2, se necesitará 1 estructura de 4 paneles, otra de 3, y otra de 1.

En la siguiente tabla se presenta el coste de las estructuras (incluyendo los salvatejas y los presores regulables).

Tabla 8.3: Coste de los soportes de los paneles solares, incluyendo salvatejas y presores.

Tipo de estructura	Coste unitario (€)	Número de unidades	Coste total (€)
De 1 panel	70,92	2	141,84
De 2 paneles	103,64	1	103,64
De 3 paneles	152,36	1	152,36
De 4 paneles	197,96	2	395,92
De 5 paneles	250,37	8	2002,96
De 6 paneles	300,75	3	902,25
Total			3698,97

Fuente: Elaboración propia (2023).

8.1.3 Sistema de almacenamiento

En el capítulo 5, ya se indicaron las baterías que se iban a utilizar para cumplir con las necesidades de la instalación, pero no se justificó por qué esas baterías eran las óptimas. Esto último se realizará en este apartado.

El sistema de almacenamiento debe diseñarse de tal forma que permita suministrar a los consumos del caserío la energía necesaria cuando no hay producción energética por parte de los módulos fotovoltaicos. Comúnmente, las baterías suelen actuar por la noche, que es cuando los módulos fotovoltaicos no generan energía.

El consumo total del caserío es de 46 885,94 kWh anuales, y de ese consumo, 8472,96 kWh anuales son del molino, que solo se acciona durante el día, y, por lo tanto, siempre será energía producida en ese instante por los paneles fotovoltaicos.

$$\text{Resto del consumo} = 46\,885,94 - 8\,472,96 \approx 38\,413 \text{ kWh} \quad [8.21]$$

$$\text{Consumo medio diario} = \frac{38\,413}{365} = 105 \text{ kWh} \quad [8.22]$$

Ese consumo es durante todo el día y toda la noche. Generalmente, el consumo nocturno es inferior al diurno, por lo que menos del 50% de esos 105,24 kWh serán consumidos durante la noche. Se puede tomar como orientación que durante la noche se consumirán menos de 50 kWh.

El Real Decreto 477/2021 establece que solo serán subvencionables aquellas instalaciones de almacenamiento cuya capacidad de almacenamiento instalada frente a la potencia de generación no sea mayor a 2 kWh/kW. Dado que es beneficioso aprovechar esta ayuda, se cumplirá este requisito. En este caso, hay 35,5 kW instalados con los módulos fotovoltaicos, por lo que la capacidad de la instalación de almacenamiento debe

ser inferior a 71 kWh. Anteriormente se ha visto que se necesita una capacidad inferior a 50 kWh, por lo que este requisito se cumplirá perfectamente.

El punto fundamental a considerar para elegir las baterías adecuadas es determinar los parámetros de entrada que marca el inversor para las baterías. En este caso, el inversor marca un tipo de sistema de almacenamiento “predeterminado”, como si fuera el que mejor encajase con él. Este es el sistema Smart String Energy Storage System. Este sistema está formado por baterías de litio HV LUNA2000 HUAWEI. Cada módulo de esta batería es de 5kWh de capacidad. Por lo tanto, se elegirán dichas baterías.

Además del módulo de la batería, este sistema incluye un regulador/controlador o BMS, que se encarga de controlar la energía que fluye entre los módulos fotovoltaicos y las baterías para evitar su sobrecarga y sobredescarga. Se pueden poner hasta tres módulos de baterías con un único controlador, e incluso pueden conectarse en paralelo dos controladores, con uno, dos o tres módulos cada uno. También cuentan con una protección IP 66.

Dado que cada módulo es de 5kWh, y se trata de tener una capacidad de almacenamiento de un poco menos de 50kWh, se decide instalar dos bloques de un BMS y tres módulos de baterías cada uno, conectándolos en paralelo, teniendo entonces 30 kWh de capacidad total.

Se trata de baterías de litio, que, como se explicó, son las que más ventajas presentan, ya que su capacidad de descarga es próxima al 100% y tienen una vida útil larga.

Las características más importantes de estas baterías, además de las ya explicada, son las siguientes:

Tabla 8.4: Características principales de las baterías LUNA 2000 HUAWEI.

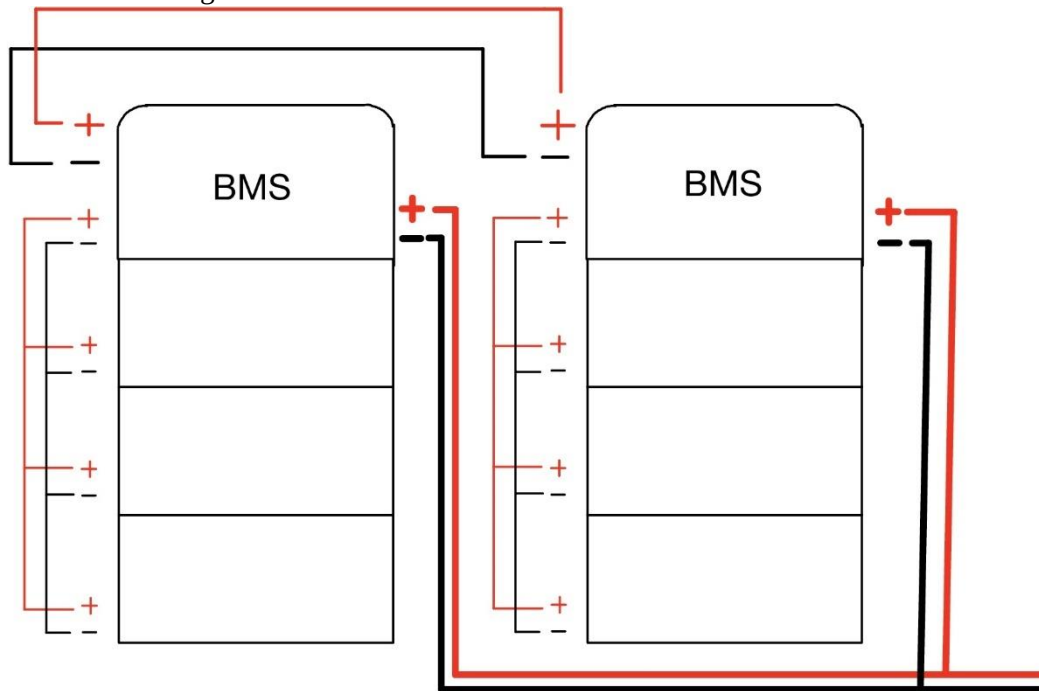
Tensión nominal (sistema trifásico)	600 V
Rango de tensión de operación (sistema trifásico)	600 – 980 V
Medio	Interior/Exterior
Precio unitario módulo de batería	2577 €
Precio unitario regulador de batería	968 €

Fuente: Bricomart (2023).

Inferiormente, se muestra un esquema con el conexionado de las baterías. En él se observan los dos bloques, tal y como se ha explicado anteriormente. En la parte superior de cada bloque se encuentra el regulador, denominado BMS en la figura, y por debajo de él se encuentran los tres módulos de las baterías. Como se observa, la conexión entre ambos bloques y entre los módulos está realizada en paralelo, por lo que la tensión no aumenta, es la misma que si solo se instalara un módulo. Por ello, como se muestra en la tabla, la tensión se encontrará entre 600 y 980 V, para un sistema trifásico como es el consumo del caserío.

Se trata de la instalación de almacenamiento óptima ya que el inversor exige una tensión de entrada de baterías de exactamente el mismo rango (600-980V)

Figura 8.7: Conexionado del sistema de almacenamiento.



Fuente: Elaboración propia (2023).

Se han representado con más grosor los cables que irían hacia el inversor. En este caso se han representado con más grosor solo para diferenciarlos de los otros, pero no porque sean más gruesos realmente.

La localización de las baterías se encontrará también en el interior de la casa del ganadero, para estar protegidas de la misma forma que los inversores.

8.1.4 Cableado

Para la conexión de todos los componentes de la instalación fotovoltaica, es necesario diseñar los cables que se utilizarán de forma que se eviten todos los daños y riesgos posibles. Para elegir el cableado correcto y que cumpla con la legislación vigente, se acude al Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC⁴⁵.

Los cables que se utilizarán servirán para conectar los paneles solares entre sí, los paneles con el inversor, las baterías con los inversores, y la puesta a tierra (corriente continua), así como para conectar los inversores al cuadro, es decir, con los consumos (corriente alterna).

⁴⁵ Boletín Oficial del Estado (2023)

- **Cableado entre los paneles fotovoltaicos y los inversores**

Este cableado servirá para unir los módulos fotovoltaicos entre sí y estos con su inversor correspondiente.

En el apartado 8.1.1 se expuso que todos los paneles solares estarían conectados en serie a sus inversores correspondientes. Por lo tanto, la intensidad máxima que podría pasar por ellos es 13,14 A. Teniendo esta intensidad en cuenta, en el anejo A.4 se ha realizado el cálculo de la **sección óptima** que debe tener este cableado, llegando a la conclusión de que será de **10 mm²**. Además, en dicho anejo se ha explicado que se utilizarán **cables de cobre aislados** con polietileno reticulado, ya que este es el material que indica el REBT e ITC. Se trata de un cableado aéreo.

En cuanto a la **longitud de cable**, teniendo en cuenta las figuras A.14 y A.16, en las que se muestran las dimensiones de los tejados en los que se instalarán los paneles solares, se puede determinar la longitud del cable que será necesaria de forma aproximada.

Para conectar los paneles solares entre sí:

Tejado del guadarnés:

$$2 \text{ filas} \times 21,3 \text{ m} = 42,6 \text{ m} \quad [8.23]$$

Tejado de la casa del ganadero:

$$\text{Zona central: } 3 \text{ filas} \times 7 \text{ m} = 21 \text{ m} \quad [8.24]$$

$$\begin{aligned} \text{Zonas triangulares: } & (15 \text{ paneles} \times 1,1 \text{ m de ancho}) + \\ & 7 \text{ m de separación entre ambas zonas} = 23,5 \text{ m} \end{aligned}$$

[8.25]

Al estar conectados en serie, la longitud total de cable para conectar los paneles solares entre sí es de: $42,6 + 21 + 23,5 = 87,1 \text{ m}$ (ya se consideran el positivo y el negativo).

Para conectar los paneles con los inversores, dado que los inversores se encuentran en el interior de la casa del ganadero:

En la figura 5.17 se observa cómo la distancia desde el punto más alto del tejado de la casa del ganadero hasta el suelo es de 12 metros.

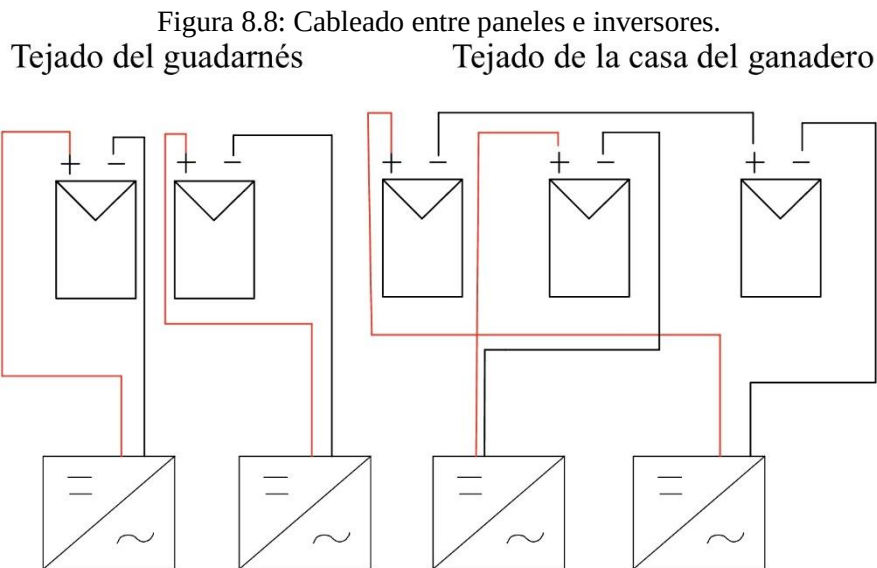
En la figura 5.6 se observa cómo la distancia desde el punto más alto del tejado del guadarnés hasta el suelo es de 3,5 metros. La distancia desde el guadarnés hasta la casa del ganadero, es de 15 metros aproximadamente.

$$\begin{aligned} \text{Longitud total de este tipo de cableado de forma aproximada} = \\ 87,1 + (2 \times 12) + (2 \times 3,5) + (2 \times 15) = 148,1 \text{ m} \end{aligned} \quad [8.26]$$

Nota: los últimos tres términos aparecen multiplicados por 2, dado que se considera tanto el cable positivo como el negativo, pero el primer término viene de la conexión en serie, donde ya se incluye positivo-negativo, por eso no se multiplica por 2.

Para poner en paralelo los cuatro inversores, son necesarios dos tipos de cables específicos. Estos son cables con conectores RS232 y unos cables trenzados rojos y negros.⁴⁶ Como están uno junto a otro, se empleará aproximadamente 0,5 m de cable entre cada uno, por lo que en total serán $0,5 \times 3 = 1,5$ m. Por tanto, se utilizarán 1,5 m de cada tipo de cable.

En la siguiente figura se muestra cómo se conectarán los paneles fotovoltaicos con los inversores. Las dos filas de paneles fotovoltaicos del tejado del guadarnés vienen representadas como dos paneles fotovoltaicos a la izquierda. Los tres paneles de la derecha (tejado de la casa del ganadero) representan los de la zona triangular izquierda, central y derecha respectivamente.



Fuente: Elaboración propia (2023).

- **Cableado entre el sistema de almacenamiento y los inversores**

Este cableado viene limitado por la intensidad máxima que puede circular entre las baterías y los inversores, lo que depende de la potencia del inversor y de la tensión de nominal de las baterías. En el anejo A.4, se ha explicado el cálculo que se ha seguido, para llegar a la conclusión de que la **sección** de cable óptima es de **10 mm²**.

Para calcular la longitud del cableado es necesario conocer las dimensiones de las baterías y del BMS. Las del BMS son 670 x 150 x 240 mm y las dimensiones del módulo de la batería son 670 x 150 x 360 mm (la altura del BMS es de 240 mm y la del módulo de 360 mm). Se van a conectar dos bloques de tres módulos y un BMS cada uno. Por ello, por

⁴⁶ Solarmat (2016)

simplicidad, se utilizará la misma longitud de cable para todas sus interconexiones que será de 0,4m.

- En cada bloque: 3 cables de 0,4 m cada uno. Por lo que entre los dos bloques serán necesarios 2,4 m.
- Ambos bloques se conectarán con un cable de 1 m aproximadamente.
- El sistema de almacenamiento se unirá con los inversores, para lo que se estima que se necesitará 0,5 metros para unir dicho sistema con cada inversor. Por lo que se necesitarán $0,5 \text{ m} \times 4 \text{ inversores} = 2 \text{ m}$.
Se consideran 0,5 m entre las baterías y cada inversor, porque al estar todo dentro de la casa del ganadero, estarán ubicados muy próximos entre sí.

Por lo tanto, teniendo en cuenta tanto el cableado positivo como el negativo (por lo que se multiplicará por 2), la longitud total de cable es:

$$\text{Longitud total de este tipo de cableado de forma aproximada} \\ = (2 \times 2,4) + (2 \times 1) + (2 \times 2) = 10,8 \text{ m}$$

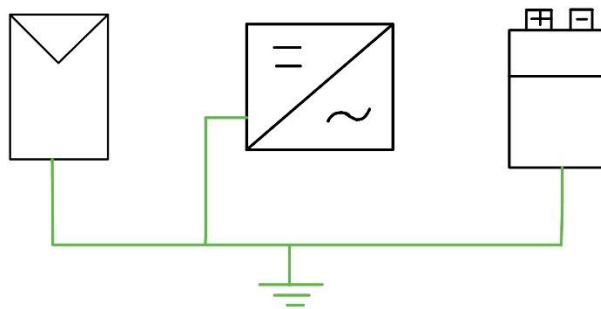
[8.27]

La figura 8.7, muestra cómo es el cableado que va desde el sistema de almacenamiento hasta los inversores.

• Cableado para la conexión a tierra

Resulta imprescindible conectar la instalación fotovoltaica a tierra. El sistema fotovoltaico debe conectarse a tierra en un único punto, denominado tierra del sistema.⁴⁷ Para ello, es recomendable unir las tierras de todos los componentes de la instalación. Por lo que se conectarán los módulos fotovoltaicos, las baterías y los inversores a tierra como se aprecia en el siguiente esquema.

Figura 8.9: Esquema de la conexión de los componentes de la instalación a tierra.



Fuente: Elaboración propia (2023).

Tal y como indica la norma ITC-BT-18 del REBT e ITC, la toma de tierra se llevará a cabo mediante un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo.

⁴⁷ Alonso, J.A (2019)

Para conocer la sección de los cables de conexión a tierra, en este caso, es más sencillo que en los anteriores, puesto que el REBT e ITC solo establece unas secciones mínimas de acuerdo a la siguiente tabla.

Figura 8.10: Secciones mínimas convencionales de los conductores a tierra.

Tipo	Protegido mecánicamente	No protegido mecánicamente
Protegido contra la corrosión*	Según apartado 3.4	16 mm ² Cobre 16 mm ² Acero Galvanizado
No protegido contra la corrosión		25 mm ² Cobre 50 mm ² Hierro
* La protección contra la corrosión puede obtenerse mediante una envolvente		

Fuente: BOE (2023).

En este caso, se utilizarán conductores protegidos contra la corrosión, pero, no se ha utilizado ninguna protección mecánica especial, por lo que, al ser conductores de cobre, su **sección será de 16 mm²**.

El electrodo de la toma de tierra se enterrará en el suelo, en la proximidad de la casa del ganadero, a una distancia de 15 metros aproximadamente de donde se ubican los inversores y las baterías, por lo que las longitudes de cable para esta conexión a tierra serán de:

- 15 m desde los inversores a la toma de tierra.
- 15 m desde el sistema de almacenamiento a la toma de tierra.

Para saber la distancia del cableado de puesta a tierra desde los paneles solares hasta tierra, se hará uso de los resultados mostrados en el apartado “Cableado entre los paneles fotovoltaicos y los inversores”, porque habrá que conectar las conexiones de tierra de los paneles entre sí y, posteriormente, bajar este cableado hasta el suelo (igual que se hizo en dicho apartado) y llevarlo hasta la toma de tierra. Finalmente, se sumarán las longitudes de todos los conductores.

- 87,1 m para conectar todos los paneles solares con el conductor que irá a tierra.
- 12 m desde el tejado de la casa del ganadero hasta el suelo.
- 3,5 m desde el tejado de la casa del guadarnés hasta el suelo.
- 15 metros desde la casa del ganadero hasta la toma de tierra.
- 20 metros desde el guadarnés hasta la toma de tierra.

$$\begin{aligned} &\textbf{Longitud total del cableado de conexión a tierra} \\ &= 15 + 15 + 87,1 + 12 + 3,5 + 15 + 20 = 167,6 \text{ m} \end{aligned}$$

[8.28]

• Cableado entre los inversores y el cuadro de las viviendas

Este cableado se encontrará en el interior de la casa del ganadero, por lo que, para evitar un impacto visual negativo, irá empotrado en la pared, para que esté oculto.

Teniendo en cuenta la potencia el inversor y su tensión de salida, se ha calculado en el anejo A.4 la **sección óptima del conductor**, resultando ser de **4 mm²**.

En cuanto a la **longitud**, hay que tener en cuenta que estos cables irán desde los cuatro inversores hasta un cuadro general para los distintos consumos. Este cuadro estará situado muy próximo a los inversores, ya que, como los inversores, las baterías y el cuadro se encuentran dentro de la casa del ganadero, se dispondrán todos de forma contigua para facilitar la conexión entre ellos y su posterior mantenimiento.

Al estar tan próximos entre sí los cuatro inversores del cuadro general, serán necesarios **2 metros de cableado aproximadamente**, 1 metro para el cable positivo y otro para el negativo.

8.1.5 Protecciones

Resulta fundamental instalar protecciones en todos los conductores de la instalación fotovoltaica para proteger a todos los componentes de la instalación. Existen dos tipos de protecciones, las que sirven para evitar excesos de tensión, y las que sirven para evitar excesos de corriente.

En el apartado 8.1.1 se ha expuesto que la máxima tensión de operación del inversor es de 980 V, pero se indica en su ficha técnica que la máxima tensión de entrada es de 1 100 V. Para no sobrepasar la máxima tensión de su rango de operación, se pondrá un descargador de sobretensiones solar de 1000 V en el cableado **que va de los módulos fotovoltaicos al inversor**, de forma que cuando la tensión llegue a ese valor, deriva una conexión a tierra independiente y así se evita que los equipos se quemen.

La máxima intensidad de entrada por MPPT del inversor es de 13,5 A, por lo que se pondrá un interruptor automático magnetotérmico de 15 A, que saltará si la intensidad llega a dicho valor.

Entre el sistema de almacenamiento y el inversor, dado que el rango de tensión de operación de las baterías y del inversor es el mismo, se pondrá el mismo descargador de sobretensiones de 1000 V. También se utilizará el mismo magnetotérmico para limitar la intensidad, ya que, aunque las baterías permitirían que circulase una corriente de 16,6 A, el inversor tiene una intensidad máxima de entrada por MPPT de 13,5 A y no conviene sobrepasarla en exceso.

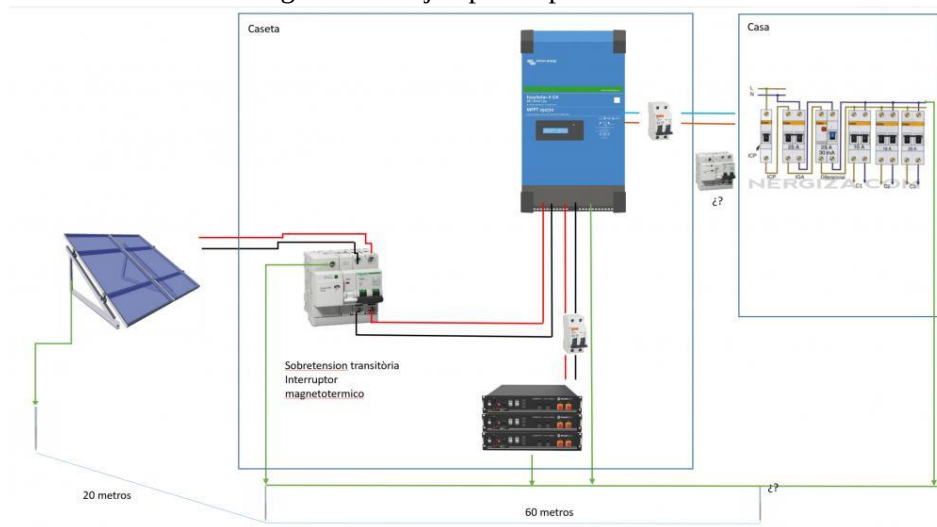
Se instalará también un desconectador de baterías por si es necesario desconectarlas y un backup para asegurarse de que las baterías puedan alimentar al consumo, en caso de que no haya suministro por parte de la red eléctrica y los paneles solares no estén generando energía.

Entre el inversor y el cuadro general se instalarán también protecciones. Dado que en este caso la tensión es de 380/400V se pondrá un protector de voltaje de 400 VAC.

En lo referente a la intensidad, se instalará un magnetotérmico de 30 A, ya que como se demostró en el apartado anterior la intensidad máxima que puede pasar entre los inversores y el cuadro es de 26,32 A, aunque los equipos no se quemarían por soportar algo más de corriente. Por eso se pone el fusible a 30 A.

En la siguiente imagen, se pueden observar algunos ejemplos de protecciones.

Figura 8.11: Ejemplo de protecciones.



Fuente: Solarweb (2023).

8.1.6 Esquema de la instalación final

Finalmente, tras haber analizado todos y cada uno de los componentes de la instalación fotovoltaica y haber examinado las limitaciones de cada uno para su correcto dimensionamiento, se muestra la instalación final, con todos sus componentes y conexiones entre sí.

En dicho esquema, se han representado, a la izquierda, los paneles solares situados en el tejado del guadarnés y a la derecha los del tejado de la casa del ganadero. Se muestran las conexiones entre los paneles fotovoltaicos, que están conectados en serie por bloques, y cada uno de esos bloques está conectado a un inversor distinto.

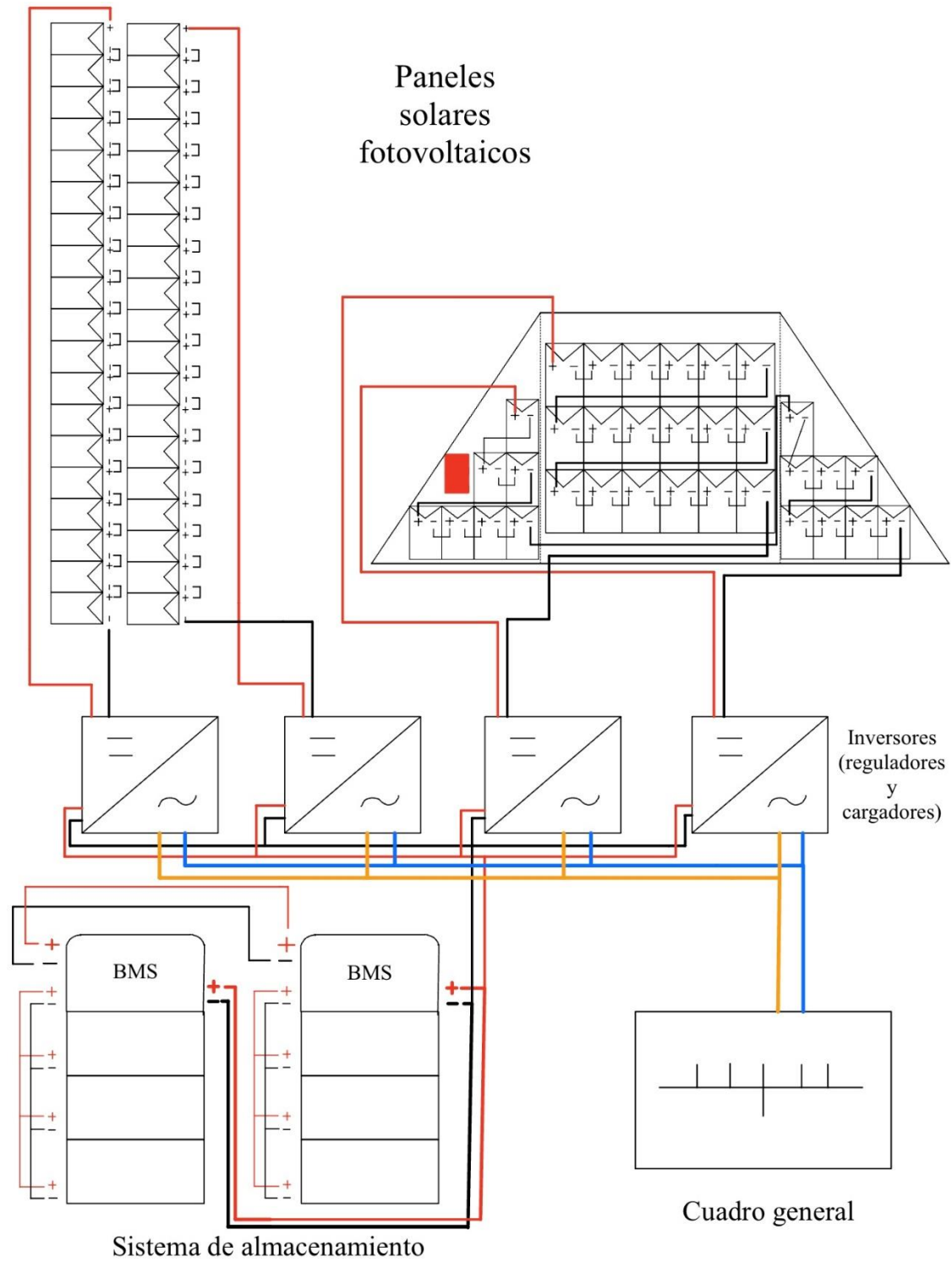
También se muestra el sistema de almacenamiento conectado a todos los inversores, y, finalmente, el cuadro general que permitirá abastecer al consumo, es decir, a los tres hogares y al molino para moler los piensos del ganado.

Cabe destacar que, en dicho esquema, para mostrar claridad y precisión en el conexionado de todos los elementos, se ha evitado representar ciertas conexiones como la toma de tierra y las protecciones, puesto que ya se ha explicado anteriormente cómo se conectarían.

El cableado rojo representa el positivo y el negro, el negativo, excepto en la conexión desde los inversores hasta el cuadro general, puesto que, para distinguir claramente dicho cableado del resto, se ha decidido representarlo en naranja y azul. A este cuadro también llega el conexionado de red eléctrica, ya que como se explicó anteriormente, esta instalación estará conectada tanto al sistema de almacenamiento como a red eléctrica.

Con dicho esquema queda representado todo lo explicado hasta este punto del capítulo. Pero, es importante tener en cuenta que, aunque se ha tratado de mostrar la ubicación real de los componentes, su ubicación exacta es la explicada en los apartados anteriores.

Figura 8.12: Esquema de la instalación final del caserío.



Fuente: Elaboración propia (2023).

8.2 Diseño de la solución solar de la zona del pozo

Este apartado se va a realizar de forma análoga al apartado anterior, es decir, en él se va a explicar el diseño de la instalación solar fotovoltaica que pretende llevarse a cabo para abastecer de energía a la electrobomba que extraerá agua de un pozo para poder llenar los bebederos del ganado. Por lo tanto, se explicarán también todos los componentes de la instalación y sus conexiones.

8.2.1 Paneles fotovoltaicos e inversor

Los paneles solares que se eligieron para esta instalación fotovoltaica fueron los paneles LONGi LR4-60HPH 375M, que son de 375 W de potencia.

Los paneles solares y su forma de conectarlos, tiene que ser compatible con el inversor instalado, por lo que, igual que se hizo en el apartado anterior, se muestran a continuación dos tablas con las características de ambos para analizar el número de paneles que se pueden conectar y cómo deben conectarse.

Tabla 8.5: Parámetros eléctricos del panel solar LONGi LR4-60HPH 375M.

Potencia máxima – P_{PMP} [W]	375
Tensión de circuito abierto – V_{oc} [V]	41,1
Tensión de máxima potencia – V_{mp} [V]	34,6
Corriente de cortocircuito – I_{sc} [A]	11,6
Corriente de máxima potencia – I_{mp} [A]	10,84
Coefficiente de temperatura de I_{sc} (α)	0,048%/°C
Coefficiente de temperatura de V_{oc} (β)	-0,270%/°C
Coefficiente de temperatura de $P_{m\acute{a}x}$ (γ)	-0.350%/°C

Fuente: Elaboración propia (2023).

Tabla 8.6: Parámetros eléctricos del inversor/cargador con regulador PWM/MPPT integrado Axpert VM III 5000-48

Máxima potencia de entrada [Wp]	5 000
Máxima tensión de entrada [V]	500
Rango de tensión de funcionamiento [V]	120-450
Máxima corriente de entrada por MPPT [A]	80
Máxima corriente de carga AC	60

Fuente: Elaboración propia (2023).

En el capítulo 5, en el apartado 5.5.5, ya se estudió el número de paneles que se instalarían, así como, la forma de conectarlos, pues esto era necesario para elegir los paneles y el inversor. No obstante, en este apartado se van a aportar unos cálculos haciendo uso de los parámetros eléctricos de los paneles, del inversor y de las ecuaciones 8.1, 8.2 y 8.3.

Potencia máxima del inversor: 5 000 Wp

La potencia máxima se da a la temperatura más baja.

$$Potencia\ máxima\ (-6^{\circ}C) = 375 (1 - 0,0035 (-6 - 25)) = 415,69\ Wp \quad [8.29]$$

$$Número\ máximo\ de\ paneles = \frac{5000}{415,69} = 12,03 \rightarrow 12\ paneles \quad [8.30]$$

Tensión mínima de funcionamiento del inversor: 120 V

La tensión mínima se produce a la temperatura más alta.

Como se está calculando la tensión mínima, se opera con la tensión de máxima potencia de los paneles solares, ya que esta es inferior a la tensión en circuito abierto.

$$Tensión\ mínima\ (42^{\circ}C) = 34,6 (1 - 0,00270 (42 - 25)) = 33,01\ V \quad [8.31]$$

$$Mínimo\ número\ de\ paneles\ en\ serie = \frac{120}{33,01} = 3,64 \rightarrow 4\ paneles \quad [8.32]$$

Tensión máxima de funcionamiento del inversor: 450 V

La tensión máxima se produce a la temperatura más baja.

Como se está calculando la tensión máxima, se opera con la tensión en circuito abierto, que es la máxima tensión que puede presentar un panel solar.

$$Tensión\ máxima\ (-6^{\circ}C) = 41,1 (1 - 0,00270 (-6 - 25)) = 44,54\ V \quad [8.33]$$

$$Máximo\ número\ de\ paneles\ en\ serie = \frac{450}{44,54} = 10,10 \rightarrow 10 \quad [8.34]$$

Intensidad máxima soportada por el inversor: 80 A

Se ha cogido la máxima corriente de entrada por MPPT.

La mayor intensidad se produce a la máxima temperatura.

$$Intensidad\ máxima\ (42^{\circ}C) = 10,84 (1 + 0,00048 (42 - 25)) = 10,93\ A \quad [8.35]$$

$$Número\ máximo\ de\ paneles\ en\ paralelo = \frac{80}{10,93} = 7,32 \rightarrow 7\ paneles \quad [8.36]$$

Con todos estos cálculos puede concluirse que lo que se había explicado en el capítulo 5, concretamente, en el apartado 5.5.5, es correcto y, por lo tanto, se instalarán 6 paneles en serie. Aunque, según la corriente, también sería posible instalarlos en paralelo, si así se hiciera, la tensión (considerando la de circuito abierto) sería de 41,1 V, y, por lo tanto, no se llegaría a la tensión mínima de funcionamiento.

En este caso, no existe ninguna edificación para meter al inversor, por lo que se hará un recinto específico de ladrillo, con una tapa en la parte superior para poder acceder a él para su puesta en marcha y mantenimiento.

Como se explicó en el capítulo 5, en este caso, los paneles solares se instalarán con el ángulo de orientación (azimut) e inclinación óptimos, que son 0° y 35° respectivamente.

En esta instalación, las principales variables toman los siguientes valores:

$$Potencia = 375 \times 6 = 2250W < 5000W \quad [8.37]$$

$$Tensión\ máxima\ (Voc) = 41,1 \times 6 = 249,6V \rightarrow 120V < 249,6V < 450V \quad [8.38]$$

$$Intensidad\ máxima\ (cortocircuito) = 11,6\ A < 60\ A \quad [8.39]$$

Como puede comprobarse, todos los valores están dentro del rango correcto, por lo que la instalación planteada puede llevarse a cabo.

8.2.2 Soporte de los paneles fotovoltaicos

En este caso, no existe ninguna instalación sobre la que puedan instalarse los paneles solares, por lo que además de necesitar los raíles mostrados en el apartado de la instalación del caserío, también es necesaria una estructura que mantenga a los módulos fotovoltaicos a la altura, orientación e inclinación deseada.

Se plantea una estructura sencilla, que sea suficiente como para soportar a los 6 paneles solares. Para que estos ocupen la menor longitud posible, se ha decidido colocarlos en dos filas de tres paneles cada una. Basándose en estructuras soporte propuestas por AutoSolar, se va a instalar una estructura con una forma como la que se muestra en la siguiente imagen.

Figura 8.13: Estructura para los módulos fotovoltaicos.



Fuente: AutoSolar (2023).

Son necesarias 4 vigas verticales, con alturas distintas dos a dos, con las que se debe conseguir un ángulo de inclinación de 35°, que es el ángulo de inclinación óptimo, es decir, con el que los paneles fotovoltaicos obtendrían la mayor irradiación solar a lo largo del año. También, se utilizarán dos vigas para ponerlas con dicho ángulo de 35° entre cada pareja de vigas verticales, y, finalmente, dos estructuras de tres paneles cada una como las que se utilizaron en el apartado anterior, para sostener a los seis paneles solares.

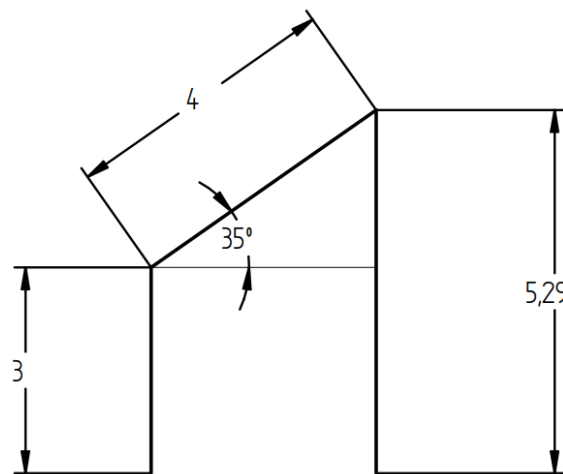
La altura de la estructura no debe ser menor a 3 metros, para permitir el paso de personas como el ganadero o los vaqueros por debajo, e incluso cuando estos vayan montados a caballo. Por ello, para evitar riesgos, la viga vertical más baja será de 3 metros de altura. Teniendo en cuenta que la longitud de los paneles solares es de 1755 mm, la viga inclinada debe ser más larga que la longitud de dos paneles, por lo que, se ha decidido ponerla de 4 metros de longitud. Sabiendo esto, para poder alcanzar el ángulo óptimo, la altura del triángulo debe ser:

$$\text{sen}(35^\circ) = \frac{x}{4} \rightarrow x = 2.29 \text{ metros} \quad [8.40]$$

De ahí que la viga vertical más alta mida: $3 + 2,29 = 5,29$ m.

Visto de perfil, las medidas de la estructura, serán las mostradas en la siguiente imagen.

Figura 8.14: Perfil de la estructura soporte de los paneles fotovoltaicos, con medidas en metros.



Fuente: Elaboración propia (2023).

Para diseñar la estructura correcta, que resista el peso de los paneles solares, es necesario examinar la resistencia de su material y elegir la sección óptima de las vigas.

En las estructuras propuestas por AutoSolar como soporte para los paneles solares, se proponen vigas de tubo, es decir, huecas en su interior, por lo que estas son las que se utilizarán.

En el anejo A.6 viene desarrollado el proceso de cálculo con el cual se dimensiona la viga, para elegir aquella de sección correcta. En este caso, la viga de estudio es la que se encuentra inclinada 35° , tal y como se explica en el anejo. Además, en dicho anejo, se calcula si las vigas verticales corren riesgo de sufrir pandeo. En este caso, se estudia las vigas verticales, puesto que son las sometidas verdaderamente a esfuerzos de compresión, que son los que pueden originar pandeo.

Tras el cálculo realizado, se ha llegado a la conclusión de que dicha instalación requiere unas vigas de acero tubulares de sección cuadrada y de perfil #40.3, ya que de esta forma soportarán perfectamente los seis paneles fotovoltaicos y no habrá riesgo de que las vigas verticales sufran pandeo.

El metro cuadrado de esta viga tiene un coste de 10,8 € aproximadamente. Por lo que el coste total de esta estructura soporte de los paneles solares será de:

$$\text{- Vigas verticales: } [(2 * 3) + (2 * 5,29)] * 10,8 = 179,06 \text{ €} \quad [8.41]$$

$$\text{- Vigas inclinadas } 35^\circ: (2 * 4) * 10,8 = 86,4 \text{ €} \quad [8.42]$$

Los “raíles” sobre los que se ponen los paneles solares, son los que se estudiaron en el apartado anterior, y, en este caso, serán dos de tres paneles cada uno, por lo que su coste es de:

$$2 * 152,36 = 304,72 \text{ €} \quad [8.43]$$

$$\text{Coste total de la estructura soporte} = 179,06 + 86,4 + 304,72 = 570,18 \text{ €}$$

8.2.3 Sistema de almacenamiento

La instalación para abastecer a la electrobomba se encuentra aislada, es decir, no está conectada a red eléctrica, por tanto, es necesario el uso de una batería que pueda suministrar energía eléctrica cuando los paneles fotovoltaicos no sean capaces de producirla.

En el capítulo 5, se decidió que la batería a utilizar sería una batería de litio de 3,5 kWh Pylontech US 3000C 48V. A continuación, se expone el motivo por el cuál esta batería es la correcta para la instalación en cuestión.

Las baterías, de forma general son necesarias por la noche, como ya se explicó en el apartado anterior. No obstante, en este caso y en condiciones normales, no serán necesarias por la noche, ya que el pilón suele llenarse durante el día, cuando el ganadero o el mayoral revisan que el ganado tenga agua suficiente. Además, dado que el consumo de la electrobomba para rellenar el pilón es pequeño, tardará poco tiempo en llenarlo y podrá hacerlo a lo largo de todo el día, por lo que, si durante la mañana está nublado y los paneles apenas producen energía eléctrica, podrá hacerlo durante la tarde. Con esto se quiere decir, que las baterías no se utilizarán un día normal, al contrario de lo que sucedía en la instalación del caserío.

El consumo anual de la electrobomba es de 309,1kWh. Para llenar un día el pilón entero, se necesitan 3,34 kWh, por lo que no es necesario que la capacidad de la batería supere dicho valor.

La característica que exige el inversor para la batería es que la tensión de la batería debe ser de 48 VDC. La batería elegida tiene esa tensión.

Otra característica importante de la batería, es que su capacidad utilizable es de 3374,4 Wh, que es superior a la energía necesaria para llenar el pilón entero, por lo tanto, tiene la capacidad requerida. Por ello, en este caso, solo es necesario conectar esta batería, no hace falta conectarla con otras en paralelo, como en el caso anterior.

En esta instalación la potencia instalada es de 2,25 kW, y la capacidad de almacenamiento nominal es de 3 552 Wh, por lo que esta batería también es subvencionable, porque su capacidad de almacenamiento frente a la potencia de generación es inferior a 2kWh/kW que es lo que marca el Real Decreto 477/2021 para ser subvencionable.

Las principales características de esta batería se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 8.7: Características de la batería Pylontech US 3000C 48V.

Tensión nominal	48 V
Capacidad nominal	3552 Wh
Capacidad utilizable	3374,4 Wh
Corriente de carga/descarga recomendada	37 A
Corriente de carga/descarga pico (15 s)	90 A
Ciclo de vida (ciclos de carga)	>6000

Fuente: Elaboración propia (2023).

Las batería se colocará junto con el inversor en el recinto de ladrillo, con una tapa en la parte superior para poder acceder a ellos para su puesta en marcha y mantenimiento.

8.2.4 Cableado

En este apartado se van a diseñar los cables que se utilizarán para conectar los paneles solares entre sí, estos con el inversor, la batería con el inversor y la puesta a tierra (corriente continua), así como para conectar el inversor con la electrobomba (corriente alterna).

Se seguirá un procedimiento análogo al que se realizó en el caso anterior, pero teniendo en cuenta que ahora, no serán cables que estén sobre la superficie, sino que estarán enterrados en el suelo, porque el pozo se encuentra en una pradera en la que puede haber ganado y, de estar los cables sobre la superficie, podrían pisarlos o engancharse el ganado con ellos.

• Cableado entre los paneles fotovoltaicos y el inversor

Los seis paneles solares están conectados en serie por lo que la intensidad que pasa por uno es la misma que la que pasa por todos ellos. La intensidad máxima es 10,93 A. Considerando esta intensidad, en el anejo A.5 se ha calculado la sección óptima de los conductores por los que circulará dicha intensidad. **Esta sección es de 6 mm².**

En cuanto a la longitud, no existen medidas exactas como pasaba en la instalación del caserío, porque en este caso, al no haber instalaciones, la distancia entre los componentes no está fija. Para facilitar la instalación al máximo posible se van a colocar los paneles fotovoltaicos lo más cerca posible del pozo en el que se introducirá la electrobomba. El inversor y la batería se instalarán juntos en el recinto de ladrillo, entre los paneles y el pozo.

- Distancia entre pozo y estructura de paneles: 5 m
- Distancia entre pozo e inversor y batería: 2,5m
- Distancia entre inversor y batería y estructura de paneles: 2,5 metros

La dimensión de los paneles es de 1755x1038x35 mm y estos se pondrán en la estructura en dos filas de 3, por lo que para conectarlos entre sí hará falta aproximadamente:

$$1,038 * 6 = 6,228 \text{ m} \quad [8.44]$$

Se considerarán 7 metros de paneles solares, para tener cable de sobra.

Para bajar el cableado desde los módulos fotovoltaicos hasta el suelo se necesitan 3 m aproximadamente (3 m de positivo y otros 3 m de negativo). Desde los paneles solares hasta el inversor se necesitan 2,5 m de cableado, es decir, 5 m considerando negativo y positivo.

$$\text{Longitud total de este tipo de cableado} = 7 + 6 + 5 = 18 \text{ m} \quad [8.45]$$

• Cableado entre el sistema de almacenamiento y el inversor

La potencia del inversor es 5 000 W y la tensión nominal de la batería es 48 V. Estos son los parámetros que limitarán la intensidad que puede circular entre la batería y el inversor. El cálculo se muestra en el anejo A.5, y con él se deduce que la **sección óptima del conductor será de 16 mm²**.

La longitud necesaria para este cableado se estima en un metro aproximadamente, para el cableado positivo y negativo, medio metro de cada cable, puesto que, como ya se ha explicado, la batería y el inversor se situarán uno junto a otro, en un mismo recinto de ladrillo.

• Cableado para la conexión a tierra

La conexión con la toma de tierra se realiza de la misma forma que se hizo en la instalación del caserío, es decir, se unirán las tierras de todos los componentes de la instalación y habrá un único punto de tierra. La toma de tierra será un electrodo o un grupo de ellos enterrados en el suelo.

Al igual que se hizo en la instalación del caserío, se usa la norma ITC-BT-18 del REBT e ITC para dimensionar la sección óptima de estos conductores.

Según la figura 8.8, dado que se vuelven a usar conductores que están protegidos frente a la corrosión, pero que no están protegidos mecánicamente, **la sección mínima convencional es de 16 mm², que será la que se usará**.

El electrodo de la toma de tierra se enterrará al lado del recinto en el que se encuentran la batería y el inversor, para que esté céntrico en la instalación. Las distancias son:

- 7 m para conectar todos los paneles solares con el conductor que irá a tierra.
- 3 m aproximadamente hasta el suelo.
- 3 m aproximadamente desde los paneles solares hasta la toma de tierra.
- 0,5 m desde el inversor hasta la toma de tierra
- 1 m desde batería hasta la toma de tierra.

$$\text{Longitud total del cableado de conexión a tierra} = 7 + 3 + 3 + 0,5 + 1 = 14,5 \text{ m} \quad [8.46]$$

- **Cableado entre el inversor y la electrobomba**

De este cableado no es necesario calcular su sección, ya que es un cable especial para conectarlo a la electrobomba.

Su **longitud será de 50 m**, ya que es la profundidad aproximada a la que se conectará la electrobomba, para no situarla ni al fondo del todo del pozo (para que no coja fango) ni en la zona superficial (para que no coja algas).

8.2.5 Protecciones

Se instalarán protecciones de nuevo, en todos el cableado, tanto para proteger de sobretensiones como para proteger de excesos de intensidad.

Entre paneles solares e inversor, el inversor trabaja con una tensión entre 120 V y 280V en su entrada, pero el regulador solar tiene una tensión de trabajo de entre 120 V y 450 V, por lo que se pondrá un descargador de sobretensiones de 385V para que salte a partir de dicha tensión.

En cuanto a la intensidad máxima, dado que la máxima corriente de carga FV del cargador solar es de 80 A, se pondrá un interruptor automático magnetotérmico de 80 A.

Entre el sistema de almacenamiento y el inversor, dado que la tensión de trabajo de las baterías y el inversor es de 48 V, se trata de una tensión baja y no hace falta protector contra sobretensiones.

La intensidad que se ha calculado en el anejo A.5 como máxima que puede circular entre la batería y el inversor es de 104,16 A, pero esa es la intensidad utilizada para dimensionar el cableado, que se quiere sobredimensionar. Sin embargo, la máxima intensidad admitida por la batería es de 90 A, por lo que no conviene sobrepasarla mucho. Por eso, se pondrá un magnetotérmico de 100 A.

Entre el inversor y la electrobomba se pondrá un protector de sobretensiones de 250 V, ya que la operación de trabajo de la electrobomba es de 230V.

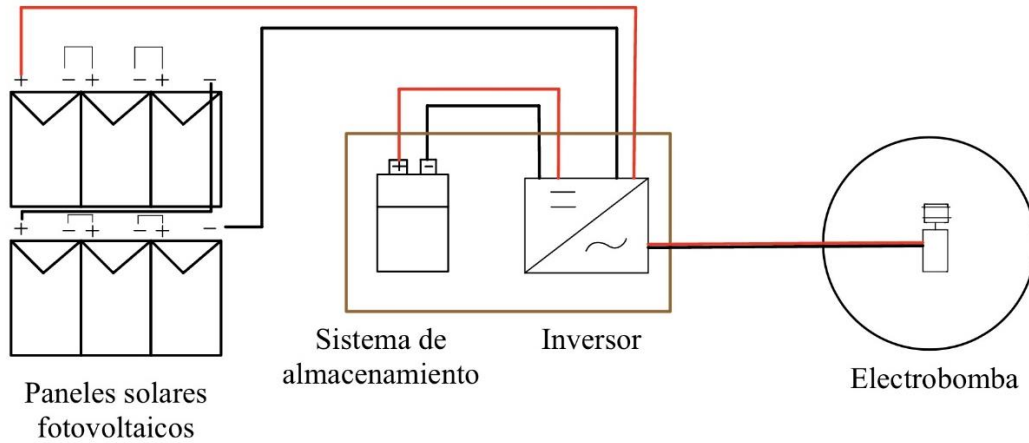
En lo referente a la intensidad máxima, se pondrá el mismo interruptor automático magnetotérmico de 80 A que entre los módulos fotovoltaicos y el inversor, para no superar la máxima corriente de carga FV del cargador solar de 80 A.

8.2.6 Esquema de la instalación final

En el esquema que se muestra a continuación, se representa la instalación explicada en los apartados anteriores. Igual que en el caso anterior, no se representa ni la conexión a tierra ni las protecciones para tener una mayor claridad de los componentes principales y porque la conexión a tierra y las protecciones pertinentes ya se han explicado, dejando claro cómo son sus conexiones.

Se ha representado con un rectángulo marrón el recinto en el que se encontrarían la batería y el inversor, y en con un círculo negro, el pozo.

Figura 8.15: Esquema de la instalación final del pozo.



Fuente: Elaboración propia (2023).

8.3 Conclusiones

En este capítulo se han desarrollado las dos instalaciones que se decidió llevar a cabo, que han sido dos instalaciones fotovoltaicas, una para abastecer a los tres hogares y al molino y otra para abastecer a la electrobomba.

Para cada una de las instalaciones, se ha estudiado la compatibilidad entre los paneles y el inversor, teniendo en cuenta las características eléctricas de cada uno, para finalmente, saber cuál es la forma óptima de conectar los módulos fotovoltaicos. En ambos casos, se han conectado en serie todos los paneles para respetar los límites de tensión e intensidad de los inversores.

Adicionalmente, se han estudiado las estructuras soporte para los módulos fotovoltaicos. En el caso de la instalación del caserío, solo han sido necesarios los “raíles”, ya que la instalación es sobre dos tejados. Mientras que, en la instalación del pozo, se ha diseñado una estructura entera para soportar los paneles y se ha calculado la sección tubular cuadrada de acero óptima para soportar el peso de los paneles solares y para no experimentar pandeo.

A continuación, se ha explicado el motivo por el cuál el sistema de almacenamiento elegido es el óptimo para cada instalación, analizando su factibilidad.

Posteriormente, se ha estudiado la sección de cable necesaria en cada tramo de cada instalación para soportar la máxima corriente que podría llegar a pasar por ellos, y también, se ha estudiado la longitud de cada tipo de cable.

Finalmente, se han explicado las protecciones necesarias para evitar sobretensiones e intensidades excesivas y que las dos instalaciones funcionen correctamente.

Capítulo 9. Estudio económico

En este capítulo se van a analizar los costes de llevar a cabo las instalaciones planteadas en el capítulo anterior y su rentabilidad, con el objetivo de conocer si merece la pena desarrollar dichas instalaciones desde el punto de vista económico.

En lo referente a los costes, se estudiarán por un lado los costes de inversión, y, por otro lado, los gastos derivados de pagar consumos energéticos y el mantenimiento de los equipos.

Se va a llevar a cabo el mismo estudio para la instalación solar fotovoltaica del caserío y para la instalación solar fotovoltaica para abastecer a la electrobomba del pozo.

9.1 Instalación solar en el caserío

9.1.1 Costes de inversión

En este apartado se va a estudiar la inversión a realizar en todos los equipos necesarios para la instalación solar del caserío, así como la mano de obra para llevar a cabo su instalación.

La mayoría de los costes que se muestran a continuación ya se habían mostrado en los capítulos 5 y 6, y desarrollado en el anejo C.1. Los costes restantes son los debidos a la estructura soporte de los paneles solares, el cableado y las protecciones, que se han explicado en el capítulo 8.

En la tabla que se muestra a continuación, se expresan todos estos costes indicando qué producto es, una breve descripción suya, su coste unitario, el número de unidades compradas y el coste total de cada uno de esos productos.

Tabla 9.1: Coste de los componentes de la solución solar del caserío.

Producto	Descripción	Coste unitario (€)	Unidades	Coste total (€)
Paneles fotovoltaicos	JAM66S30-500/MR	199,25	33+38=71	14 146,75
Inversor/cargador con regulador	Smart Energy Controller SUN2000-3-10KTL-M1	1 822	4	7 288
Batería	Batería litio 5kWh HUAWEI LUNA2000	2 577	6	15 462
Regulador de la batería (BMS)	Módulo DC/DC LUNA2000 HUAWEI	968	2	1 936
Backup de batería	Backup BOX-B1 trifásico LUNA HUAWEI	943	1	943
Estructura soporte de los paneles solares	Estructura cubierta tejas 1/3/5/6 paneles solares con salvatejas 02V	Desglosado en tabla 8.3 en función del nº de paneles	Desglosado en tabla 8.3 en función del nº de paneles	3 698,97
Cableado paneles-inversor	Cable flexible 1x10 mm2 RZ1-K 0,6/1 KV EXZHELLENT GENERAL CABLE	2,23	15x10m	334,5
Cableado baterías-inversor	Cable flexible 1x10 mm2 RZ1-K 0,6/1 KV EXZHELLENT GENERAL CABLE	2,23	2x5m	22,3
Cableado tierra	Cable AMARILLO - VERDE 16 mm2 Libre Halógenos H07Z1-K EXZHELLENT CPR General Cable	3,45	12x15m	621
Cableado inversor-cuadro	Cable Manguera flexible RZ1-K 1kV 3x4 mm2 EXZHELLENT GENERAL CABLE	2,82	2x1m	5,64
Protector Sobretensiones	Descargador Sobretensiones Solar 1000V MD BF3-40 opiniones	38,28	2	76,56
Magnetotérmico	Fusible 15A 1000VDC	3,92	2	7,84
Desconectador baterías	Desconectador baterías 600 A	24,88	1	24,88
Protector sobretensiones	Protector de Voltaje 230V/400VAC	70,82	1	70,82
Fusible	Fusible 30A 1000VDC	1,55	1	1,55
Total (€)				44639,81

Fuente: Elaboración propia (2023).

A continuación, se exponen los costes debidos a la instalación de todos los componentes anteriores y la conexión de todos ellos.

En primer lugar, hay que instalar los módulos fotovoltaicos y sus estructuras soporte sobre los tejados. Como los paneles solares se instalarán en dos tejados (guadarnés y casa del ganadero), se considera que se necesitarán 4 días laborales en total, para instalar todos los paneles, es decir, 2 días para instalar los de cada tejado. Considerando una jornada laboral de 8 horas, serán necesarias 32 horas.

Para saber los costes, se recurre al generador de precios “CYPE Ingenieros”, según el cual, para instalar módulos fotovoltaicos se requiere un instalador y un ayudante.

Tabla 9.2: Coste mano de obra para instalación de paneles y estructuras.

Servicio	Coste unitario (€/hora)	Unidades (horas)	Coste total (€)
Oficial 1ª instalador de captadores solares	22 €	32	704
Ayudante instalador de captadores solares.	20,3€	32	649,6
Total			1 353,6

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CYPE (2023).

Posteriormente, se instalarán los cuatro inversores, el sistema de almacenamiento y el cableado para conectar todos los componentes de la instalación. Dado que se trata de un sistema complejo, por ser 4 inversores y dos bloques, de tres módulos de baterías cada uno, se considera que será necesaria una jornada laboral para instalación de cada uno de estos sistemas.

Tabla 9.3: Coste mano de obra para la instalación del inversor y conectarlo con el resto de la instalación.

Servicio	Coste unitario (€/hora)	Unidades (horas)	Coste total (€)
Oficial 1ª electricista.	22 €	8	176
Ayudante electricista	20,3€	8	162,4
Total			338,4

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CYPE (2023).

Tabla 9.4: Coste mano de obra para la instalación del sistema de almacenamiento y conectarlo con los inversores.

Servicio	Coste unitario (€/hora)	Unidades (horas)	Coste total (€)
Oficial 1ª electricista.	22 €	8	176
Ayudante electricista	20,3€	8	162,4
Total			338,4

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CYPE (2023).

$$\text{Inversión total} = 44\,639,81 + 1\,353,6 + 338,4 + 338,4 = 46\,670,21\text{€} \quad [9.1]$$

9.1.2 Costes de mantenimiento de la instalación

A lo largo de la vida útil de la instalación será necesario comprobar periódicamente que todo está correctamente. Esto implica comprobar el estado de los paneles fotovoltaicos, de sus soportes, del sistema de almacenamiento, de los inversores, del cableado, de las protecciones, en definitiva, de todos los componentes de la instalación.

Sin embargo, en una instalación fotovoltaica, normalmente este mantenimiento consiste en una limpieza de los módulos fotovoltaicos para que no haya pérdidas energéticas debido a la suciedad de los módulos. Los inversores, al encontrarse dentro de la casa del ganadero, estarán en condiciones óptimas para su funcionamiento, por lo que apenas necesitarán mantenimiento. Además, las baterías no necesitarán mantenimiento, puesto que como se explicó en el capítulo 5, las baterías de litio tienen la ventaja de que no requieren mantenimiento.

Por todo ello, consultando distintos proveedores, se ha estimado el coste de mantenimiento de toda la instalación en 500 €. Es importante destacar, que este coste es un gasto en el que se incurre cada vez que se realiza el servicio de mantenimiento, que en este caso se considerará que se hará una vez al año. Por lo que el **coste de mantenimiento anual será de 500 €**.

9.1.3 Ingresos

La finalidad perseguida con la instalación energética realizada es abastecer a la ganadería de una forma más sostenible, además de reducir los costes por electricidad y el uso de energías no renovables. Por lo tanto, no se trata de un proyecto que busque ingresos de forma directa, sino reducir costes. Sin embargo, como se ha explicado en el capítulo 7, se pueden obtener ingresos por la venta de los excedentes de producción no consumidos a red eléctrica.

En el capítulo 7 se consideró que, de los 9183,2 kWh anuales de exceso, que produce la instalación fotovoltaica, la mitad se verterían a red. Esto depende de lo que tengan almacenado las baterías para poder hacer frente al consumo nocturno. Pero se considera que es así para realizar el cálculo de los ingresos. Con esos 4591,6 kWh vertidos a red, se calculó en dicho capítulo que los ingresos serían de 275,5 € anuales.

Por otro lado, se debe destacar el ahorro en la factura eléctrica. En el año 2022, según las facturas eléctricas de Iberdrola, el coste del suministro eléctrico fue de 8 226 €. Este dinero se ahorraría por completo con la instalación fotovoltaica porque es capaz de cubrir el 100% de la demanda. Aunque se trata de un ahorro, no de unos ingresos directos, se considerarán como ingresos a efecto de este capítulo, para realizar el estudio económico lo más detallado posible.

$$\text{Ingresos anuales totales} = 275,5 + 8226 = 8\,501,5 \text{ €} \quad [9.2]$$

9.1.4 Viabilidad económica de la instalación

En este apartado se va a realizar un estudio económico en el que se analizará la evolución de los ingresos y los costes de llevar a cabo la instalación fotovoltaica en la zona del caserío, así como el impacto de la subvención en la inversión, para, finalmente, comprobar si la citada instalación es rentable. Para ello, se calculará el coste normalizado específico de la producción de electricidad (LCOE “Levelised Cost of Electricity”), el VAN y el periodo de retorno de la inversión. Para realizar todo ello, se recurrirá al documento ofrecido por ICAI sobre el análisis de viabilidad económica de proyectos.⁴⁸

En primer lugar, es importante considerar el marco temporal que se estudiará, que será de 25 años, ya que esta es la vida útil media de una instalación fotovoltaica. Sin embargo, la vida útil de las baterías es de 20 años aproximadamente. En cuanto a los inversores, su vida útil es en torno a 10 años. Por lo tanto, habrá que renovar una vez las baterías (transcurridos los primeros 20 años) y dos veces los inversores (transcurridos los primeros 10 años, y, posteriormente, en el año 20).

Para realizar el estudio completo de los costes, hay que distinguir dos componentes de un coste, **la inversión y los gastos**, como se explicará a lo largo de este apartado.

En cuanto a la **inversión**, esta se realiza al comienzo del proyecto. En este caso se calculó que la **inversión era de 46 670 €**. Pero, también se recibirá una **subvención al autoconsumo/almacenamiento fotovoltaico**, calculada en el capítulo 7, de **28 335 €**. Esta ayuda, se descontará de la inversión, ya que solo será necesario desembolsar:

$$46\,670,21 - 28\,335 = 18\,335,21 \text{ €} \quad [9.3]$$

Dado que la cuantía a desembolsar no es excesiva, el propietario de la ganadería, podrá pagarla sin necesidad de pedir un préstamo al banco. Sin embargo, esa no es la cantidad exacta a considerar como inversión, puesto que, como se ha dicho, habrá que renovar las baterías y los inversores en una y dos ocasiones respectivamente.

Para ello, es importante observar la amortización de los componentes de la instalación fotovoltaica, ya que estos van perdiendo valor a lo largo de su vida útil. La amortización (A) se calcula de la siguiente forma:

$$A = INV * f_a \quad [9.4]$$

- f_a es el factor de amortización

$$f_a = \frac{i*(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad [9.5]$$

- i es denominada tasa de descuento o wacc (weighted average capital cost) y es el interés para calcular la inversión.

En este caso, dado que no se pide préstamo a ninguna entidad bancaria, $i = 0$, y, por lo tanto, como era de esperar la amortización se reparte proporcionalmente entre el número de años:

⁴⁸ Linares, J.I (2023)

$$\lim_{i \rightarrow 0} \left[\frac{i \cdot (1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \right] = \frac{1}{N} \rightarrow f_a = \frac{1}{N} \quad [9.6]$$

Las amortizaciones de los componentes de la instalación, en función de su vida útil son:

$$A_{25 \text{ años vida útil}} = A_{\text{paneles+resto instalación}} = \frac{21018,91}{25} = 840,76 \text{ €} \quad [9.7]$$

$$A_{20 \text{ años vida útil}} = A_{\text{baterías}} = \frac{18363,3}{20} = 918,17 \text{ €} \quad [9.8]$$

$$A_{10 \text{ años vida útil}} = A_{\text{inversor}} = \frac{7288}{10} = 728,8 \text{ €} \quad [9.9]$$

Para calcular la renovación de la inversión de las baterías, y del inversor, es necesario considerar, la tasa nominal de proyección de su coste (r), que es lo que se encarece con el tiempo. Según datos del INE, desde abril de 2022 hasta abril de 2023, el IPC ha aumentado en un 4%, y este será el factor “r” que se considerará para calcular el encarecimiento de las baterías y de los inversores en los años correspondientes.

$$\text{Inversión baterías tras año 20} = 18363,3 * (1 + 0,04)^{20} = 40\ 236,25 \text{ €} \quad [9.10]$$

$$A_{\text{baterías 2}} = \frac{40\ 236,25}{20} = 2\ 011,81 \text{ €} \quad [9.11]$$

$$\text{Inversión inversores tras año 10} = 7288 * (1 + 0,04)^{10} = 10\ 788,02 \text{ €} \quad [9.12]$$

$$A_{\text{inversores 2}} = \frac{10\ 788,02}{10} = 1\ 078,8 \text{ €} \quad [9.13]$$

$$\text{Inversión inversores tras año 20} = 7\ 288 * (1 + 0,04)^{20} = 15\ 968,91 \text{ €} \quad [9.14]$$

$$A_{\text{inversores 3}} = \frac{15\ 968,91}{10} = 1\ 596,89 \text{ €} \quad [9.15]$$

Por lo que la inversión definitiva, descontando la subvención y añadiendo las renovaciones es de 85 328,39 €.

A continuación, se muestran las tablas con el valor anual de cada componente de la instalación y su amortización en cada año. El valor de cada componente mostrado es el correspondiente al final de dicho año, es decir, una vez considerada la amortización. Por este motivo, en los años en los que se renuevan las baterías o los inversores, el valor que aparece no es el de la nueva inversión directamente, sino el de la inversión menos la amortización de dicho año.

Tabla 9.5: Amortización entre los años 0 y 5.

Año	0	1	2	3	4	5
Instalación solar (paneles FV)	21018,91	20178,15	19337,40	18496,64	17655,88	16815,13
Amortización acumulada instalación solar (paneles FV)		840,76	1681,51	2522,27	3363,03	4203,78
Instalación de almacenamiento (baterías)	18363,3	17445,14	16526,97	15608,81	14690,64	13772,48
Amortización acumulada instalación de almacenamiento		918,17	1836,33	2754,50	3672,66	4590,83
Inversores	7288	6559,2	5830,4	5101,6	4372,8	3644
Amortización acumulada de los inversores		728,8	1457,6	2186,4	2915,2	3644

Fuente: Elaboración propia (2023).

Tabla 9.6: Amortización entre los años 6 y 15.

6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
15974,37	15133,62	14292,86	13452,10	12611,35	11770,59	10929,83	10089,08	9248,32	8407,56
5044,54	5885,29	6726,05	7566,81	8407,56	9248,32	10089,08	10929,83	11770,59	12611,35
12854,31	11936,15	11017,98	10099,82	9181,65	8263,49	7345,32	6427,16	5508,99	4590,83
5508,99	6427,16	7345,32	8263,49	9181,65	10099,82	11017,98	11936,15	12854,31	13772,48
2915,2	2186,4	1457,6	728,8	0	9709,22	8630,42	7551,61	6472,81	5394,01
4372,8	5101,6	5830,4	6559,2	7288	1078,80	2157,60	3236,41	4315,21	5394,01

Fuente: Elaboración propia (2023).

Tabla 9.7: Amortización entre los años 16 y 25.

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
7566,81	6726,05	5885,29	5044,54	4203,78	3363,03	2522,27	1681,51	840,76	0,00
13452,10	14292,86	15133,62	15974,37	16815,13	17655,88	18496,64	19337,40	20178,15	21018,91
3672,66	2754,50	1836,33	918,17	0,00	38224,44	36212,63	34200,81	32189,00	30177,19
14690,64	15608,81	16526,97	17445,14	18363,30	2011,81	4023,63	6035,44	8047,25	10059,06
4315,21	3236,41	2157,60	1078,80	0,00	14372,01	12775,12	11178,23	9581,34	7984,45
6472,81	7551,61	8630,42	9709,22	10788,02	1596,89	3193,78	4790,67	6387,56	7984,45

Fuente: Elaboración propia (2023).

Nota: aunque el primer componente se represente como paneles, hace referencia a toda la instalación excepto al inversor y las baterías, es decir, a todo lo que tiene 25 años de vida útil.

El otro componente de los costes son los **gastos**. Estos son los gastos anuales a los que se tiene que hacer frente. En este caso, al tratarse de una instalación fotovoltaica, como se ha explicado anteriormente, los únicos **gastos anuales** serán los relativos al **mantenimiento** de la instalación, cuyo cuantía es de **500 €**.

Debido a la pérdida de valor del dinero con el paso del tiempo, todas las cuantías se deben valorar a día de hoy, es decir, en el periodo 0. Por tanto, para considerar los costes de cada año, desde el año 0 hasta el último año de estudio (año 25), se llevará el coste hacia el futuro con el factor “r” y se descontará hasta el presente de la siguiente forma:

$$C_{M,j0} = C_{M,0} \left(\frac{1+r}{1+i} \right)^j \quad [9.16]$$

- $C_{M,j0}$ es el coste de mantenimiento del año j, valorado en el año 0.
- $C_{M,0}$ es el coste de mantenimiento del año 0.
- j es el año correspondiente

En este caso, el factor de encarecimiento, r, es de 2,5% puesto que este es el que se suele considerar para la mano de obra y el coste de mantenimiento es un coste de mano de obra.

Dado que $i = 0$, el cálculo será:

$$C_{M,j0} = 500 * (1 + 0,025)^j$$

En la siguiente tabla se muestran dichos gastos calculados de la forma indicada.

Tabla 9.8: Gastos de mantenimiento en los 25 años.

Año	Gastos de mantenimiento (€)
1	500,00
2	512,50
3	525,31
4	538,45
5	551,91
6	565,70
7	579,85
8	594,34
9	609,20
10	624,43
11	640,04
12	656,04
13	672,44
14	689,26
15	706,49
16	724,15
17	742,25
18	760,81
19	779,83
20	799,33
21	819,31
22	839,79
23	860,79
24	882,31
25	904,36
Total	17 078,88

Fuente: Elaboración propia (2023).

Una vez explicados los dos componentes del coste de la instalación (inversión y coste), se puede calcular el coste total, fruto de la suma de ambos.

Para ello, se calculará el coste normalizado cuya ecuación es:

$$C_N = INV * f_a + C_{X,0} * f_{\Sigma,M} * f_a \quad [9.17]$$

- $f_{\Sigma,M}$ es un factor que lleva el coste a cada año, lo descuenta hasta el año 0 y suma los costes de todos los años.

En este caso, al haber desglosado los costes por cada año con la tabla anterior, el coste total obtenido es directamente igual al producto $C_{X,0} * f_{\Sigma,M}$

El término $INV * f_a$, debe desglosarse para los tres componentes, es decir, paneles solares, baterías e inversores, ya que tienen distintas vidas útiles. Por lo que la ecuación final será:

$$C_N = INV_{paneles} * f_{a,paneles} + INV_{baterías} * f_{a,baterías} + INV_{inversores} * f_{a,inversores} + C_{M,0} * f_{\Sigma,M} * f_a \quad [9.18]$$

Es importante destacar que, en cada término correspondiente de inversión, para considerar la inversión total, se sumará la parte correspondiente a la renovación de las baterías e inversores y se descontará la subvención de forma proporcional.

$$\frac{21\,018,91}{46\,670,21} * 100 = 45,04 \% \quad [9.19]$$

$$\frac{18\,363,3}{46\,670,21} * 100 = 39,35 \% \quad [9.20]$$

$$\frac{7288}{46\,670,21} * 100 = 15,62 \% \quad [9.21]$$

Los paneles fotovoltaicos y el resto de componentes que no sean baterías e inversores representan aproximadamente el 45% del valor de la inversión inicial, las baterías un 39% y los inversores un 16%. Teniendo en cuenta estos porcentajes, se descontará la subvención de la inversión inicial en cada término de la inversión. La subvención es de 28 335 €.

$$45,04\% \text{ de } 28\,335 = 12\,762,08 \text{ €} \quad [9.22]$$

$$39,35\% \text{ de } 28\,335 = 11\,149,82 \text{ €} \quad [9.23]$$

$$15,61\% \text{ de } 28\,335 = 4\,423,09 \text{ €} \quad [9.24]$$

Por lo tanto, sumando las cuantías de la renovación de baterías e inversores y restando la cuantía correspondiente de la subvención se obtienen los siguientes términos de la ecuación 9.18:

$$INV_{paneles} * f_{a,paneles} = \frac{21\,018,91 - 12\,762,08}{25} = 330,27 \text{ €} \quad [9.25]$$

$$INV_{baterías} * f_{a,baterías} = \frac{(18\,363,3 + 40\,236,25 - 11\,149,82)}{20} = 2\,372,49 \text{ €} \quad [9.26]$$

$$INV_{inversores} * f_{a,inversores} = \frac{(7\,288 + 10\,788,02 + 15\,968,91 - 4\,423,09)}{10} = 2\,962,18 \text{ €} \quad [9.27]$$

Por último, el término del gasto de mantenimiento será:

$$C_{M,0} * f_{\Sigma,M} * f_a = \frac{17\,078,88}{25} = 683,16 \text{ €} \quad [9.28]$$

Por lo tanto, el coste normalizado es:

$$C_N = 330,27 + 2\,372,49 + 2\,962,18 + 683,16 = \mathbf{6\,348,1 \text{ €}} \quad [9.29]$$

Este es el coste total, pero también interesa conocer el coste por unidad producida, es decir, el coste por kWh producido. Esto es lo que se conoce como LCOE, y se calcula dividiendo al coste normalizado entre la producción (P), que como se calculó en el capítulo 5, es de 56 069 kWh.

$$LCOE = \frac{C_N}{P} = \frac{6\,348,1}{56\,069,14} = \mathbf{0,11 \text{ €/kWh}} \quad [9.30]$$

Una vez conocidos los costes, para ver si es rentable la inversión realizada, se calcularán **los ingresos**.

Si el kWh se vende a una cierta tarifa de año 0 ($T_{v,0}$) con una tasa nominal de proyección r_v , puede normalizarse esa tarifa de la siguiente forma:

$$T_N \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] = T_{v,0} \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] * f_{\Sigma,M} * f_a \quad [9.31]$$

$$\text{Ingresos normalizados} = VP_N[\text{€}] = T_{v,0} \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] * f_{\Sigma,M} * P' * f_a \quad [9.32]$$

En este caso, la tarifa se explicó en el capítulo 7, y es de 0,06 €/kWh, pero, en este caso, se han considerado tanto los ingresos procedentes de la venta de excedentes de energía como el ahorro en la factura eléctrica, que como se calculó en dicho capítulo, el ingreso total en el año 0 es de 8 501,5 €. Esta cuantía es $T_{v,0} \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] * P'$.

Del mismo modo que con los costes, se ha realizado una tabla calculando los ingresos para cada año. Dada la volatilidad del precio al que se paga el kWh, se ha considerado un factor de encarecimiento del 3%.

$$VP_{N,j0} = 8\,501,5 * (1 + 0,03)^j \quad [9.33]$$

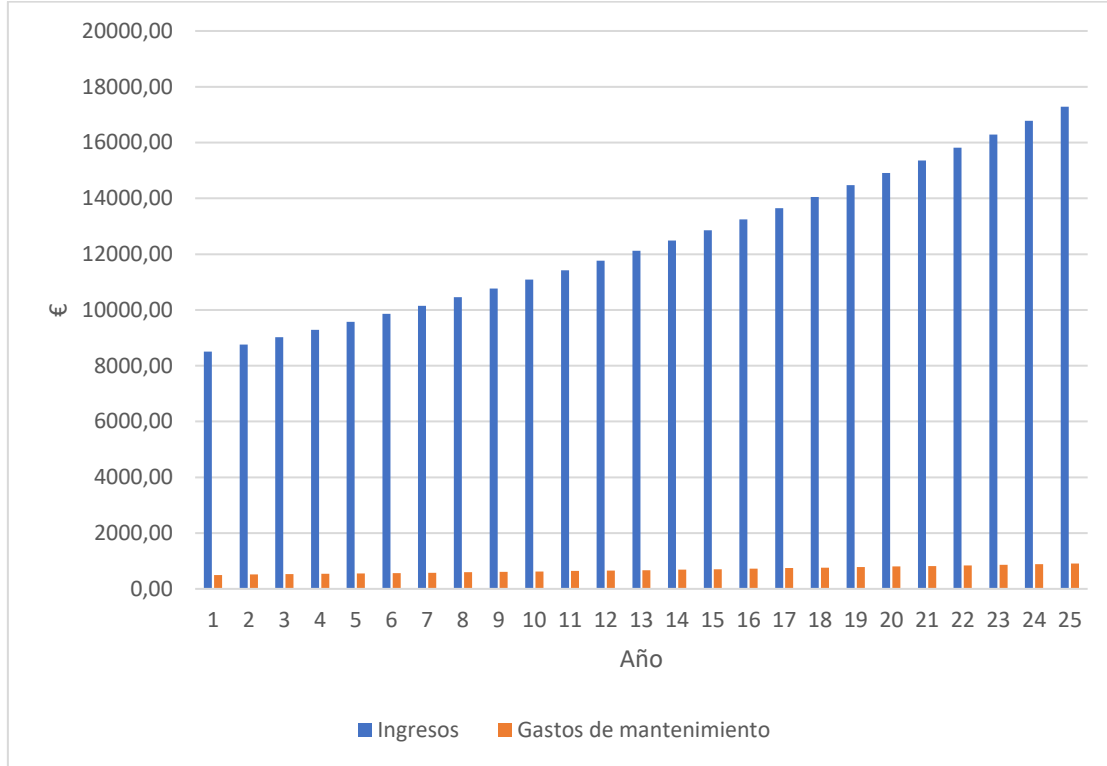
Tabla 9.9: Ingresos en los 25 años.

Año	Ingresos (€)
1	8 501,50
2	8 756,55
3	9 019,24
4	9 289,82
5	9 568,51
6	9 855,57
7	10 151,24
8	10 455,77
9	10 769,45
10	11 092,53
11	11 425,31
12	11 768,06
13	12 121,11
14	12 484,74
15	12 859,28
16	13 245,06
17	13 642,41
18	14 051,68
19	14 473,23
20	14 907,43
21	15 354,65
22	15 815,29
23	16 289,75
24	16 778,45
25	17 281,80
Total	309 958,44

Fuente: Elaboración propia (2023).

En la siguiente gráfica se puede comparar la magnitud de los ingresos, que es muy superior a la de los gastos.

Figura 9.1: Ingresos y gastos de mantenimiento.



Fuente: Elaboración propia (2023).

$$VP_N = 309\,958,44 * \frac{1}{25} = \mathbf{12\,398,34\,€} \quad [9.34]$$

Comparando los costes con los ingresos se comprueba que la inversión es totalmente rentable, ya que:

$$VP_N = 12\,398,34\,€ \geq C_N = 6\,348,1\,€ \quad [9.35]$$

Como estudio final, se muestra una tabla con los ingresos, los gastos y el flujo de caja de cada año.

Tabla 9.10: Evolución de ingresos, gastos y flujo de caja en los 25 años.

Año	Ingresos (€)	Gastos de mantenimiento (€)	Flujo de caja (€)
1	8 501,50	500,00	-77 326,89
2	8 756,55	512,50	-69 082,84
3	9 019,24	525,31	-60 588,91
4	9 289,82	538,45	-51 837,54
5	9 568,51	551,91	-42 820,93
6	9 855,57	565,70	-33 531,07
7	10 151,24	579,85	-23 959,68
8	10 455,77	594,34	-14 098,25
9	10 769,45	609,20	-3 938,01
10	11 092,53	624,43	6 530,09
11	11 425,31	640,04	17 315,35
12	11 768,06	656,04	28 427,38
13	12 121,11	672,44	39 876,04
14	12 484,74	689,26	51 671,52
15	12 859,28	706,49	63 824,32
16	13 245,06	724,15	76 345,23
17	13 642,41	742,25	89 245,39
18	14 051,68	760,81	102 536,26
19	14 473,23	779,83	116 229,67
20	14 907,43	799,33	130 337,77
21	15 354,65	819,31	144 873,12
22	15 815,29	839,79	159 848,62
23	16 289,75	860,79	175 277,59
24	16 778,45	882,31	191 173,73
25	17 281,80	904,36	207 551,17
Total	309 958,44	17 078,88	

Fuente: Elaboración propia (2023).

El flujo de caja del primer año se ha calculado como:

$$\text{Ingresos} - \text{Gastos} - \text{Inversión} \quad [9.36]$$

Donde la inversión es:

$$\begin{aligned}
 &\text{Inversión inicial} - \text{subvención} + \text{renovación baterías} + \text{renovación inversor 1} \\
 &\quad + \text{renovación inversor 2} \\
 &= 46\,670,21 - 28\,335 + 40\,236,25 + 10\,788,02 + 15\,968,91 \\
 &= 85\,328,29 \text{ €}
 \end{aligned}$$

[9.37]

A partir de ahí, el flujo de caja de los años siguientes se calcula sumando los ingresos y restando los gastos de ese año al valor del flujo de caja del año anterior. Por lo tanto, en el último año, el flujo de caja obtenido es el valor del VAN.

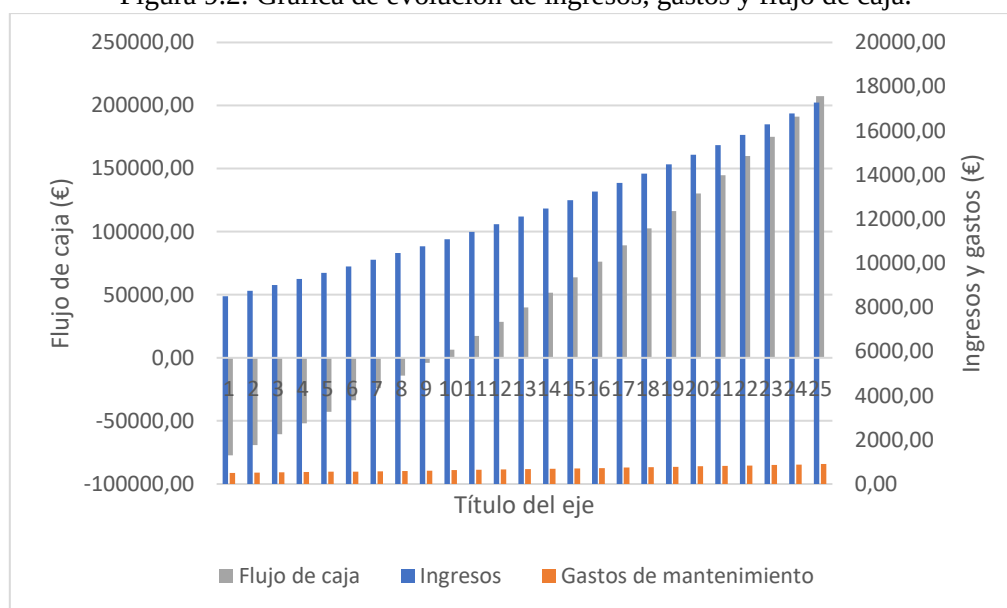
$$\text{VAN} = 207\,551,17 \text{ €} \quad [9.38]$$

Este valor del VAN muestra que la instalación es totalmente rentable, ya que es de gran magnitud. Este valor es razonable, debido a la gran cuantía de la subvención, que representaba un 61% de la inversión inicial y gracias al gran ahorro de la factura eléctrica, que suponía un coste muy elevado anualmente y que se ha considerado como un ingreso. Además, el gran valor del VAN se debe a que la inversión inicial es de gran magnitud, lo que supone una gran desembolso de dinero el primer año, pero, una vez recuperada la inversión, los ingresos son muy superiores a los gastos.

Además, se muestra en la tabla que, en el noveno año, el flujo de caja es negativo, mientras que en el décimo ya es positivo. Por lo tanto, el valor nulo se alcanza entre dichos años, por lo que el **periodo de retorno de la inversión se da durante el año 9**.

En la siguiente gráfica se muestra la evolución de los ingresos, gastos y flujo de caja.

Figura 9.2: Gráfica de evolución de ingresos, gastos y flujo de caja.



Fuente: Elaboración propia (2023).

9.2 Instalación solar en la zona del pozo

En este apartado se va a realizar un estudio económico análogo al realizado en el apartado anterior.

9.2.1 Costes de inversión

En la siguiente tabla se muestran todos los componentes que forman parte de la instalación fotovoltaica, y, por lo tanto, la inversión que hay que realizar para adquirirlos. La mayoría de ellos se contabilizaron ya en el capítulo 5, recogidos en el anejo C.1. El resto de costes se deben a componentes de la instalación explicados en el capítulo anterior.

Tabla 9.11: Coste de los componentes de la solución solar del pozo.

Producto	Descripción	Coste unitario (€)	Unidades	Coste total (€)
Paneles fotovoltaicos	LONGi LR4-60HPH 350-380M	149	6	894
Inversor/ cargador con regulador	Inversores/cargadores con regulador PWM/MPPT integrado VM III 5000-48	616,95	1	616,95
Batería	Batería litio Pylontech US3000C	1 260,99	1	1 260,99
Electrobomba	Electrobomba sumergible para pozos de Ø 4" Serie ST Antiarena	170,81	1	170,81
Estructura soporte	Estructura soporte de los paneles solares	570,18		570,18
Cableado paneles-inversor	Solar cable 6mm ² PV cable for solar systems H1Z2Z2-K type red	1,35	6x3m	24,3
Cableado baterías-inversor	Cable TOPFLEX V-K 1X16mm ² (Metro) Rojo	3,72	2x1m	7,44
Cableado tierra	Cable AMARILLO - VERDE 16 mm ² Libre Halógenos H07Z1-K EXZHELLENT CPR General Cable	3,45	5x3m	51,75
Cableado inversor-electrobomba	Cable de silicona de calibre 10, cable eléctrico de 5,26 mm ² de 10 AWG,	20,99 (5m)	10x5m	209,9
Protector sobretensiones	Sobretensiones eléctrico BUA-40/2 AC 385V	15,9	1	15,9
Magnetotérmico	Magnetotérmico, Acti9 C120N, 1P, 80A	200,31	2	400,62
Magnetotérmico	Magnetotérmico Legrand 100A	159,44	1	159,44
Protector sobretensiones	Protector de sobretensiones transitorias, 250V ac	94,07	1	94,07
Total				4 476,35

Fuente: Elaboración propia (2023).

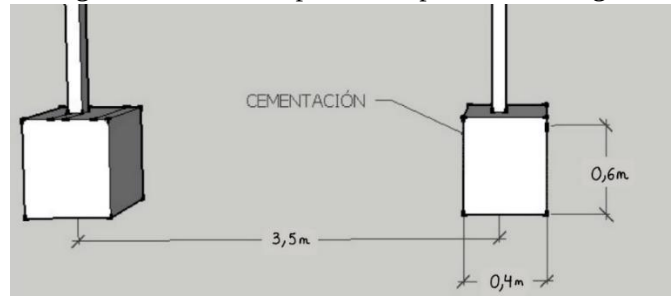
En esta instalación, además de instalar los componentes anteriores, es necesario, instalar la estructura soporte de los paneles solares diseñada en el capítulo 8 y construir el recinto de ladrillo para albergar a los inversores y la batería.

Para la estructura soporte, es necesario hacer unas zapatas que la sostengan. Dado que hay cuatro vigas verticales, se van a realizar cuatro zapatas de 0,6 m de profundidad, 0,4 m de ancho y 0,4 m de largo. Como el ancho de los paneles solares es de 1,038 m:

$$3 * 1,038 = 3,114 \text{ m} \quad [9.39]$$

Para tener margen, se dejará una distancia de separación de 3,5 m entre las dos vigas verticales delanteras y otros 3,5 m de separación entre las dos vigas verticales traseras. Todo esto se muestra en la siguiente imagen.

Figura 9.3: Medidas para las zapatas de hormigón.



Fuente: Elaboración propia (2023).

La cantidad de hormigón que se necesitará será:

$$\text{Volumen de hormigón} = 4 * (0,4 * 0,4 * 0,6) = 0,384 \text{ m}^3 \text{ de hormigón [9.40]}$$

En la siguiente tabla se muestran los costes de llevar a cabo estas 4 zapatas de hormigón. Dado que el volumen de hormigón requerido es muy escaso, porque es una estructura simple, con poco peso y solo se necesita para que las cuatro vigas verticales queden bien fijas al terreno, se considera que serán necesarias cuatro horas de trabajo del oficial y de su ayudante para que el hormigón quede bien compacto.

Tabla 9.12: Coste del material y mano de obra de la construcción de las zapatas.

Producto	Coste unitario	Unidades	Coste total (€)
Hormigón HA-25/F/20/XC2, fabricado en central.	92,20 €/m ³	0,384 m ³	35,40
Oficial 1ª estructurista, en trabajos de puesta en obra del hormigón.	22,27 €/hora	4	89,08
Ayudante estructurista, en trabajos de puesta en obra del hormigón.	21,15 €/hora	4	84,6
Total			209,08

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de CYPE (2023).

Una vez realizadas las zapatas, se montará la estructura de acero de vigas tubulares de sección cuadrada y de perfil #40.3, sobre ellas. Al ser una estructura sencilla, se estima que un oficial de primera con su ayudante, tardarán dos horas en montarla al completo.

Tabla 9.13: Coste de la instalación de la estructura

Producto	Coste unitario	Unidades	Coste total (€)
Oficial 1ª montador de estructura metálica.	22,27	2	44,54
Ayudante montador de estructura metálica.	21,15	2	42,3
Total			86,84

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de CYPE (2023).

Para la construcción del recinto de ladrillo que albergará al inversor y a las baterías, se calcula, a continuación, sus dimensiones:

$$\text{Dimensiones batería} = 442 \text{ mm} * 420 \text{ mm} * 132 \text{ mm} \quad [9.41]$$

$$\text{Dimensiones inversor} = 115 \text{ mm} * 300 \text{ mm} * 440 \text{ mm} \quad [9.42]$$

Por lo tanto:

- Anchura batería = 420 mm y altura batería = 442 mm
- Anchura inversor = 300 mm y altura inversor = 440 mm

Sumando la anchura del inversor y de la batería:

$$420 + 300 = 720 \text{ mm de ancho} \quad [9.43]$$

Para tener margen suficiente, se realizará un recinto de 1 metro de ancho.

En cuanto a la altura, considerando la altura del elemento más alto, la batería, que es de 442 mm, se hará un recinto de 0,6 m de alto para que haya distancia suficiente como para conectar el cableado y que se pueda trabajar con facilidad.

La profundidad de ambos componentes es muy escasa, no llega a 0,2 metros, pero, por el mismo motivo que antes, se hará un recinto de 0,5 m de profundidad.

Por todo ello, las dimensiones del recinto son las siguientes:

$$\text{Dimensiones recinto de ladrillo} = 1 \text{ m} * 0,6 \text{ m} * 0,5 \text{ m} \quad [9.44]$$

La parte superior del recinto se cerrará con una placa metálica disponible en la finca, que lo protegerá de la lluvia y suciedad, pero que, a su vez permitirá acceder de forma sencilla a la batería y al inversor para su puesta en marcha y mantenimiento.

Tabla 9.14: Coste de la construcción del recinto de ladrillo para la batería y el inversor.

Producto	Coste unitario	Unidades	Coste total (€)
Ladrillo de hormigón hueco acústico, Geroblok Tabique "DBBLOK", para revestir, de 49x6,5x19 cm, con un aislamiento a ruido aéreo de 38,5 dBA.	0,37 €/ud	108 ladrillos	39,96
Agua	1,5 €/m ³	0,02 m ³	0,03
Pasta de yeso de construcción para proyectar mediante mezcladora-bombeadora B1, según UNE-EN 13279-1.	196,50 €/m ³	0,04 m ³	7,86
Mezcladora-bombeadora para morteros y yesos proyectados, de 3 m ³ /h.	8,52 €/h	3 h	25,56
Oficial 1ª construcción en trabajos de albañilería.	21,41 €/h	3 h	64,23
Total			137,64 €

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CYPE (2023).

Por último, se instalarán todos los componentes de la instalación fotovoltaica. Los costes unitarios son los mismos que se mostraron en las tablas 9.2, 9.3 y 9.4 para la instalación del caserío. Sin embargo, como esta instalación es mucho más sencilla que la del caserío, son solo seis paneles solares, solo se requerirán dos horas para instalar los módulos

fotovoltaicos, una hora para instalar inversor y conectarlo con el resto de componentes y otra hora para instalarlo con la batería.

Tabla 9.15: Coste mano de obra para instalación de los paneles.

Servicio	Coste unitario (€/hora)	Unidades (horas)	Coste total (€)
Oficial 1ª instalador de captadores solares	22	2	44
Ayudante instalador de captadores solares.	20,3	2	40,6
Total			84,6

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CYPE (2023).

Tabla 9.16: Coste de mano de obra para la instalación de 1 inversor y conectarlo con el resto de la instalación.

Servicio	Coste unitario (€/hora)	Unidades (horas)	Coste total (€)
Oficial 1ª electricista.	21,15	1	21,15
Total			21,15

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CYPE (2023).

Tabla 9.17: Coste de mano de obra para la instalación del sistema de almacenamiento y conectarlo con el inversor.

Servicio	Coste unitario (€/hora)	Unidades (horas)	Coste total (€)
Oficial 1ª electricista.	21,15	1	21,15
Total			21,15

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CYPE (2023).

$$\begin{aligned} \text{Inversión total} &= 4\,476,35 + 209,08 + 86,84 + 137,64 + 84,6 + 21,15 + 21,15 \\ &= 5\,036,81 \text{ €} \end{aligned}$$

[9.45]

9.2.2 Costes de mantenimiento de la instalación

Como ya se explicó para la instalación del caserío, todas las instalaciones fotovoltaicas necesitan un mantenimiento periódico, para comprobar si están en correcto estado.

Aunque el coste de mantenimiento no es directamente proporcional al número de paneles fotovoltaicos (el mantenimiento es de toda la instalación), al ser una instalación pequeña, su mantenimiento no requerirá de mucho tiempo, y, por lo tanto, no será muy costoso.

Teniendo en cuenta que la batería vuelve a ser de litio (no requiere mantenimiento), el **coste de mantenimiento** de la instalación no será ni la mitad del de la instalación anterior, por lo que **se estima en 200 €**.

9.2.3 Ingresos

En esta instalación no existe ninguna fuente de ingresos.

Una inversión puede realizarse con dos finalidades. Una de ellas, con la intención de producir un producto cuya venta genere ingresos. La otra, es ofrecer un servicio que satisfaga una necesidad, aunque no genere ingresos.⁴⁹

Esta instalación está alineada con el segundo tipo, ya que satisface la necesidad de extraer el agua de un pozo para llenar los abrevaderos del ganado, de una forma sostenible, con energías renovables, además de facilitar la labor del mayoral, ya que en vez de accionar a diario el motor de gasoil antiguo, la electrobomba se accionará automáticamente y dejará de funcionar cuando se llene el pilón. Por lo tanto, su intención principal no es generar unos ingresos, que era lo que se buscaba en la instalación del caserío, ya que, en este último caso, el consumo eléctrico era muy elevado, y, por ello, la finalidad principal de la instalación era ahorrar en la factura eléctrica.

Por lo tanto, en la instalación del pozo no hay ingresos, lo único que se busca es que el coste no sea muy elevado.

9.2.4 Viabilidad económica de la instalación

El estudio económico que se realiza a continuación será análogo al realizado para la otra instalación, exceptuando el análisis de los ingresos, que no los hay en este caso. De forma que todos los términos e hipótesis que se indican ya se han explicado en el apartado 9.1.4.

El intervalo de tiempo de estudio es el mismo, 25 años, con las vidas útiles explicadas anteriormente.

Del mismo modo que en el apartado 9.1.4, y por los motivos ya explicados, se considera una tasa nominal de proyección del gasto de la mano de obra ($r_{\text{mano de obra}}$) del 2,5% y para el encarecimiento de las baterías e inversores, se considera $r_{\text{bat e inv}} = 4\%$.

La **inversión realizada es de 5 037 €**. Pero, también se recibirá una **subvención de 3 005 €** (calculada en el capítulo 7). Esta ayuda, se descontará de la inversión, por lo que solo será necesario desembolsar:

⁴⁹ Linares, J.I (2023)

$$5\,036,81 - 3\,004,74 = 2\,032,07 \text{ €} \quad [9.46]$$

Es una cantidad de dinero escasa en comparación con la anterior, por lo que no se pedirá ningún préstamo, siendo de nuevo: $i = 1/N$. Sin embargo, esa no es la cantidad exacta a considerar como inversión; la renovación de las baterías y la doble renovación de los inversores y de la electrobomba hacen que la inversión definitiva sea mayor, como se calcula más adelante. La electrobomba también se renueva dos veces, porque al igual que los inversores, su vida útil está en torno a 10 años.

Lo primero es calcular la amortización de los elementos constituyentes de la instalación fotovoltaica.

$$A = INV * f_a \quad [9.47]$$

Las amortizaciones de los componentes de la instalación, en función de su vida útil son:

$$A_{25 \text{ años vida útil}} = A_{\text{paneles+resto instalación}} = \frac{2\,980,9}{25} = 119,24 \text{ €} \quad [9.48]$$

$$A_{20 \text{ años vida útil}} = A_{\text{baterías}} = \frac{1\,268,43}{20} = 63,42 \text{ €} \quad [9.49]$$

$$A_{10 \text{ años vida útil}} = A_{\text{inversor+electrobomba}} = \frac{787,76}{10} = 78,78 \text{ €} \quad [9.50]$$

Inferiormente, se calcula la inversión a realizar para renovar los equipos.

$$\text{Inversión baterías tras año 20} = 1\,268,43 * (1 + 0,04)^{20} = 2\,779,29 \text{ €} \quad [9.51]$$

$$A_{\text{baterías 2}} = \frac{2\,779,29}{20} = 138,96 \text{ €} \quad [9.52]$$

$$\begin{aligned} \text{Inversión inversores + electrobomba tras año 10} &= 787,76 * (1 + 0,04)^{10} \\ &= 1\,166,08 \text{ €} \end{aligned} \quad [9.53]$$

$$A_{\text{inversores 2}} = \frac{1\,166,08}{10} = 116,61 \text{ €} \quad [9.54]$$

$$\text{Inversión inversores tras año 20} = 787,76 * (1 + 0,04)^{20} = 1\,726,08 \text{ €} \quad [9.55]$$

$$A_{\text{inversores 3}} = \frac{1\,726,08}{10} = 172,61 \text{ €} \quad [9.56]$$

Por lo que la inversión definitiva descontando la subvención y añadiendo las renovaciones es de 7 703,52 €.

A continuación, se muestran las tablas con el valor anual de cada componente de la instalación y su amortización en cada año. El valor de cada componente mostrado es el correspondiente al final de dicho año, es decir, una vez considerada la amortización. Por este motivo, en los años en los que se renuevan la batería o el inversor y la electrobomba, el valor que aparece no es el de la nueva inversión directamente, sino el de la inversión menos la amortización de dicho año.

Tabla 9.18: Amortización entre los años 0 y 5.

Año	0	1	2	3	4	5
Instalación solar (paneles FV)	2980,90	2861,66	2742,43	2623,19	2503,96	2384,72
Amortización acumulada instalación solar (paneles FV)		119,24	238,47	357,71	476,94	596,18
Instalación de almacenamiento (baterías)	1268,43	1205,01	1141,59	1078,17	1014,74	951,32
Amortización acumulada instalación de almacenamiento		63,42	126,84	190,26	253,69	317,11
Inversores y electrobomba	787,76	6559,20	5830,40	5101,60	4372,80	3644,00
Amortización acumulada de los inversores y electrobomba		78,78	157,55	236,33	315,10	393,88

Fuente: Elaboración propia (2023).

Tabla 9.19: Amortización entre los años 6 y 15.

6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2265,48	2146,25	2027,01	1907,78	1788,54	1669,30	1550,07	1430,83	1311,60	1192,36
715,42	834,65	953,89	1073,12	1192,36	1311,60	1430,83	1550,07	1669,30	1788,54
887,90	824,48	761,06	697,64	634,22	570,79	507,37	443,95	380,53	317,11
380,53	443,95	507,37	570,79	634,22	697,64	761,06	824,48	887,90	951,32
2915,20	2186,40	1457,60	728,80	0,00	1049,47	932,86	816,25	699,65	583,04
472,66	551,43	630,21	708,98	787,76	116,61	233,22	349,82	466,43	583,04

Fuente: Elaboración propia (2023).

Tabla 9.20: Amortización entre los años 16 y 25.

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1073,12	953,89	834,65	715,42	596,18	476,94	357,71	238,47	119,24	0,00
1907,78	2027,01	2146,25	2265,48	2384,72	2503,96	2623,19	2742,43	2861,66	2980,90
253,69	190,26	126,84	63,42	0,00	2640,32	2501,36	2362,39	2223,43	2084,46
1014,74	1078,17	1141,59	1205,01	1268,43	138,96	277,93	416,89	555,86	694,82
466,43	349,82	233,22	116,61	0,00	1553,47	1380,86	1208,26	1035,65	863,04
699,65	816,25	932,86	1049,47	1166,08	172,61	345,22	517,82	690,43	863,04

Fuente: Elaboración propia (2023).

En lo referente a los gastos, el gasto a considerar, es el de mantenimiento, puesto que todos los demás costes forman parte de la inversión inicial.

Se aplicará el mismo procedimiento de cálculo que en el apartado anterior.

$$C_{M,j0} = C_{M,0} \left(\frac{1+r_{mano obra}}{1+i} \right)^j = 200 * (1 + 0,025)^j \quad [9.57]$$

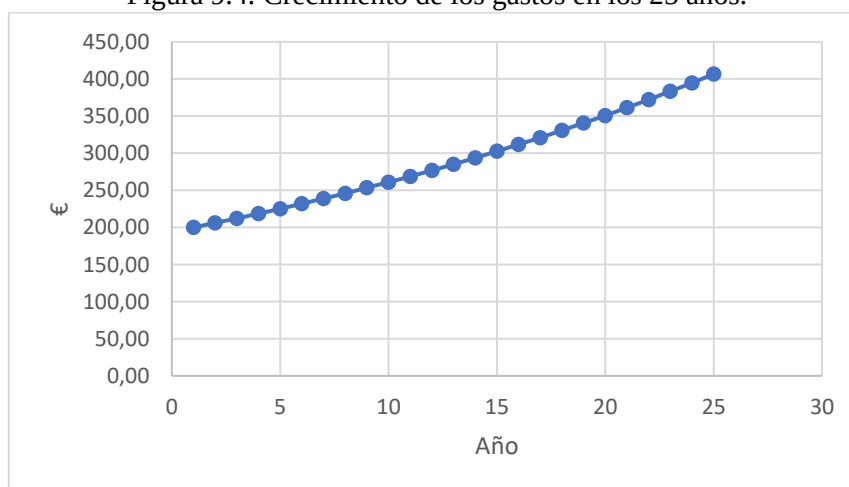
Tabla 9.21: Gastos de mantenimiento en los 25 años.

Año	Gastos de mantenimiento
1	200,00
2	206,00
3	212,18
4	218,55
5	225,10
6	231,85
7	238,81
8	245,97
9	253,35
10	260,95
11	268,78
12	276,85
13	285,15
14	293,71
15	302,52
16	311,59
17	320,94
18	330,57
19	340,49
20	350,70
21	361,22
22	372,06
23	383,22
24	394,72
25	406,56
Total	7 291,85

Fuente: Elaboración propia (2023).

En la siguiente gráfica se representa el crecimiento de estos gastos durante los 25 años.

Figura 9.4: Crecimiento de los gastos en los 25 años.



Fuente: Elaboración propia (2023).

Antes de calcular el coste normalizado, se necesita conocer la parte de subvención descontada de cada término de la inversión.

En cada término correspondiente de inversión, para considerar la inversión total, se sumará la parte correspondiente a la renovación de las baterías e inversores y se descontará la subvención de forma proporcional.

$$\frac{2\,980,9}{5\,036,81} * 100 = 59,18\% \quad [9.58]$$

$$\frac{1\,268,43}{5\,036,81} * 100 = 25,18\% \quad [9.59]$$

$$\frac{787,76}{5\,036,81} * 100 = 15,64\% \quad [9.60]$$

Los paneles fotovoltaicos y el resto de componentes que no sean batería, inversor y electrobomba, representan aproximadamente el 59% del valor de la inversión inicial, la batería un 25% y el inversor y la electrobomba un 16%. A partir de estos porcentajes, se descontará la subvención de la inversión inicial en cada término de la inversión. La subvención es de 3 074,74 €.

$$59,18\% \text{ de } 3\,074,74 = 1\,819,63 \text{ €} \quad [9.61]$$

$$25,18\% \text{ de } 3\,074,74 = 774,22 \text{ €} \quad [9.62]$$

$$15,64\% \text{ de } 3\,074,74 = 480,89 \text{ €} \quad [9.63]$$

Por lo tanto, sumando las cuantías de la renovación de la batería, el inversor y la electrobomba y restando la cuantía correspondiente de la subvención se obtienen los siguientes términos de la ecuación 9.18:

$$INV_{\text{paneles}} * f_{a,\text{paneles}} = \frac{2\,980,9 - 1\,819,63}{25} = 46,45\text{€} \quad [9.64]$$

$$INV_{\text{baterías}} * f_{a,\text{baterías}} = \frac{(1\,268,43 + 2\,779,29 - 774,22)}{20} = 163,68\text{€} \quad [9.65]$$

$$INV_{\text{inv+electrob}} * f_{a,\text{inv+electrob}} = \frac{(787,76 + 1\,166,08 + 1\,726,08 - 480,89)}{10} = 319,90 \text{ €} \quad [9.66]$$

Por último, el término del gasto de mantenimiento será:

$$C_{M,0} * f_{\Sigma,M} * f_a = \frac{7\,291,85}{25} = 291,67 \text{ €} \quad [9.67]$$

Por lo tanto, el coste normalizado es:

$$C_N = 46,45 + 163,68 + 319,90 + 291,67 = \mathbf{821,70 \text{ €}} \quad [9.68]$$

Seguidamente, se calcula el coste por unidad producida, es decir, el coste por kWh producido. Esto es lo que se conoce como LCOE, y se calcula dividiendo al coste normalizado entre la producción (P), que como se calculó en el capítulo 5, es de 4086,02 kWh.

$$LCOE = \frac{C_N}{P} = \frac{821,70}{4\,086,02} = \mathbf{0,20 \text{ €/kWh}} \quad [9.69]$$

Por lo tanto, se puede concluir que producir 1 kWh con esta instalación cuesta 0,2 €.

En este estudio, como no existen ingresos, como se ha explicado en el apartado anterior, no puede obtenerse el VAN ni el periodo de retorno. En este caso, lo que nos indica la viabilidad de la instalación es el coste normalizado y el específico, C_N y LCOE respectivamente. Como puede comprobarse no son costes elevados, el coste total es de 821,70 €.

Además, puede compararse el LCOE con el de la instalación del caserío. El de esta última resultó ser de 0,11 €/kWh, lo que indica que cuesta menos producir 1 kWh en dicha instalación que en la instalación del pozo. Esto se debe a que la inversión inicial realizada en la instalación del pozo es mayor, en proporción, por tener que hacer las zapatas, comprar la estructura soporte entera, instalarla, así como el recinto para albergar al inversor y a la batería, que no se ha realizado en la instalación del caserío.

9.3 Conclusiones

Con el estudio económico realizado, se puede concluir que ambas instalaciones son viables desde el punto de vista económico.

Para poder llegar a esta conclusión, se ha realizado, en primer lugar, el cálculo de los costes de inversión que se necesita realizar para poner en marcha cada una de las instalaciones, resultando ser de 85 328 € en el caserío, una vez descontada la subvención y sumadas las renovaciones. En el caso de la instalación del pozo, esta inversión es de 7704 €.

Posteriormente, se han calculado los gastos, que se deben al mantenimiento de la instalación, siendo estos de 500 € y 200 € el primer año, en la instalación del caserío y del pozo respectivamente.

Seguidamente, se han calculado los ingresos en la instalación del caserío, considerando que estos se deben tanto a la venta de parte del exceso de energía no consumida, como al ahorro en la factura de la luz. Estos son de 8 502 € (el primer año). Por otro lado, se ha explicado que la otra instalación para abastecer a la electrobomba no tiene ingresos, puesto que su finalidad principal es abastecer a la ganadería de forma sostenible.

Finalmente, se ha realizado un análisis de viabilidad económica, donde se ha visto que la instalación de mayor potencia es totalmente rentable, con un VAN de 207 551 € al finalizar el año 25 y una recuperación de la inversión antes del décimo año. Como la instalación del pozo no presenta ingresos, su factibilidad se ha estudiado en base a los costes, concluyéndose que es viable económicamente porque su coste normalizado es de 822 €, pero, es más costoso producir 1 kWh en dicha instalación que en la instalación del caserío, puesto que el LCOE es de 0,20 €/kWh en la instalación del pozo y de 0,11 €/kWh en la del caserío.

Capítulo 10. Impacto ambiental

En este capítulo se va a realizar una valoración del impacto ambiental de la instalación elegida, para explicar el cumplimiento de la normativa medioambiental vigente y los aspectos que se han tenido en cuenta para respetar el ecosistema en el que se ha realizado.

También, se van a explicar los objetivos del desarrollo sostenible que se encuentran alineados con las instalaciones energéticas llevadas a cabo en este proyecto.

10.1 Normativa medioambiental aplicada

En capítulos anteriores ya se ha explicado la legislación que se ha tenido en cuenta para poder llevar a cabo las instalaciones planteadas.

Aunque finalmente solo se han llevado a cabo instalaciones fotovoltaicas, en el estudio de la solución eólica, ya se comprobó que, según la Ley 21/2013, los parques eólicos destinados al autoconsumo con una potencia inferior a 100 kW están exentos de someterse a impacto medioambiental, por lo que, a nivel medioambiental, dicha instalación podría haberse llevado a cabo. Lo mismo pasa con las instalaciones fotovoltaicas, al ser instalaciones con una potencia inferior a 100 kW y en baja tensión, están exentas de pedir ninguna autorización previa.

Se ha comprobado que se cumple con lo exigido en la ley 42/2007, que es la que rige los espacios protegidos por la Red Natura 2000, en materia de conservación de la biodiversidad, y se ha comprobado que la ganadería Monte Valdeitiétar está considerada Zona de Especial Protección para las Aves (ZEPA), según el Decreto 57/2015. Esto impediría llevar a cabo parques eólicos, pero no instalaciones de minieólica con menos potencia de 100 kW, por lo que esto no ha sido una limitación. Tampoco lo ha sido en el caso de las instalaciones fotovoltaicas, puesto que estas instalaciones al estar instaladas sobre tejados (en el caso del caserío) o sobre una estructura soporte de poca altura (en el caso del pozo), no afectan a las aves.

Además, para poder evaluar el impacto medioambiental de forma correcta, se recurre a la “Guía para la elaboración de estudios de impacto ambiental de proyectos de plantas solares fotovoltaicas y sus infraestructuras de evacuación”. Esta guía establece que los principales postulados a tratar son:⁵⁰

- Describir el proyecto y sus acciones
- Estudiar y comparar alternativas
- Inventario ambiental
- Identificar y valorar impactos
- Definir medidas preventivas y correctoras
- Programa de vigilancia y seguimiento ambiental
- Evaluación de repercusiones sobre espacios de la Red Natura 2000

⁵⁰ Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2022)

Los primeros dos puntos, ya se han realizado en los capítulos anteriores. La descripción del proyecto y sus acciones se ha explicado en el capítulo de introducción y se han realizado capítulos específicos para el estudio y comparación de las alternativas planteadas (solución solar y eólica). La evaluación de repercusiones sobre espacios de la Red Natura 2000 también se ha realizado en el apartado anterior. Por lo tanto, a continuación, se explicarán los puntos restantes.

10.2 Inventario ambiental

El inventario ambiental consiste en describir el lugar en el que se realiza el proyecto y sus condiciones ambientales, en este caso, la finca Monte Valdetiétar.

La finca Monte Valdetiétar se encuentra en el valle de la Sierra de Gredos, por lo que presenta un clima continental. Por el límite inferior de la finca pasa el río Tiétar, afluente del Tajo. En cuanto a la flora, se trata de un terreno en el que predominan las encinas. En lo referente a la fauna, se trata de una ganadería de toros de lidia, por lo que el ganado es vacuno, aunque, también hay equinos para el manejo del ganado. Además de estos animales, en la finca habitan muchos otros animales como, como por ejemplo aves. Esto indica que la finca cuenta con una gran biodiversidad que debe conservarse y tratar de no afectarla con el desarrollo de las instalaciones de autoconsumo que se pretenden desarrollar.

En cuanto a los recursos naturales, la finca recibe una gran radiación solar, como se ha explicado anteriormente y está ubicada en una región donde el viento también es un recurso importante.

Toda la región del Valle del Tiétar está considerada Zona de Especial Protección para las Aves (ZEPA), por lo que este factor debe tenerse en cuenta al realizar las instalaciones.

10.3 Identificar y valorar impactos

Los impactos ambientales identificados son dos, el visual y el hecho de usar energías renovables.

En cuanto al impacto visual, es negativo, puesto que se altera la estética del tejado de la casa, en el caso de la instalación del caserío y se pierde la naturalidad del paisaje, en el caso de la instalación del pozo.

En lo que respecta al uso de energías renovables, este es totalmente positivo. Este factor es el que motiva todo el proyecto, pues con él se consigue abastecer a todo el consumo de la ganadería con fuentes de origen 100% renovable.

Valorando ambos impactos, la importancia del segundo factor es mucho mayor que la del primero, ya que, por ejemplo, gracias a la instalación fotovoltaica del pozo, se conseguiría eliminar todos los gases contaminantes que se emitirían a la atmósfera al accionarse el motor de gasoil. Por lo tanto, no es tan importante dañar ligeramente la estética del paisaje (es una instalación con seis paneles solares) como emitir gases contaminantes a diario a la atmósfera. Por ello, la valoración global de impactos ambientales es positiva.

10.4 Definir medidas preventivas y correctoras

La primera medida preventiva que se tomó cuando se explicó la solución solar, fue instalar los paneles solares sobre los tejados en vez de en el suelo (en la instalación del caserío). Esto supone una gran ventaja para el medio natural de la finca, puesto que, de esta manera, no se altera el medio de los animales ni sus pastos, y, además, el impacto visual es menor que si se instalaran en el terreno.

Otra medida preventiva ha sido tomar la decisión de hacer dos instalaciones fotovoltaicas, en vez de eólicas, lo que supone que el impacto visual sea menor. De haber instalado aerogeneradores para abastecer a los tres hogares y al molino de piensos, se hubieran necesitado 50 aerogeneradores, y esto, además, del excesivo coste económico, afecta muy negativamente al paisaje.

Como medidas correctoras ya tomadas, se puede mencionar el hecho de instalar cuatro inversores paralelizados en la instalación del caserío, en vez de un único inversor como se propuso inicialmente, para que, en caso de que falle uno, no falle toda la instalación. El resto de medidas correctoras se tomarían en caso de que se observase algún fallo o efecto no deseado en la instalación correspondiente.

10.5 Programa de vigilancia y seguimiento ambiental

Este programa debe establecerse para asegurarse de que desde el inicio del proyecto hasta su demolición no se realiza ninguna actividad que pueda ir en contra del medioambiente.

Algunas de las medidas más importantes de este plan son las siguientes:

- Control de la protección del hábitat del ganado.
- Control de la contaminación durante la instalación y periodo de obras.
- Cumplimiento de todas las medidas medioambientales desde el inicio de las obras hasta la demolición de la instalación.

El control de la protección del hábitat del ganado es una medida que consiste en que durante todo el periodo de montaje de la instalación se debe tener en cuenta que el paso de maquinaria, de los obreros, así como los materiales depositados en el suelo, no deben deteriorar los pastos necesarios para la alimentación del ganado. De forma que, si, por ejemplo, se necesita un camión que transporte los paneles solares hasta el pozo, su conductor debe preguntar al ganadero por dónde puede acceder hasta él, puesto que no se puede acceder por mitad de las praderas que necesita el ganado para su alimentación y descanso.

10.6 Alineamiento con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de Naciones Unidas

Este proyecto se encuentra alineado con los siguientes cuatro ODS⁵¹:

10.6.1 Energía asequible y no contaminante

Este objetivo se logra con las dos instalaciones llevadas a cabo en la ganadería, puesto que en la del caserío, se sustituye casi el 100% de la energía eléctrica procedente de la red, por energía de origen renovable procedente de la instalación solar fotovoltaica. Del mismo modo, en la instalación que abastece a la electrobomba se sustituye el gasoil con el que se acciona el motor por energía eléctrica procedente de los paneles solares, que es 100% renovable. Esta energía es totalmente limpia y mucho menos contaminante.

10.6.2 Producción y consumo responsables

La utilización de las energías renovables para abastecer a todo el consumo de la ganadería, hace que toda la energía producida y su posterior consumo, sea responsable, porque se satisface la misma necesidad que con las no renovables, al mismo tiempo que se mira por el beneficio del planeta.

Como establece la Organización de las Naciones Unidas en este ODS, la producción y el consumo sostenible consiste en hacer más y mejor con menos. En este proyecto se ha conseguido esto, porque la energía utilizada es mejor que la no renovable, y con el sistema de almacenamiento se puede acumular la energía que en un momento dado no se consume, y aprovecharla cuando sea necesaria, por lo que se reduce el desaprovechamiento de la energía.

10.6.3 Acción por el clima

El cambio climático representa un problema muy significativo actualmente. El aumento de los gases de efecto invernadero está provocando el calentamiento del planeta, lo que supone un gran problema para los ecosistemas.

Este objetivo se ha logrado principalmente con la instalación fotovoltaica que abastece a la electrobomba. Puesto que, si se usara el motor de diésel, este emitiría dióxido de carbono y otros gases de efecto invernadero a la atmósfera a diario. Sin embargo, con la electrobomba se evitan todas estas emisiones perjudiciales.

Todo ello supone una pequeña aportación para el cuidado del ecosistema.

10.6.4 Vida de ecosistemas terrestres

Este objetivo consiste en gestionar sosteniblemente y cuidar los ecosistemas terrestres. La finca Monte Valdetiétar es un ecosistema con una gran biodiversidad, dedicado a la

⁵¹ Organización de las Naciones Unidas (2015)

cría del toro bravo, junto al cual viven numerosas especies distintas tanto animales como vegetales. Esto implica que es un ecosistema con un enorme valor ecológico y medioambiental.

Gracias a las instalaciones de aprovechamiento de recursos naturales planteadas, se podrá preservar mucho mejor este ecosistema, garantizando su bienestar y prolongando su vida.

10.7 Conclusiones

Con el desarrollo de este capítulo se ha puesto de manifiesto el impacto medioambiental de las dos instalaciones fotovoltaicas que se han planteado en la ganadería.

Se ha explicado toda la legislación que se cumple a nivel medioambiental, y se ha verificado que ambas instalaciones son aptas, y, por lo tanto, pueden llevarse a cabo, ya que no originan ningún daño al medioambiente, aunque la finca sea una región afectada por la ZEPA.

Además, se ha realizado un estudio de impacto ambiental, analizando desde distintos enfoques las instalaciones planteadas.

Finalmente, se ha explicado que este proyecto está alineado con cuatro de los Objetivos del Desarrollo Sostenible y se ha visto la contribución del proyecto a cada uno de ellos. Tras este análisis se puede concluir, que el proyecto realizado es totalmente favorable para el medioambiente.

Capítulo 11. Conclusiones finales y desarrollos futuros

Con el desarrollo del presente **proyecto se ha conseguido el principal objetivo perseguido, la adaptación energética de la finca Monte Valdetiétar**, ganadería de toros bravos de José Escolar Gil.

Lo primero que se ha realizado, ha sido la **identificación de los consumos de la finca**, resultando ser dos consumos separados. Uno de ellos, en la entrada de la finca (caserío) y compuesto por tres hogares y un molino para preparar los piensos del ganado, y el otro, situado en el otro extremo de la ganadería, que consiste en una electrobomba que se instalará para sustituir al actual motor de gasoil, y con la que se extraerá el agua de un pozo para llenar los abrevaderos del ganado.

Se ha estudiado el **consumo energético de ambos consumos**. El de la zona del caserío se ha conocido gracias a la facturas eléctricas de Iberdrola y es de 46 886 kWh anuales. El consumo de la electrobomba se ha calculado en base a su potencia y al tiempo de uso, resultando ser de 309 kWh anuales.

Para conocer la producción que se puede obtener con distintas instalaciones energéticas alternativas, se han estudiado **dos recursos naturales**, el sol (radiación solar) y el viento, que son los recursos a explotar en las dos instalaciones que se han planteado.

En lo referente **al recurso solar**, se ha estudiado la irradiación solar incidente sobre distintos tipos de planos (horizontal, ángulo óptimo y normal), haciendo representaciones gráficas para ver la evolución de estos datos a lo largo del día o del año. Se ha obtenido que el ángulo óptimo con el que orientar los módulos fotovoltaicos es de 35° de inclinación y de 0° de azimut, es decir, orientados hacia el Sur.

En cuanto al **recurso eólico**, se ha comprobado que podría ser un recurso útil de explotar, pues la comunidad autónoma de Castilla y León es la comunidad con más cobertura de la demanda eléctrica con la eólica. Se ha analizado este recurso en la finca de estudio, y se ha calculado la velocidad media del viento a distintas alturas. Además, gráficamente se ha observado la evolución de la velocidad del viento a lo largo de día y se ha comprobado que la velocidad del viento aumenta desde el mediodía hasta las 17:00 de la tarde y disminuye durante la madrugada y la mañana. También, se ha verificado con una rosa de vientos la frecuencia del viento en cada dirección y sentido y se ha comprobado que la dirección y sentido en el que el viento sopla con más frecuencia y en el que puede alcanzar más velocidad es en el sentido Oeste-Suroeste (WSW).

En la **solución solar** de la zona del caserío, se ha explicado la necesidad de situar los módulos fotovoltaicos sobre tejados, no sobre el terreno, para no desaprovechar espacio para el ganado y sus pastos. Se han analizado las pérdidas por sombras y por orientación e inclinación en cada uno de los tejados en los que es posible instalar los módulos fotovoltaicos, para ver aquellos tejados que quedan descartados porque la instalación de los paneles en ellos supondría unas pérdidas superiores a las admitidas por el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE. Por ello, se han instalado paneles solo en un agua del

tejado del guadarnés, ya que el otro agua de este tejado tiene una orientación e inclinación que provocaría unas pérdidas mayores a las permitidas. Además, se ha comprobado que también es necesario instalar paneles en el tejado de la casa del ganadero para poder abastecer a todo el consumo del caserío.

Se ha realizado un estudio energético exhaustivo, gracias al cual se ha logrado diseñar una instalación solar fotovoltaica consistente en 71 paneles fotovoltaicos, con cuatro inversores paralelizados y un sistema de almacenamiento. Aunque, también se ha deducido que lo más conveniente es estar conectado a red, y es posible, ya que se está acogido a la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación.

En cuanto a la instalación del pozo, se ha realizado el mismo estudio que en la del caserío, pero, al no disponer de ningún tejado, se han instalado los paneles sobre una estructura soporte. En este caso, se han podido colocar los módulos fotovoltaicos con la orientación e inclinación óptima, es decir, con 35° de inclinación y 0° de orientación (orientados hacia el Sur). Tras realizar el estudio energético, se ha decidido realizar una instalación de seis paneles fotovoltaicos, con un único inversor y también con sistema de almacenamiento.

Por otro lado, se ha planteado, una **solución eólica**. Se ha comprobado la legislación vigente de carácter medioambiental, y se ha verificado que en la ganadería puede instalarse una instalación de minieólica. Se ha estudiado el tipo de torre óptima para el aerogenerador o aerogeneradores a instalar, y se ha calculado la altura óptima a la que se instalarían. Adicionalmente, se han comparado distintos tipos de aerogeneradores para ver cuál sería el mejor para las instalaciones de estudio.

Tras todo el estudio energético y económico realizado se ha concluido que no es factible llevar a cabo una instalación eólica en la zona del caserío, puesto que harían falta 60 aerogeneradores, y eso tiene un impacto visual negativo y un coste económico muy elevado.

En la zona del pozo, se ha realizado el mismo estudio, y se ha llegado a la conclusión de que, desde el punto de vista energético, se puede instalar un aerogenerador para abastecer a la demanda de la electrobomba, pero desde el punto de vista económico resulta mucho más costosa la instalación eólica que la solar, y, además, el impacto visual sería mayor.

Por todo ello, se ha decidido realizar dos instalaciones fotovoltaicas.

También, se ha estudiado para ambas instalaciones (caserío y pozo), la cobertura de la demanda, el coste económico, el ahorro en la factura de la luz en el caso del caserío y las subvenciones adquiridas por el uso de energías renovables. Ambas instalaciones están subvencionadas con más de un 50% del coste de inversión. Es importante destacar que, además, se ha realizado el cálculo de las ganancias que se podrían obtener por verter el exceso de energía no consumida ni almacenada a red eléctrica, en la instalación del caserío.

Una vez tomada la decisión de llevar a cabo las dos instalaciones fotovoltaicas, se ha llevado a cabo el **diseño de cada una de las instalaciones**.

En este diseño se ha estudiado la forma de conectar los paneles solares para llegar a los valores de tensión e intensidad exigidos por el inversor, se han estudiado los soportes necesarios para los paneles solares, y, en el caso de la solución del pozo, se ha realizado

el cálculo de la sección de viga óptima para soportar el peso de los paneles fotovoltaicos y, además, no experimentar pandeo. También se ha explicado el sistema de almacenamiento elegido y se ha dimensionado la sección óptima de todo el cableado existente en las dos instalaciones.

Para conocer la rentabilidad que darán las instalaciones en el futuro, se ha realizado un estudio económico exhaustivo en el que se han calculado todos los costes de inversión, los gastos por el mantenimiento de las mismas, y, en el caso de la instalación del caserío, los ingresos que generaría la instalación. La instalación del pozo no obtiene ingresos, sino que busca satisfacer una necesidad de forma sostenible y eficiente.

En este estudio se ha considerado la amortización necesaria para renovar los equipos cuando se hayan devaluado por completo. Se ha calculado el coste normalizado y el coste de producir 1 kWh en cada instalación, resultando más barato producirlo en la instalación del caserío que en la del pozo. Además, se ha calculado el VAN de la instalación del caserío, resultando este de 207 551 €, es decir, que dicha instalación es totalmente rentable, y la inversión solo tarda en recuperarse menos de diez años.

En cuanto a la solución del pozo, se ha visto que su coste normalizado es de 822 €, por lo que también es viable económicamente.

Finalmente, se ha hecho un estudio medioambiental de las dos instalaciones energéticas y se ha comprobado su viabilidad desde este enfoque, así como su contribución a cuatro de los objetivos del desarrollo sostenible.

Con todo esto, se ha logrado abastecer a la ganadería de una forma completamente sostenible y, además, obtener una gran rentabilidad de las instalaciones planteadas.

11.2 Desarrollos futuros

En este proyecto se han planteado dos soluciones para abastecer de forma sostenible la ganadería. Sin embargo, existe la posibilidad de hacerlo con otro tipo de instalaciones o completando las existentes con nuevas tecnologías.

En primer lugar, un desarrollo futuro que podría realizarse es instalar paneles solares térmicos en la zona del caserío para calentar el agua que se usa en la casa o el agua de la piscina. Estos paneles solares térmicos podrían añadirse a los paneles fotovoltaicos que ya hay, o bien instalar paneles solares híbridos que realicen al mismo tiempo la función de los fotovoltaicos y de los térmicos. Con ellos, se estaría obteniendo agua caliente y electricidad con un solo panel.

Otra solución a plantear, muy interesante en una ganadería como la que se está estudiando, es la de la utilización de la biomasa. La biomasa estaría formada por todos los residuos biodegradables procedentes de la actividad ganadera, como el estiércol, restos de paja, purines, o también de la actividad agrícola como, por ejemplo, restos de poda o malezas. Toda esta biomasa puede transformarse en energía para producir calor o electricidad que se utilizaría en los tres hogares estudiados o para abastecer al molino de los piensos o a la electrobomba. El proceso por el cual la biomasa se transforma en energía puede ser tanto termoquímico como bioquímico, por lo que en función del método empleado pueden obtenerse distintos productos como calor, electricidad, biogás, metanol, gasolina, etanol...

Anejos

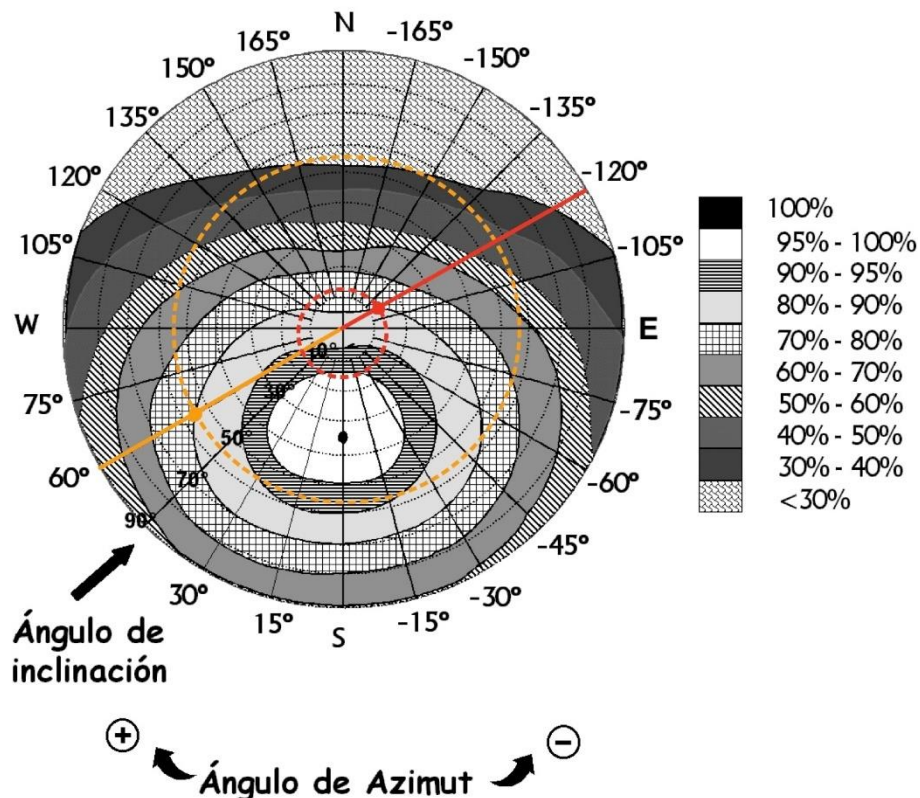
Anejo A. Cálculos

A.1 Pérdidas por orientación e inclinación

- En el tejado del guadarnés

Para obtener las pérdidas por orientación e inclinación (pérdidas por OI) hay que conocer el ángulo de azimut de los paneles. Este ángulo viene determinado por el tejado sobre el que situarán, es decir, el tejado del guadarnés en este caso. Dicho tejado presenta los siguientes ángulos de azimut: $\alpha_1 \approx -120^\circ$ y $\alpha_2 \approx 60^\circ$. Para estudiar las pérdidas a partir de dichos ángulos es necesaria la siguiente imagen. En ella, se traza una recta correspondiente a los ángulos de azimut y se observa la intersección con los límites de la región correspondiente. Como se buscan unas pérdidas inferiores al 20% (caso de superposición) la región que marcará los límites es la de 80% - 90%.

Figura A.1: Esfera de límites de pérdidas por OI para el tejado del guadarnés.



Fuente: Delimitación propia (2023) a partir de IDAE (2011).

En la figura A.1 se muestra en naranja la situación para el ángulo de azimut de 60° y en rojo la correspondiente al azimut de -120° .

La primera intersección con la región de 80% - 90% marca la inclinación máxima y la segunda intersección con dicha región marca la mínima inclinación permitida de los paneles. No obstante, para ambos casos, la recta de azimut llega antes al centro de la circunferencia que a atravesar por segunda vez la región citada, de tal forma que solo existe límite de inclinación máxima. Este límite viene remarcado con un punto en la imagen.

Para $\alpha_1 \approx -120^\circ \rightarrow$ la inclinación máxima es de 12° aproximadamente.

Para $\alpha_2 \approx 60^\circ \rightarrow$ la inclinación máxima es de 55° aproximadamente.

Es de destacar que la figura A.1 permite obtener los límites de inclinación de los paneles para una latitud de 41° . Por este motivo, hay que realizar una corrección, para ajustar la latitud a la de la ganadería de estudio, que es de $40,179$. Dicha corrección obedece a la siguiente expresión.

$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación } (\emptyset = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}) \quad [\text{A.1}]$$

$$\text{Para } \alpha_1 \approx -120^\circ \rightarrow \text{Inclinación máxima} = 12^\circ - (41^\circ - 40,179^\circ) = 11,179^\circ \quad [\text{A.2}]$$

$$\text{Para } \alpha_2 \approx 60^\circ \rightarrow \text{Inclinación máxima} = 55^\circ - (41 - 40,179) = 54,179^\circ \quad [\text{A.3}]$$

Los ángulos de inclinación del tejado, asociados a sus ángulos de azimut correspondientes son:

- Azimut (α_1) = -120° e inclinación (β_1) $\approx 23^\circ$
- Azimut (α_2) = 60° e inclinación (β_2) $\approx 19^\circ$

Para el azimut de -120° , la inclinación máxima permitida es $11,179^\circ$ y la inclinación de la parte correspondiente del tejado es de 23° , por lo que supera el límite establecido y esto impide instalar paneles solares en dicha parte del tejado.

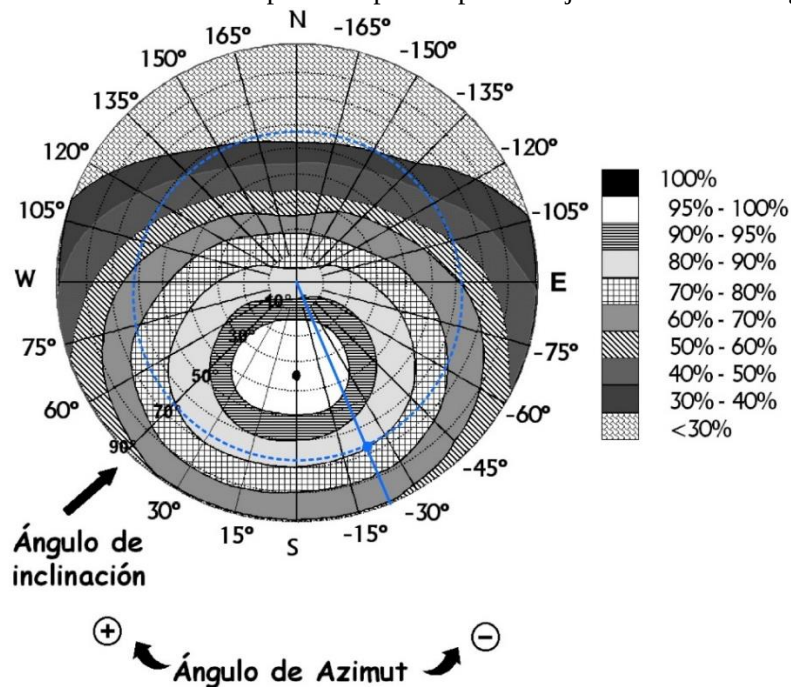
Para el azimut de 60° , la inclinación máxima permitida es $54,179^\circ$ y la inclinación de la parte correspondiente del tejado es de 19° , por lo que esta parte del tejado está dentro de los límites.

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100x[1,2x10^{-4}(\beta - \emptyset + 10)^2 + 3,5x10^{-5}x \alpha^2] \text{ para } 15^\circ < \beta < 90^\circ \quad [\text{A.4}]$$

$$\text{Pérdidas} = 100x[1,2x10^{-4}(19 - 40,179 + 10)^2 + 3,5x10^{-5}x 60^2] \approx \mathbf{14,10\%} \quad [\text{A.5}]$$

• En el tejado de la casa del ganadero

Figura A.2: Esfera de límites de pérdidas por OI para el tejado de la casa del ganadero.



Fuente: Delimitación propia (2023) a partir de IDAE (2011).

Como se muestra en la figura, para el azimut del tejado de la casa del ganadero, -20° , la intersección con la región de 80% - 90% se produce para un ángulo de inclinación máximo de 68° aproximadamente (circunferencia discontinua azul). De nuevo, la recta de azimut $= -20^\circ$, interseca antes con el centro de la circunferencia que con la frontera de la región de 80% - 90%, por lo que no delimita un ángulo de inclinación mínimo.

Haciendo la corrección de latitud:

$$\text{Para } \alpha_3 \approx -20^\circ \rightarrow \text{Inclinación máxima} = 68^\circ - (41^\circ - 40,179^\circ) = 67,179^\circ \quad [\text{A.6}]$$

El ángulo de azimut y de inclinación del tejado en este caso es:

- Azimut (α_3) = -20° e inclinación (β_3) $\approx 30^\circ$

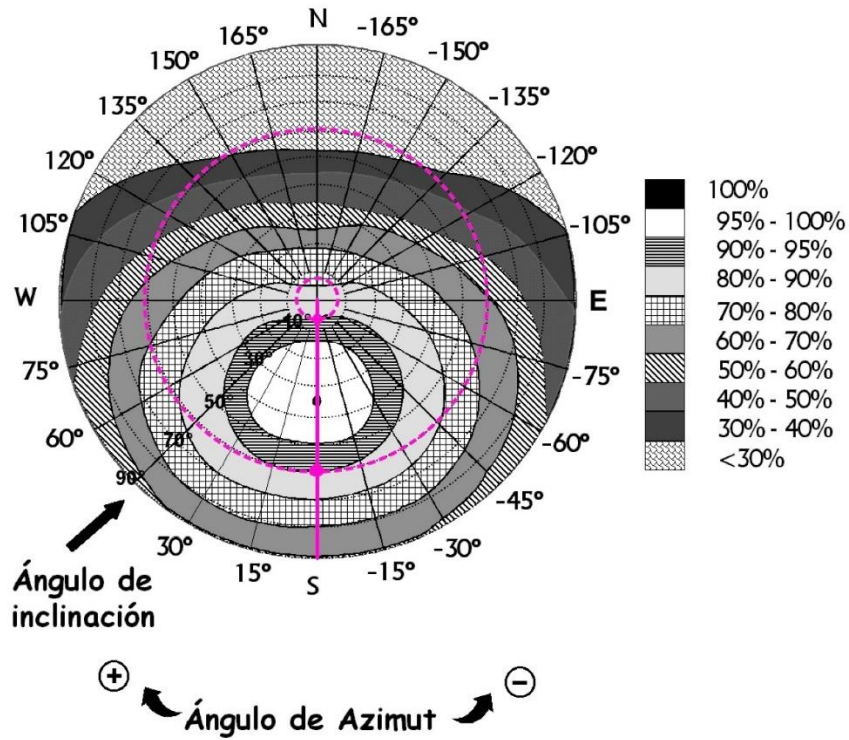
La inclinación del tejado es inferior a la máxima, por lo que está dentro de los límites.

$$\text{Pérdidas} = 100x[1,2x10^{-4}(30 - 40,179 + 10)^2 + 3,5x10^{-5}x(-20)^2] \approx 1,4\%$$

[A.7]

• En la instalación realizada en el pozo

Figura A.3: Esfera de límites de pérdidas por OI para la instalación realizada en el pozo.



Fuente: Delimitación propia (2023) a partir de IDAE (2011).

En este caso, el azimut de los paneles solares de la instalación es 0° , lo que quiere decir que están orientados hacia el sur. Además, al tratarse del caso general, donde las máximas pérdidas permitidas de este tipo son un 10%, se ha de buscar la intersección de la recta de azimut $= 0^\circ$ con la región de 90% - 95%. Como se muestra en la figura, la primera intersección, indica que el ángulo máximo de inclinación es 60° . La segunda intersección, que delimita el ángulo mínimo de inclinación, muestra que este es 7° aproximadamente.

Realizando la corrección por latitud:

$$\text{Para } \alpha_4 \approx 0^\circ \rightarrow \text{Inclinación máxima} = 60^\circ - (41^\circ - 40,179^\circ) = 59,179^\circ \quad [\text{A.8}]$$

$$\rightarrow \text{Inclinación mínima} = 7^\circ - (41^\circ - 40,179^\circ) = 6,179^\circ \quad [\text{A.9}]$$

El ángulo de azimut y de inclinación con el que se prevé instalar los módulos fotovoltaicos es:

- Azimut (α_4) $= 0^\circ$ e inclinación (β_4) $\approx 35^\circ$

Como era de esperar, la inclinación que se plantea dar a los paneles (inclinación óptima) está entre los límites establecidos.

$$\text{Pérdidas} = 100x[1,2x10^{-4}(35 - 40,179 + 10)^2 + 3,5x10^{-5}x(0)^2] \approx 0,28\%$$

[A.10]

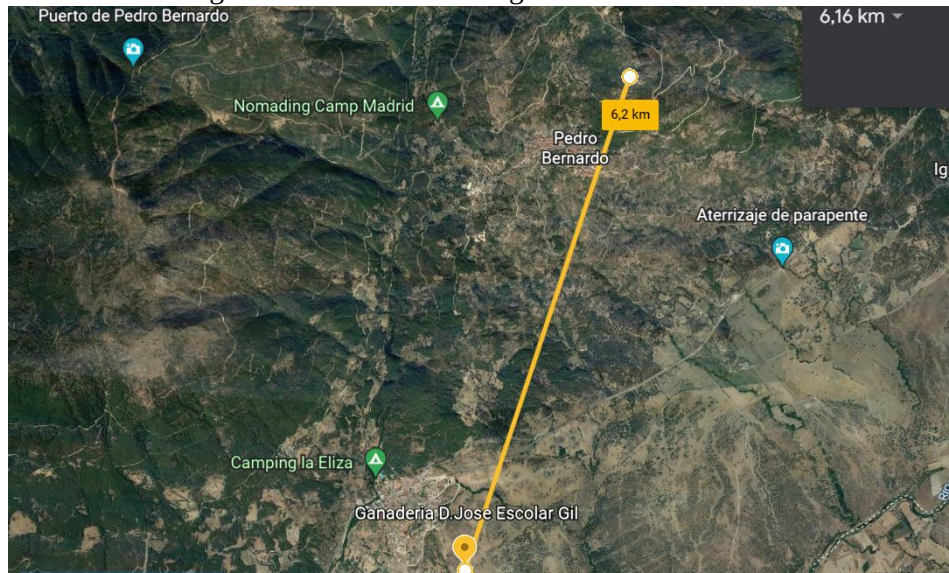
A.2 Pérdidas por sombras

• Sombra de la Sierra de Gredos

Para conocer las pérdidas por sombras, se necesita el acimut y el ángulo de elevación del obstáculo que se considera que producirá la sombra, en este caso, la Sierra de Gredos. La parte concreta de la sierra que puede obstaculizar a los rayos solares es la que se encuentra al este de la ganadería (por donde nace el sol), lugar donde se encuentra Pedro Bernardo, pueblo que se toma como referencia para saber el azimut y el ángulo de elevación de la sierra en esas coordenadas.

El ángulo de elevación se ha obtenido a partir de la distancia de la finca al obstáculo y de la altura de dicho obstáculo. En las siguientes imágenes se puede comprobar cómo la **distancia horizontal entre la finca y la Sierra de Gredos (Pedro Bernardo) es de 6,2 km**⁵² y la **altura del obstáculo es de 1 264 m**⁵³.

Figura A.4: Distancia de la ganadería al obstáculo.

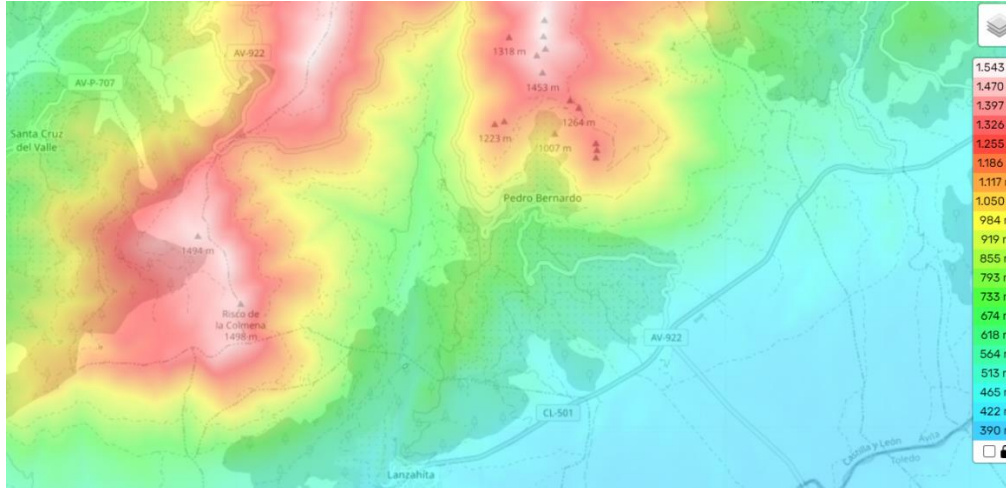


Fuente: Google Earth (2023).

⁵² Google Earth (2023)

⁵³ Topographic-map.com (2023)

Figura A.5: Altura del obstáculo.



Fuente: topographic-map.com (2023)

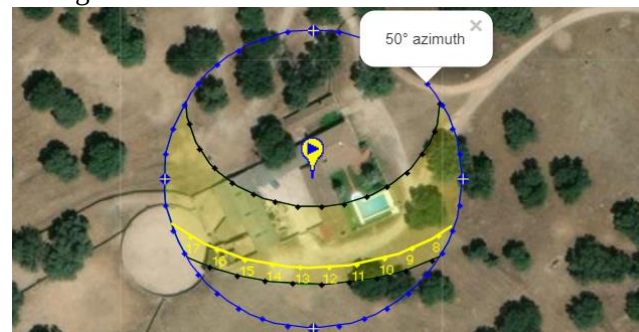
A partir de las imágenes mostradas a continuación se obtuvo el rango de valores de azimuth del obstáculo, es decir, el tramo de la Sierra de Gredos que puede obstaculizar a los rayos del sol durante el amanecer, y que se corresponde aproximadamente con el rango de valores de azimuth del pueblo de Pedro Bernardo.

Figura A.6: Azimut donde comienza el obstáculo.



Fuente: SunEarthTools (2023).

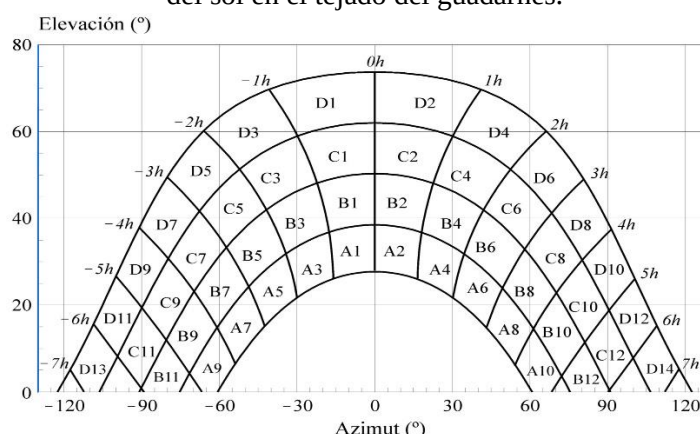
Figura A.7: Azimut donde finaliza el obstáculo.



Fuente: SunEarthTools (2023).

Aplicando la corrección para obtener el ángulo de azimut medido correctamente (desde el sur), se deduce que el obstáculo se encuentra entre unos valores de azimut de: $-(180^\circ - 10^\circ) = -170^\circ$ y $-(180^\circ - 50^\circ) = -130^\circ$. Estos valores llevados al diagrama de trayectorias del sol, reflejan lo que se había previsto, es decir, que la Sierra de Gredos no produce sombras sobre el tejado del Guadarnés en ninguna hora del día. Esto es así porque en dicho diagrama se observa cómo el último ángulo de azimut marcado por la parte izquierda es el de -130° (remarcado en azul) y, por lo tanto, entre los ángulos de azimut de -130° y -170° la sierra no impide la llegada de ningún rayo solar al tejado, independientemente del ángulo de inclinación.

Figura A.8: Representación del obstáculo (Sierra de Gredos) sobre el diagrama de trayectorias del sol en el tejado del guadarnés.



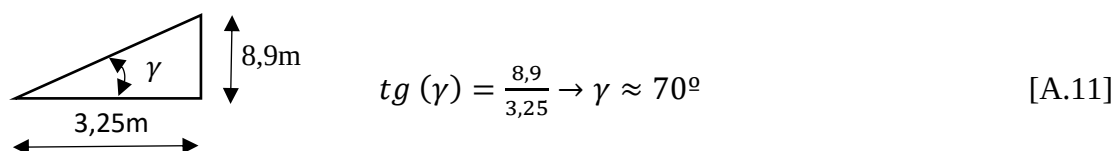
Fuente: Delimitación propia a partir del diagrama de IDAE (2023).

• Sombras producidas por la casa del ganadero

Esta vez, la obtención de la distancia horizontal y vertical necesarias para conocer el ángulo de elevación, se han realizado manualmente. La distancia horizontal desde el guadarnés a la casa del ganadero es de 3,25m y la altura de dicha casa es de 8,9m.

Representando gráficamente la distancia horizontal y vertical para sacar el ángulo de elevación se obtiene lo siguiente.

Figura A.9 Esquema para obtener el ángulo del obstáculo.



Fuente: Elaboración propia (2023).

En lo referente a los valores de azimut, de nuevo, SunEarthTools nos ofrece estos valores medidos con respecto al guadarnés, como se muestra en las dos imágenes siguientes.

Figura A.10: Azimut donde comienza en obstáculo.



Fuente: SunEarthTools (2023).

Figura A.11: Azimut donde finaliza el obstáculo.

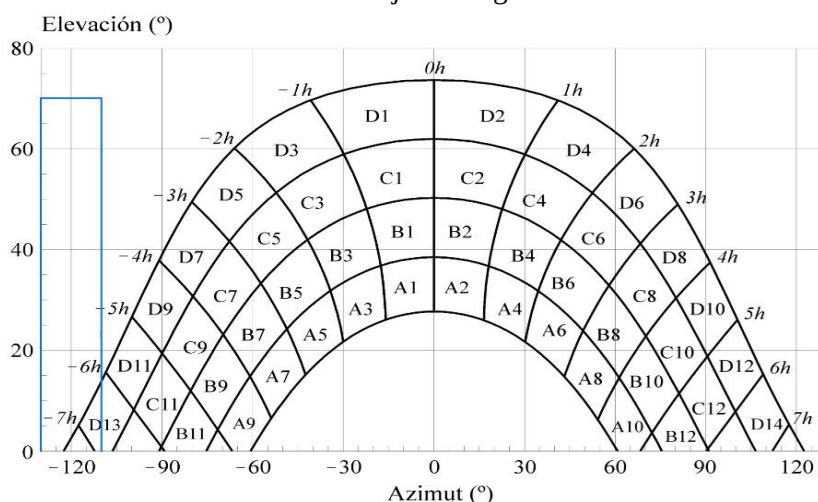


Fuente: SunEarthTools (2023).

Corrigiendo los valores, el obstáculo se encuentra entre unos valores de azimut de: $-(180^\circ - 50^\circ) = -130^\circ$ y $-(180^\circ - 70^\circ) = -110^\circ$.

Teniendo en cuenta tanto el rango de valores de azimut que ocupa el obstáculo como su ángulo de elevación, se representa el obstáculo sobre el diagrama de trayectorias del sol.

Figura A.12: Representación del obstáculo (casa del ganadero) sobre el diagrama de trayectorias del sol en el tejado del guadarnés.



Fuente: Delimitación propia a partir de IDAE (2023).

En este caso, sí interfiere el obstáculo en el diagrama de trayectorias del sol. Cada una de las porciones de la figura A.9 representa el recorrido del Sol en un periodo de tiempo concreto (una hora a lo largo de varios días) y, por lo tanto, contribuye a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio⁵⁴. Para calcular las pérdidas, en caso de que haya una ocultación parcial de una de estas porciones, se utilizará el factor de llenado (fracción oculta del total de la porción) más próximo a 0,25; 0,50; 0,75 ó 1¹⁶.

Para conocer el porcentaje de irradiación solar perdido por cada porción ocupada se recurre a unas tablas de referencia que indican este valor. Estas tablas vienen dadas para distintos valores de inclinación (β) y orientación (α), y se debe escoger la tabla con los valores más similares a los del caso de estudio ($\beta = 19^\circ$ y $\alpha = 60^\circ$), por lo que se escoge la tabla V-6 donde: $\beta = 35^\circ$ y $\alpha = 60^\circ$.

Figura A.13: Tabla de referencia para el cálculo de las pérdidas por sombras.

Tabla V-6

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,14
11	0,00	0,00	0,08	0,16
9	0,02	0,04	0,04	0,02
7	0,02	0,13	0,31	1,02
5	0,64	0,68	0,97	2,39
3	1,55	1,24	1,59	3,70
1	2,35	1,74	2,12	4,73
2	2,85	2,05	2,38	5,40
4	2,86	2,14	2,37	5,53
6	2,24	2,00	2,27	5,25
8	1,51	1,61	1,81	4,49
10	0,23	0,94	1,20	3,18
12	0,00	0,09	0,52	1,96
14	0,00	0,00	0,00	0,55

Fuente: IDAE (2011).

⁵⁴ Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (2011)

Solo se estudia el caso de $\beta_2 = 19^\circ$ y $\alpha_2 = 60^\circ$, ya que como se ha demostrado en las pérdidas por orientación e inclinación, la inclinación del tejado correspondiente al azimut de $\alpha_1 = -120^\circ$ es superior a la permitida, y por lo tanto no es factible instalar paneles en esta parte del tejado.

En este caso, el obstáculo cubre la mitad de la porción D13 únicamente.

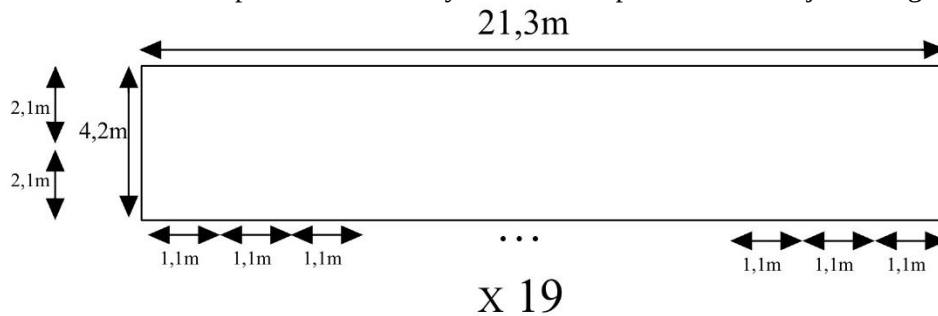
$$\text{Pérdidas por sombreado} = 0,5 \times D13 = 0,5 \times 0,14 = 0,07\% \quad [A.12]$$

A.3 Número de paneles en el tejado y potencia instalada

- En el tejado del guadarnés

El cálculo del número de paneles que podrían instalarse en el tejado de estudio se realiza teniendo en cuenta las dimensiones del panel dadas en la tabla 5.6, tal y como se muestra en las siguientes figuras.

Figura A.14: Número de paneles de 460W y de 500W de potencia en el tejado del guadarnés.



Fuente: Elaboración propia (2023).

Este esquema es válido tanto para el primer como para el segundo tipo de paneles de la tabla 5.6, puesto que, redondeando a las décimas, sus dimensiones son de 2,1m de largo y 1,1m de ancho. No es conveniente aumentar más la precisión de la medida, ya que son medidas aproximadas obtenidas de SIGPAC (longitud del tejado) y del fabricante (paneles) con su incertidumbre.

Finalmente, se observa que se podrían instalar **dos filas de 19 paneles cada una, en total 38 paneles**.

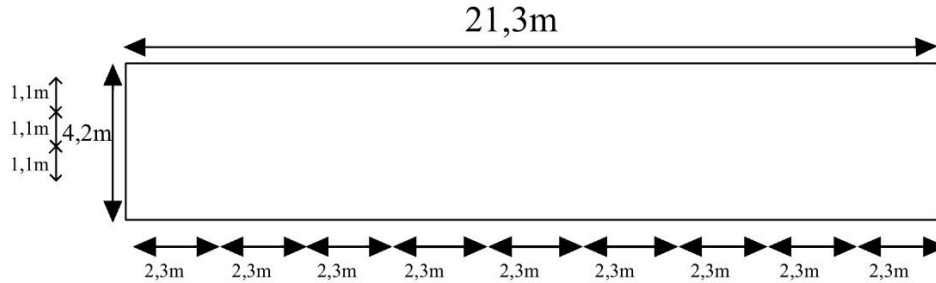
$$\text{Potencia instalada (paneles de 460W)} = 460 \times 38 = 17\,480W \quad [A.13]$$

$$\text{Potencia instalada (paneles de 500W)} = 500 \times 38 = 19\,000W \quad [A.14]$$

El siguiente esquema es para el panel de 545W de potencia, cuya longitud es mayor que la de los anteriores. Al tener una longitud de 2,3 metros aproximadamente, no se podrían poner dos filas con los paneles en vertical, porque sobresaldrían de los 4,2 metros que tiene el tejado. De esta forma, se podría poner solo una fila de 19 paneles, en total 19 paneles. Sin embargo, si se instalan en horizontal, se podrían instalar tres filas de paneles, ya que el ancho del panel es de 1,1 metros, y el ancho total de las tres filas sería 3,3 metros

(inferior a 4,2 metros del tejado). De este último modo, se pondrían $21,3/2,3 \approx 9$ paneles en horizontal por cada fila. En total habría 27 paneles. Por lo que esta última opción es la que más potencia permite instalar, por ello es la representada en el esquema siguiente.

Figura A.15: Número de paneles de 545W de potencia en el tejado del guadarnés.



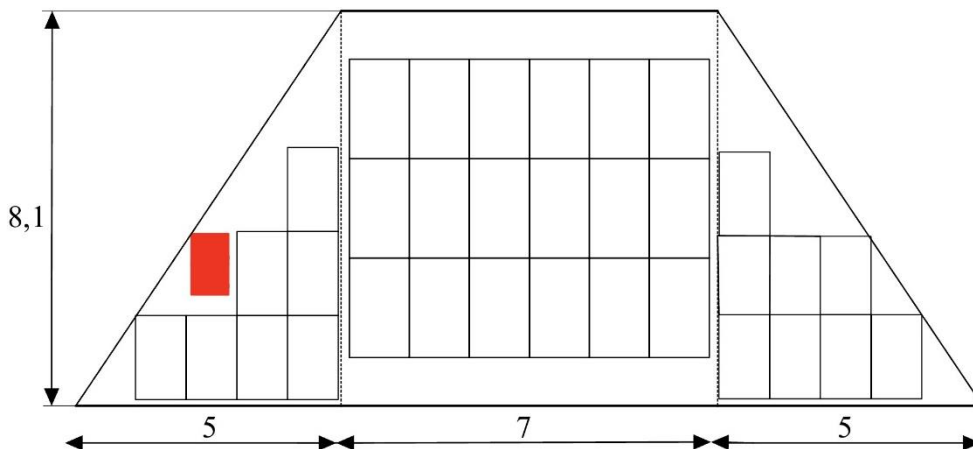
Fuente: Elaboración propia (2023).

$$\text{Potencia instalada (paneles de 545W)} = 545 \times 27 = 14\,715W \quad [A.15]$$

• En el tejado de la casa del ganadero

Este tejado tiene forma trapezoidal, por lo que para conocer cuántos paneles podrían instalarse en él, se ha dividido su área en dos triángulos y un rectángulo, tal y como se muestra en la figura inferior.

Figura A.16: Número de paneles en el tejado de la casa del ganadero.



Fuente: Elaboración propia (2023).

Aproximando a las décimas las dimensiones, el ancho de los tres tipos de paneles que se comparan es de 1,1 metros, y la altura es de 2,1 metros para el panel de 460W y de 500W de potencia y de 2,3 metros para el de 545W de potencia.

Colocando los paneles en vertical, en la zona del rectángulo solo cabrían:

$$\frac{7}{1,1} = 6,36 \rightarrow 6 \text{ paneles} \quad [A.16]$$

Para saber cuántas filas de paneles podrían colocarse en el rectángulo:

$$\text{Paneles de 460W y 500W de potencia} \rightarrow \frac{8,1}{2,1} = 3,86 \rightarrow 3 \text{ filas} \quad [A.17]$$

$$\text{Paneles de 545W de potencia} \rightarrow \frac{8,1}{2,3} = 3,52 \rightarrow 3 \text{ filas} \quad [\text{A.18}]$$

Caben los mismos paneles de los tres tipos, aunque tendrán más holgura y se podrá dejar más márgenes superiores e inferiores con los de 460W y 500W de potencia que con los de 545W.

En el área triangular de la derecha se plantea poner varias filas de paneles, pero ir reduciendo el número de paneles por fila a medida que se va subiendo. De forma que, en la primera fila (la inferior), se pondrán 4 paneles, que ocupan 4,4 metros de ancho por lo que hay distancia sobrante. En la fila superior, para garantizar que hay sitio suficiente se reduce un panel, poniéndose solo 3, y en la de más arriba se pone solo 1.

En el área triangular de la izquierda, se ha representado en rojo la chimenea. Esta es la única diferencia con respecto al otro triángulo. Por ello, la disposición de los paneles será la misma en ambos, pero con la diferencia de que, en el área triangular de la izquierda, en la segunda fila, solo se pondrán dos paneles, ya que la chimenea impide que se pongan tres.

$$\text{Número de paneles} = 7 + 18 + 8 = 33 \quad [\text{A.19}]$$

En función del tipo de paneles que se pusieran, la potencia total instalada sobre este tejado sería la que se muestra a continuación.

$$\text{Potencia instalada (paneles de 460W)} = 460 \times 33 = 15\,180\text{W} \quad [\text{A.20}]$$

$$\text{Potencia instalada (paneles de 500W)} = 500 \times 33 = 16\,500\text{W} \quad [\text{A.21}]$$

$$\text{Potencia instalada (paneles de 545W)} = 545 \times 33 = 17\,985\text{W} \quad [\text{A.22}]$$

A.4 Diseño del cableado en la instalación del caserío

• Cableado entre los paneles fotovoltaicos y los inversores

El Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC, en el apartado 5 del postulado ITC-BT-40 (Instalaciones generadoras de baja tensión), establece que “Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal”.

Dado que se vio que la máxima intensidad que podía circular por los paneles fotovoltaicos era de 13,14 A (ver ecuación 8.7), la intensidad para el dimensionamiento es de:

$$I_{\text{máxima de dimensionamiento}} = 1,25 \times 13,14 = 16,43 \text{ A} \quad [\text{A.23}]$$

Los conductores pueden ser aislados o desnudos. En este caso, es más conveniente que sean aislados, ya que al estar recubiertos por un aislante ofrecen una mayor seguridad que los desnudos.

Pueden ser de cobre o de aluminio, pero, según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, los conductores deben ser de cobre, por lo que se utilizarán los de cobre.

Con la siguiente tabla se puede elegir el número de conductores y su sección, en función de la intensidad máxima que pasa por ellos.

Figura A.17: Intensidad máxima admisible en amperios a temperatura ambiente de 40°C.

Número de conductores por sección mm ²	Intensidad máxima en A	
	Posada sobre fachada	Tendida con fiador de acero
2 x 10 Cu	77	85
4 x 10 Cu	65	72
4 x 16 Cu	86	95

Fuente: BOE (2023).

Sin embargo, antes de utilizar esta tabla se deben aplicar dos factores de corrección de la intensidad máxima.

El primero de ellos es por exposición directa al sol, ya que, en las instalaciones que están muy expuestas a la radiación solar (como la de estudio), los cables se calientan más. El factor de corrección es de 0,9.

El segundo factor es por la temperatura ambiente. Considerando, que en verano se pueden alcanzar máximas de aproximadamente 42°C, para estar en un caso conservador, se aplicará el factor de corrección correspondiente a una temperatura de 45°C. Este factor de corrección es de 0,95.

$$I_{\text{máxima de dimensionamiento definitiva}} = \frac{16,43}{0,9 \times 0,95} = 19,22 \text{ A} \quad [\text{A.24}]$$

Haciendo uso de la tabla A.17, y sabiendo que los cables estarán posados sobre la fachada del caserío hasta llegar a los inversores, se observa que la **sección óptima del cable sería de 10 mm²** y que estos conductores están capacitados para soportar mucha más intensidad de la que se tiene en este caso como máxima.

• Cableado entre el sistema de almacenamiento y los inversores

En este caso la intensidad máxima, depende de los límites de los inversores y de las baterías.

Aunque se tengan cuatro inversores paralelizados, para comprobar que no se superan los límites de cada uno de ellos, se hará el cálculo de forma independiente (para un inversor).

Dado que la potencia de los inversores es de 10 kW y la tensión nominal de funcionamiento de las baterías es de 600V:

$$I_{\text{máxima}} = \frac{10\,000}{600} = 16,6 \text{ A} \quad [\text{A.25}]$$

En este caso, como las baterías e inversores se encuentran dentro de la casa del ganadero, el cableado entre ellos no estará expuesto a la radiación solar, por lo que el único factor de corrección a considerar es el de la temperatura.

Al estar dentro de una casa, la temperatura ambiente será de aproximadamente 20°C, por lo que en este caso el factor de corrección según el REBT e ITC es 1,18 (mayor de la unidad porque la temperatura es menor a 40°C, que es la temperatura para la cual no habría corrección).

$$I_{\text{máxima de dimensionamiento definitiva}} = \frac{16,6}{1,18} = 14,07 \text{ A} \quad [\text{A.26}]$$

Haciendo uso de la tabla de la figura A.1 se llega a la conclusión de que se podría utilizar un cable de la misma sección que en el caso anterior, es decir, de 10 mm².

• Cableado entre los inversores y el cuadro de las viviendas

Del mismo modo que en los apartados anteriores, la sección del cable viene delimitada por la intensidad máxima que puede pasar por él. Esta intensidad depende de los parámetros de los inversores.

Cada inversor tiene una potencia de 10 kW, y la tensión de salida del inversor, que es la tensión existente en los consumos del caserío y en el molino del cebadero, es de 380 o 400V debido a que se trata de un sistema trifásico. Por lo tanto, para calcular la intensidad máxima a la salida, se utilizará la tensión de 380 V.

$$I_{\text{máxima}} = \frac{10000}{380} = 26,32 \text{ A} \quad [\text{A.27}]$$

Estos cables se encontrarán en el interior de la casa del ganadero, donde la temperatura es de 20°C aproximadamente. Por lo tanto, hay que aplicar la corrección por temperatura, con el mismo factor de corrección que anteriormente, que es 1,18.

$$I_{\text{máxima de dimensionamiento}} = \frac{26,32}{1,18} = 22,31 \text{ A} \quad [\text{A.28}]$$

Como se trata de cableado empotrado en una pared, la norma ITC-BT-19 ofrece la siguiente tabla, en la que se puede conocer la sección del cable en función de la intensidad y del tipo de cable.

Figura A.18: Intensidades admisibles (A) al aire 40 °C. N.º de conductores con carga y naturaleza del aislamiento.

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR							
B		Conductores aislados en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
B2		Cables multiconductores en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ³⁾					3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
E		Cables multiconductores al aire libre ⁴⁾ Distancia a la pared no inferior a 0.3D ⁵⁾						3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁶⁾ Distancia a la pared no inferior a D ⁵⁾						3x PVC			3x XLPE o EPR ¹⁾			
G		Cables unipolares separados mínimo D ⁵⁾								3x PVC ¹⁾		3x XLPE o EPR		
Cobre			mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
			1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
			2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
			4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
			6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
			10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
			16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
			25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
			35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
			50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
			70				149	160	171	188	202	224	244	321
			95				180	194	207	230	245	271	296	391
			120				208	225	240	267	284	314	348	455
			150				236	260	278	310	338	363	404	525
			185				268	297	317	354	386	415	464	601
			240				315	350	374	419	455	490	552	711
			300				360	404	423	484	524	565	640	821

Fuente: BOE (2023).

El caso de estudio entra dentro del caso A, al ser conductores aislados y empotrados en paredes aislantes, además, están recubiertos por polietileno reticulado (XLPE) y, por ello, la sección del cable será de 4 mm².

A.5 Diseño del cableado en la instalación del pozo

• Cableado entre los paneles fotovoltaicos y el inversor

Se seguirá el mismo procedimiento realizado en el caso anterior. La intensidad máxima para la que se dimensionan los cables no debe ser inferior al 125% de la máxima intensidad del generador según la ITC-BT-40 del REBT e ITC, y la intensidad máxima del generador es de 10,93 A.

$$I_{\text{máxima de dimensionamiento}} = 1,25 \times 10,93 = 13,67 \text{ A} \quad [\text{A.29}]$$

Del mismo modo que en el caso anterior se utilizarán conductores de cobre y aislados con polietileno reticulado. Sin embargo, ahora hay que tener en cuenta que el cableado será subterráneo, por lo que los factores de corrección no son los mismos.

Se aplicarán dos factores de corrección.

El primero de ellos, por la temperatura del terreno. Dado que la instalación se pondrá en marcha en verano, se tendrá en cuenta la temperatura del terreno en verano, que es inferior a la temperatura ambiente, pero, al estar constantemente expuesto al sol, se considerará que la temperatura del terreno es de 30°C. La siguiente tabla indica el factor de corrección en función de la temperatura del terreno distinta de 25°C y en función de la temperatura máxima de servicio, que al ser cables de polietileno reticulado XLPE, esta temperatura es de 90°C. Por ello, el factor de corrección es de 0,96.

Figura A.19: Factores de corrección por temperatura del terreno.

Temperatura de servicio Θ_s (°C)	Temperatura del terreno, Θ_t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67

Fuente: BOE (2023).

El segundo, es un factor de corrección que depende de la profundidad de la instalación, tal y como se muestra en la siguiente imagen. En este caso, no es necesario enterrar los conductores en exceso, por lo que se enterrarán a 20 cm de la superficie. Dado que este valor no sale en la tabla inferior, pero se muestra el aumento de 1 décima en el factor de corrección por cada décima de metro de mayor profundidad, el factor de corrección será de 1,05.

Figura A.20: Factores de corrección por profundidad de la instalación.

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,99	0,98	0,97	0,95

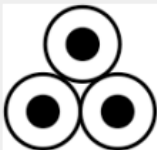
Fuente: BOE (2023).

Con ambos factores de corrección, el factor de corrección final es: $0,96 * 1,05 = 1,01$

$$I_{\text{máxima de dimensionamiento definitiva}} = \frac{13,67}{1,01} \approx 13,53 \text{ A} \quad [\text{A.30}]$$

Para conocer la intensidad máxima admisible por los conductores se hará uso de la siguiente tabla.

Figura A.21: Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente).

Sección nominal mm²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
						
	Tipo de aislamiento					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	—	—	—
630	885	870	770	—	—	—

Fuente: BOE (2023).

Se elige la terna de cables unipolares, y, dado que están recubiertos de polietileno reticulado (XLPE), **la sección del conductor** para una intensidad máxima admisible de 13,53 A, es de **6 mm²**.

• Cableado entre el sistema de almacenamiento y el inversor

La tensión de la batería es de 48 V, y la potencia del inversor es de 5 kW, por ello, la intensidad máxima es la siguiente.

$$I_{\text{máx}} = \frac{5\,000}{48} = 104,16\text{ A}$$

Se deben aplicar de nuevo, los dos factores de corrección anteriores.

$$I_{\text{máxima de dimensionamiento definitiva}} = \frac{104,16}{1,01} = 103,13\text{ A}$$

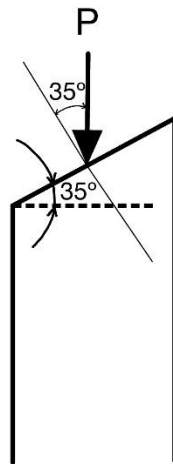
Hay que destacar que esta es la intensidad máxima que se considerará para dimensionar la sección del cable para estar en un caso conservador, ya que, realmente, la intensidad no sobrepasará los 90 A que tiene la batería como máxima corriente.

Haciendo uso de la tabla de la figura A.20, dado que la intensidad máxima de dimensionamiento definitiva está entre 96 A y 125 A, se debe coger el valor superior para dimensionar con seguridad, por lo que la sección de conductor será de 16 mm².

A.6 Diseño de la estructura soporte de los paneles solares en la zona del pozo

Se va a representar el peso de los paneles solares como una carga puntual representada en el centro de la viga, como se muestra en la siguiente figura.

Figura A.22: Representación del peso de los paneles solares sobre la viga.



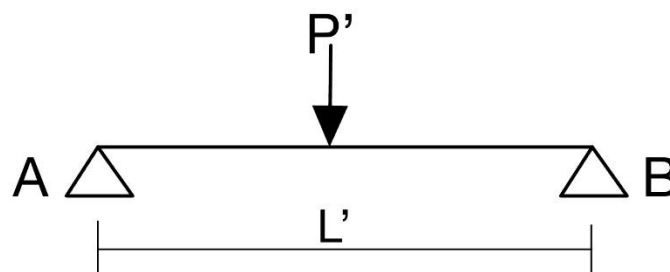
Fuente: Elaboración propia (2023).

Como lo que se quiere es dimensionar las vigas que soportan el peso de los paneles solares, en primer lugar, se van a estudiar las vigas inclinadas con un ángulo de 35°, ya que estas son las que pueden flectarse de forma directa.

Para tener margen de seguridad suficiente, se va a considerar el peso de los seis paneles, aunque realmente este peso se reparta entre las dos vigas inclinadas existentes.

Para simplificar el estudio, se representa la viga de estudio de la siguiente forma:

Figura: A.23: Modelo de la viga.



Fuente: Elaboración propia (2023).

$$\text{El peso de un panel solar es de } P = 19,5 * 9,81 = 191,3 \text{ N} \quad [\text{A.29}]$$

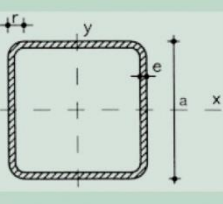
$$P' = 6 * P * \cos(35^\circ) = 6 * 191,3 * \cos(35^\circ) = 940,22 \text{ N} \quad [\text{A.30}]$$

Las vigas de la estructura serán de acero S275JR, lo que indica que su límite elástico es de 275 N/mm².

La sección de la viga será tubular, cuadrada, tal y como se indica en la siguiente imagen, en la que también se muestran sus características.

Figura A.24: Perfil de la viga

Tabla 2.A2.2. Perfiles huecos cuadrados



r = Radio exterior de redondeo

u = Perímetro

A = Área de la sección

S = Momento estático de media sección, respecto al eje X o Y

I = Momento de inercia de la sección, respecto al eje X o Y

W = 2I : d. Módulo resistente de la sección, respecto al eje X o Y

i = $\sqrt{I:A}$. Radio de giro de la sección, respecto al eje X o Y

It = Módulo de torsión de la sección

Perfil	Dimensiones				Términos de sección						Peso	
	a mm	e mm	r mm	u mm	A cm ²	S cm ³	I cm ⁴	W cm ³	i cm	I _t cm ⁴	p kp/m	
# 40.2	40	2	5	151	2,90	2,04	6,60	3,40	1,53	11,3	2,28	P
# 40.3	40	3	8	147	4,13	2,80	9,01	4,51	1,48	15,6	3,24	P
# 40.4	40	4	10	143	5,21	3,40	10,50	5,26	1,42	18,9	4,09	P
# 45.2	45	2	5	171	3,30	2,63	9,94	4,42	1,74	16,3	2,59	C
# 45.3	45	3	8	167	4,73	3,65	13,40	5,95	1,68	22,9	3,71	C
# 45.4	45	4	10	163	6,01	4,49	15,90	7,07	1,63	28,2	4,72	C
# 50.2	50	2	5	191	3,70	3,30	13,90	5,57	1,94	22,7	2,91	P
# 50.3	50	3	8	187	5,33	4,62	19,00	7,59	1,89	32,0	4,18	P
# 50.4	50	4	10	183	5,81	5,73	22,90	9,15	1,83	39,9	5,35	P
# 55.2	55	2	5	211	4,10	4,04	18,90	6,86	2,14	30,5	3,22	C
# 55.3	55	3	8	207	5,93	5,70	25,90	9,43	2,09	43,4	4,66	C
# 55.4	55	4	10	203	7,61	7,12	31,60	11,50	2,04	54,5	5,97	C
# 60.2	60	2	5	231	4,50	4,86	24,80	8,28	2,35	39,9	3,53	P
# 60.3	60	3	8	227	6,53	6,89	34,40	11,50	2,30	57,1	5,13	P
# 60.4	60	4	10	223	8,41	8,66	42,30	14,10	2,24	72,2	6,60	P
# 60.5	60	5	13	219	10,10	10,20	48,50	16,20	2,19	85,2	7,96	C
# 70.2	70	2	5	271	5,30	6,71	40,30	11,50	2,76	64,1	4,16	P
# 70.3	70	3	8	267	7,73	9,60	56,60	16,20	2,71	92,6	6,07	P
# 70.4	70	4	10	263	10,00	12,20	70,40	20,10	2,65	118,0	7,86	P
# 70.5	70	5	13	259	12,10	14,50	82,00	23,40	2,60	141,0	9,53	P
# 80.3	80	3	8	307	8,93	12,80	86,60	21,70	3,11	140,0	7,01	P
# 80.4	80	4	10	303	11,60	16,30	108,80	27,20	3,06	180,0	9,11	P
# 80.5	80	5	13	299	14,10	19,50	128,00	32,00	3,01	217,0	11,10	P
# 80.6	80	6	15	294	16,50	22,40	144,00	36,00	2,95	250,0	13,00	C
# 90.3	90	3	8	347	10,10	16,40	126,00	37,90	3,52	202,0	7,95	P
# 90.4	90	4	10	343	13,20	21,10	159,00	35,40	3,47	281,0	10,40	P
# 90.5	90	5	13	339	16,10	25,30	189,00	41,90	3,42	316,0	12,70	P
# 90.6	90	6	15	334	18,90	29,20	214,00	47,60	3,36	366,0	14,90	P
# 100.3	100	3	8	387	11,30	20,10	175,00	35,00	3,93	279,0	8,89	P

Fuente: Universidad Pontificia de Comillas. ICAI (2023).

El momento máximo que puede soportar dicha viga es de:

$$M_{\max} = \frac{P \cdot L}{4} = \frac{940,22 \cdot 4}{4} = 940,22 \text{ N} \cdot \text{m} \quad [\text{A.31}]$$

Haciendo uso de la ecuación de Navier:

$$\sigma = -\frac{Mz}{I}y = \frac{|M|}{\frac{I}{y_{\max}}} = \frac{M}{W} \quad [\text{A.31}]$$

- σ es la tensión
- M_z es el momento flector
- I es el momento de inercia de la sección
- y es la coordenada en el eje y
- W es el módulo resistente

$$\sigma_{adm} \geq \frac{M}{W} \rightarrow W \geq \frac{M}{\sigma_{adm}} = \frac{940,22 \text{ N}\cdot\text{m}}{275 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}} = 3,42 \text{ cm}^3 \quad [\text{A.32}]$$

Para que el módulo resistente (W) sea mayor a $3,42 \text{ cm}^3$, se escoge el perfil # 40.3.

Con este perfil, la viga podrá soportar perfectamente el peso de todos los paneles fotovoltaicos.

Por otro lado, es importante estudiar el esfuerzo al que están sometidas las vigas verticales. Se trata de un esfuerzo de compresión, por lo que podrían sufrir pandeo. Esto podría provocar la deformación de las vigas, y, por lo tanto, la invalidez de la instalación. Para comprobar si esto sucede, se estudiará la carga crítica de pandeo y se verá si es superior o inferior al peso de los seis paneles.

$$P_{\text{crítico}} = \frac{\pi^2 EI}{L_{eq}^2} \quad [\text{A.33}]$$

Este fenómeno, como puede comprobarse en la ecuación depende del módulo de elasticidad (E), del momento de inercia (I) y de la esbeltez (L_{eq}^2). $P_{\text{crítico}}$ es el esfuerzo de compresión crítico a partir del cual habría pandeo.

$$L_{eq} = \beta * L \quad [\text{A.34}]$$

β es un parámetro que depende de la estructura. En este caso, al estar la viga empotrada en el suelo $\beta = 2$.

El módulo de elasticidad del acero es de 210 GPa y el momento de inercia es de $6,60 \text{ cm}^4$.

$$P_{\text{crít viga de 3 metros}} = \frac{\pi^2 * 210 * 10^9 * 6,60 * 10^{-8}}{(2*3)^2} = 3\,799,8 \text{ N} \quad [\text{A.35}]$$

$$P_{\text{crít viga de 4,15 metros}} = \frac{\pi^2 * 210 * 10^9 * 6,60 * 10^{-8}}{(2*4,15)^2} = 1988,67 \text{ N} \quad [\text{A.36}]$$

Dado que el peso de los seis paneles es de 1147,8 N y este es inferior al esfuerzo crítico para que se produzca pandeo en cualquiera de las dos vigas, no se producirá pandeo en ninguna de ellas.

Por todo ello, las vigas elegidas, tubulares, de sección cuadrada, de perfil # 40.3 son adecuadas para la instalación del pozo

Anejo B. Documentación técnica

Figura B.1: Ficha técnica de la electrobomba ST0526.



SUMERGIBLES DE POZO PROFUNDO

Serie ST Antiarena

Electrobombas sumergibles para pozos de Ø 4"

Construidas en acero inoxidable y noryl, fabricadas con materiales de última tecnología. Están equipadas con impulsores flotantes antiarena para reducir el desgaste e incrementar la vida útil del equipo.

Modelos

ST 05
Caudal hasta 1,5 m³/h
Altura hasta 234 m

ST 10
Caudal hasta 3 m³/h
Altura hasta 131 m

ST 13
Caudal hasta 4,2 m³/h
Altura hasta 200 m

ST 18
Caudal hasta 6 m³/h
Altura hasta 300 m

ST 25
Caudal hasta 6 m³/h
Altura hasta 265 m

ST 35
Caudal hasta 8,4 m³/h
Altura hasta 257 m

ST 40
Caudal hasta 12 m³/h
Altura hasta 182 m

ST 55
Caudal hasta 14,4 m³/h
Altura hasta 162 m

ST 60
Caudal hasta 15,6 m³/h
Altura hasta 136 m

ST 80
Caudal hasta 24 m³/h
Altura hasta 97 m

Características

Tanto el soporte como la boca de descarga están contruidos en acero inoxidable de microfundición. Además tienen incorporada la válvula de retención.

Equipadas con motores de 0,50 a 5 HP en las versiones monofásicas 1 x 220v y de 0,50 a 7,5 HP en las trifásicas 3x380v.

Disponibles con tablero de comando, protector térmico y capacitor de arranque en las versiones monofásicas (excepto en los motores 2 wire).

Camisa externa, eje, fleje cobre-cable, terminales y carcaza en acero inoxidable. Impulsores y difusores en noryl.

Los cojinetes axiales aseguran una baja fricción y una alta resistencia.

Las bombas con más de 19 etapas poseen dos cojinetes axiales.

Máxima temperatura del líquido: 30°C.

Máxima presencia de arena: 50 g/m³.

Aplicaciones

Abastecimiento de agua en hogares, edificios, industrias y campos.

Sistemas de presurización.

Sistemas de riego.

Sistemas contra-incendio.

Fuente: EpsSolar (2023).

Figura B.2: Ficha técnica de la electrobomba ST0526.

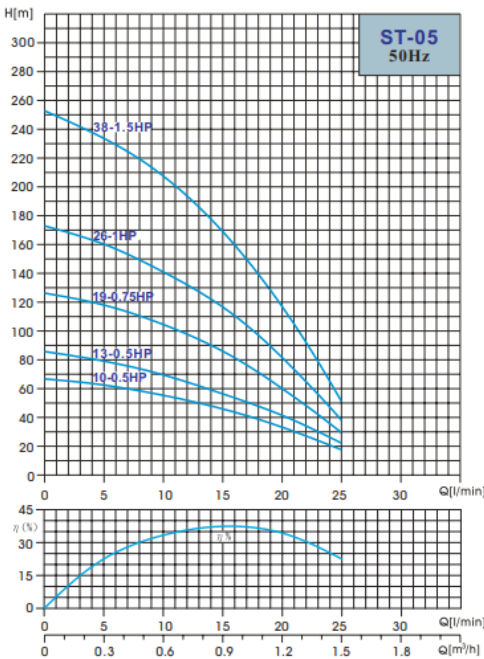
Serie ST Electrobombas sumergibles para pozos de Ø 4"

Modelo de Bomba 50 Hz	Potencia HP	Q= CAUDAL																							DATOS ESPEC.		Ø Salida
		l/min 0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	60	70	80	90	100	120	140	160	180	200					
		m³/h 0	0,3	0,6	0,9	1,2	1,5	1,8	2,1	2,4	2,7	3,0	3,6	4,2	4,8	5,4	6	7,2	8,4	9,6	10,8	12					
H: ALTURA TOTAL EN METROS																											
ST 0510	0,5	67	63	55	46	33	18																		324	3,3	1"
ST 0513	0,5	86	78	70	56	42	23																		377	3,7	
ST 0519	0,75	126	118	105	86	60	30																		481	4,7	
ST 0526	1	173	160	141	117	81	39																		642	5,8	
ST 0538	1,5	253	234	208	169	117	52																		864	8,2	
ST 1005	0,5	34			32	31	29	27	25	23	19	16													236	2,5	1 1/4"
ST 1007	0,5	46			43	42	39	36	33	29	26	22													271	2,8	
ST 1010	0,75	69			65	63	60	55	50	44	37	29													324	3,3	
ST 1014	1,0	92			86	83	79	74	67	60	52	42													394	3,9	
ST 1020	1,5	139			131	127	120	111	101	90	75	60													499	4,9	
ST 1305	0,5	34			32	31	30	29	28	26	24	19	13												236	2,5	1 1/4"
ST 1308	0,75	54			51	50	49	46	43	41	38	30	19												289	2,9	
ST 1311	1,0	72			68	66	64	61	58	54	49	38	26												342	3,4	
ST 1316	1,5	106			101	98	95	89	83	77	70	54	33												430	4,2	
ST 1321	2,0	142			135	132	127	122	115	108	100	79	49												519	5,0	
ST 1332	3,0	208			200	194	187	177	165	152	138	104	62												749	7,1	1 1/4"
ST 1805	0,5	33					29	28	27	26	25	24	21	18	13	8	3								257	2,7	
ST 1807	0,75	46					43	42	41	40	39	37	33	28	21	13	7								301	3,0	
ST 1809	1,0	59					55	54	52	51	49	47	43	37	28	20	10								344	3,3	
ST 1814	1,5	93					87	86	83	81	79	76	68	58	47	33	20								452	4,1	
ST 1818	2,0	120					113	111	108	105	102	98	88	75	60	42	25								538	4,7	1 1/4"
ST 1827	3,0	175					164	161	157	152	147	141	127	109	87	61	35								767	6,2	
ST 1835	4,0	231					217	212	208	202	196	189	170	149	120	87	50								934	7,9	
ST 1844	5,0	285					266	260	254	248	238	229	203	172	139	100	59								1128	9,3	
ST 1848	5,5	322					299	292	285	276	267	256	231	199	160	118	70								1253	9,9	

Fuente: EpsSolar (2023).

Figura B.3: Ficha técnica de la electrobomba ST0526.

ST-05 Curvas de Performance



Cuadro de selección				Q= CAUDAL																		
TIPO DE BOMBA	Etapas	Motor		l/min 0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	60	70	80	BOMBA				
		KW	HP	m³/h 0	0.3	0.6	0.9	1.2	1.5	1.8	2.1	2.4	2.7	3.0	3.6	4.2	4.8	Dim.	Peso			
		H= ALTURA TOTAL EN METROS																				
ST-0510	10	0.37	0.5	67	63	55	46	33	18										324	3.3		
ST-0513	13	0.37	0.5	86	78	70	56	42	23										377	3.7		
ST-0519	19	0.55	0.75	126	118	105	86	60	30										481	4.7		
ST-0526	26	0.75	1.0	173	160	141	117	81	39										642	5.8		
ST-0538	38	1.1	1.5	253	234	208	169	117	52										864	8.2		

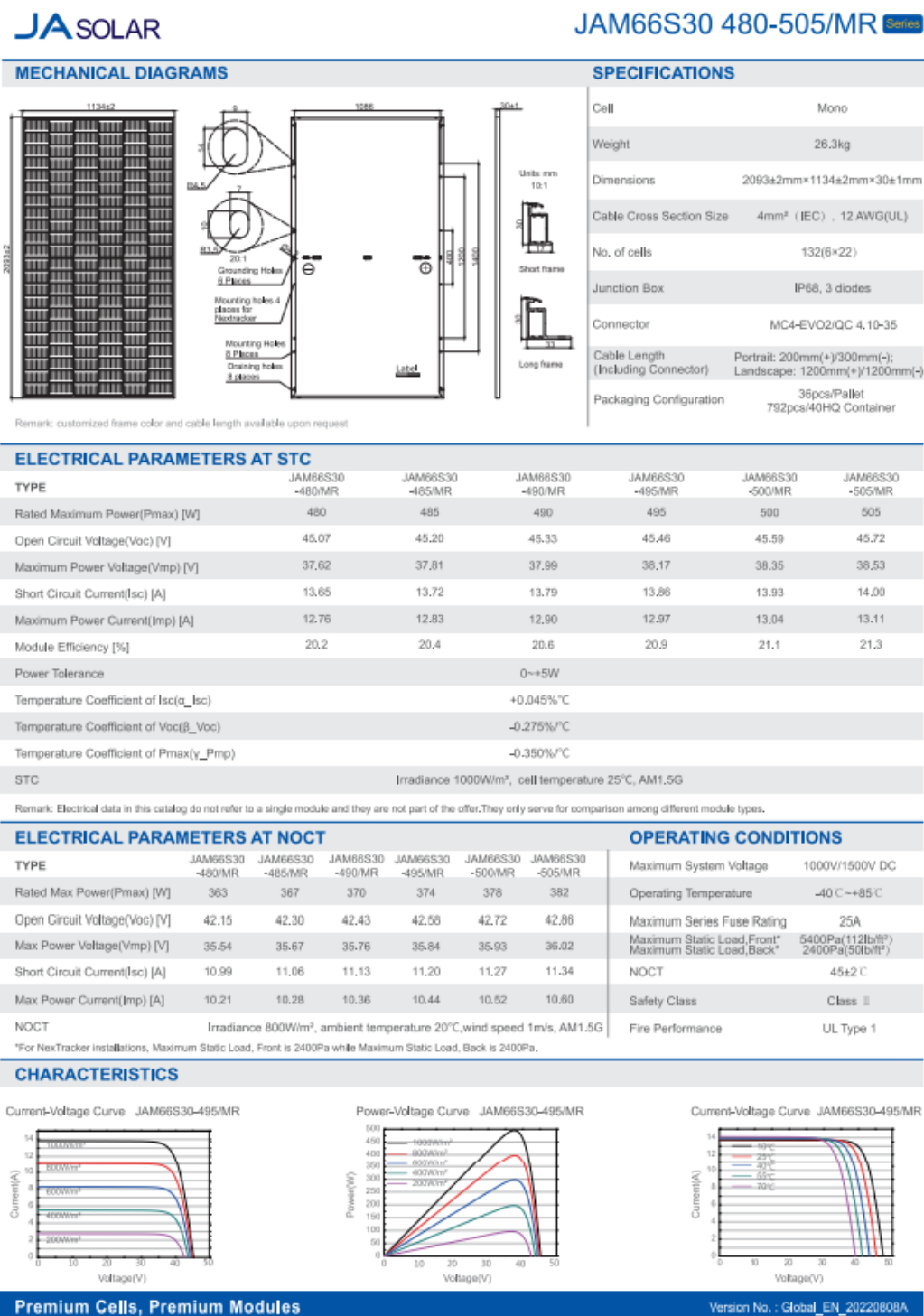
Fuente: EpsSolar (2023).

Figura B.4: Ficha técnica del panel solar JAM66S30 500/MR.



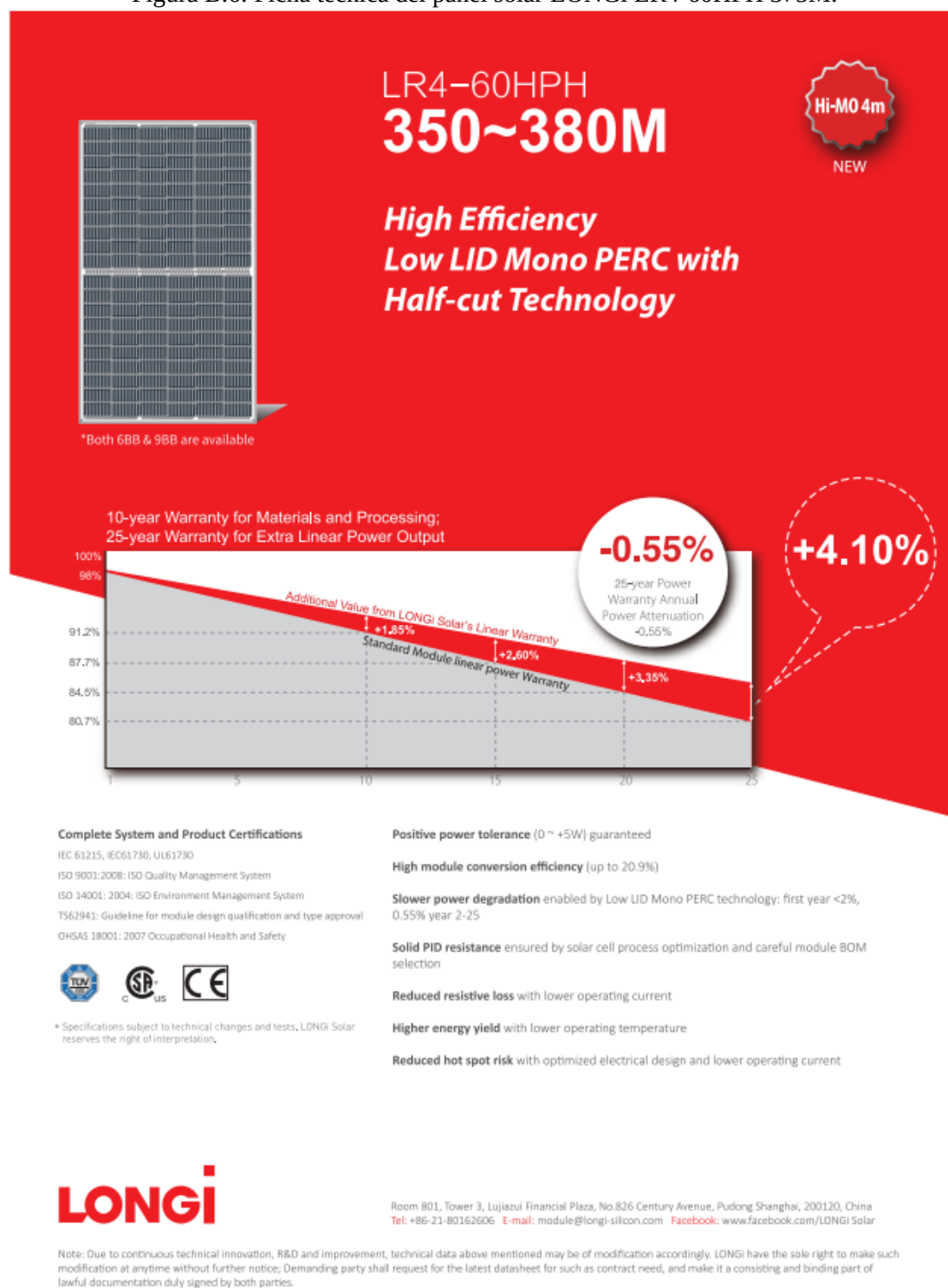
Fuente: AutoSolar (2023).

Figura B.5: Ficha técnica del panel solar JAM66S30 500/MR.



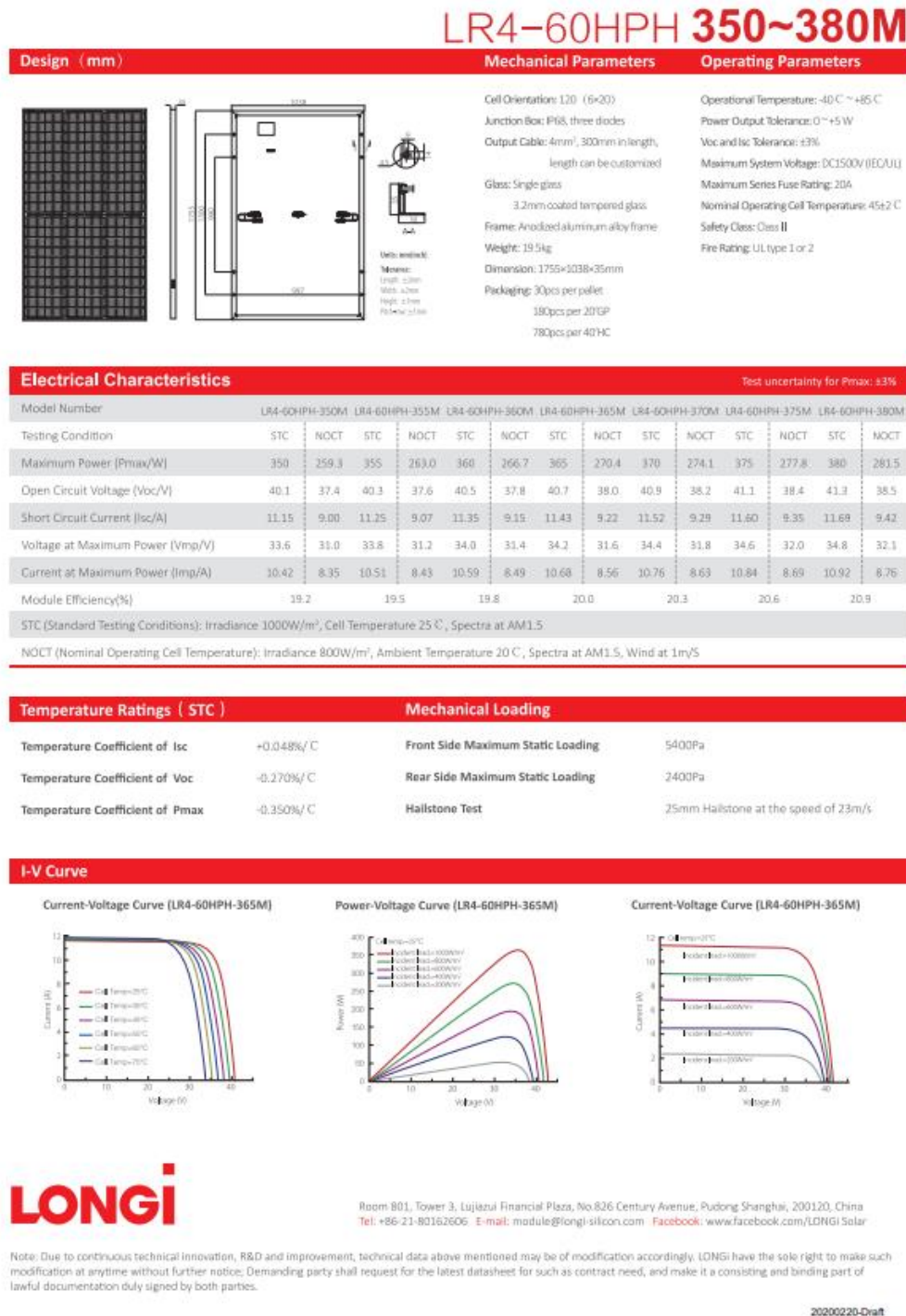
Fuente: AutoSolar (2023).

Figura B.6: Ficha técnica del panel solar LONGi LR4-60HPH 375M.



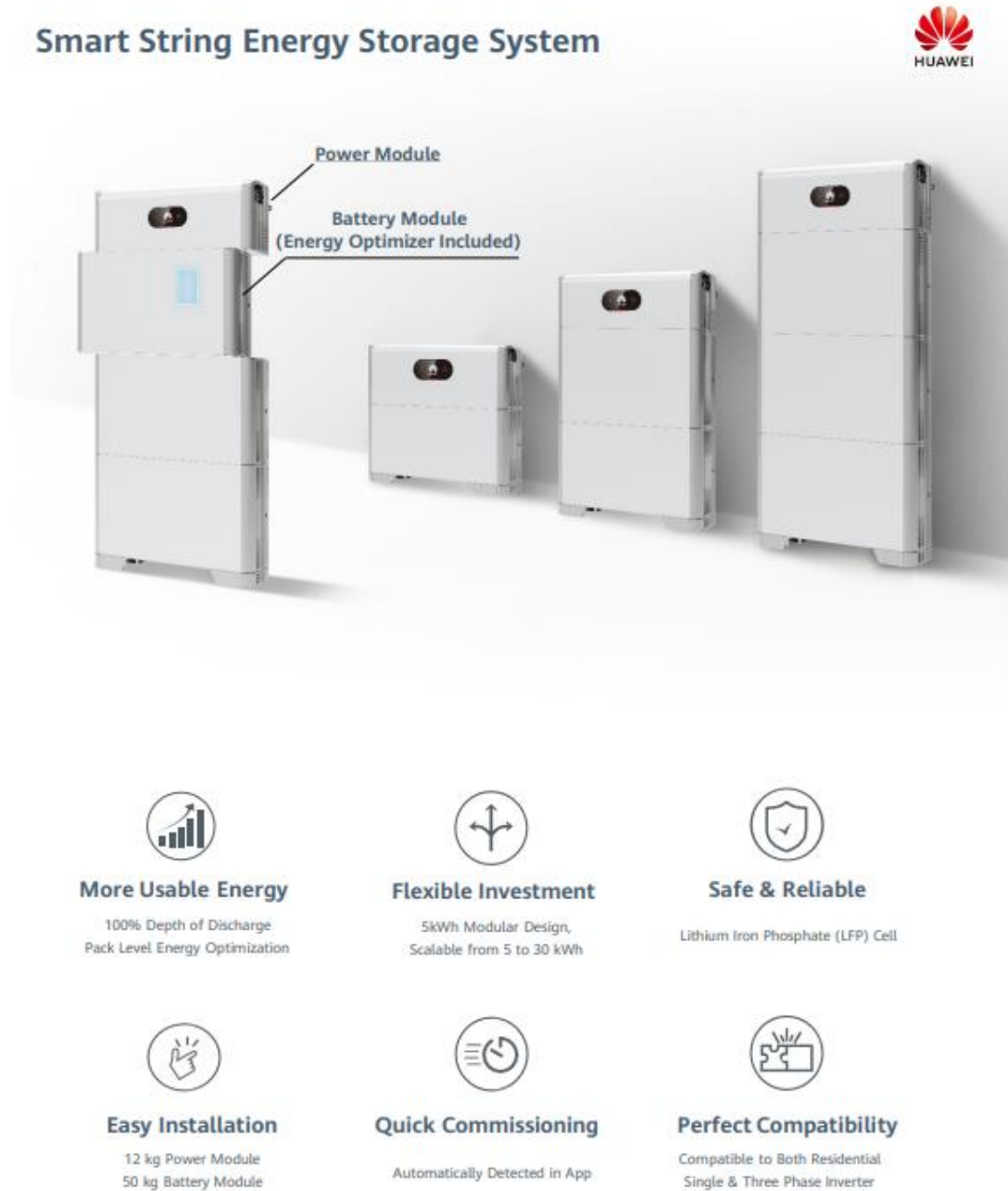
Fuente: Leroy Merlin (2023).

Figura B.7: Ficha técnica del panel solar LONGi LR4-60HPH 375M.



Fuente: Leroy Merlin (2023).

Figura B.8: Ficha técnica de la batería de litio HV 5kWh LUNA2000 HUAWEI.



Fuente: Bricomart (2023).

Figura B.9: Ficha técnica de la batería de litio HV 5kWh LUNA2000 HUAWEI.

LUNA2000-5/10/15-S0

Technical Specification

Technical Specification		LUNA2000-5-S0	LUNA2000-10-S0	LUNA2000-15-S0
				
Performance				
Power module	LUNA2000-5KW-CD			
Number of power modules	1			
Battery module	LUNA2000-5-E0			
Battery module energy	5 kWh			
Number of battery Modules	1	2	3	
Battery usable energy ¹	5 kWh	10 kWh	15 kWh	
Max. output power	2.5 kW	5 kW	5 kW	
Peak output power	3.5 kW, 10 s	7 kW, 10 s	7 kW, 10 s	
Nominal voltage (single phase system)	450 V			
Operating voltage range (single phase system)	350 ~ 560 V			
Nominal voltage (three phase system)	600 V			
Operating voltage range (three phase system)	600 ~ 980 V			
Communication				
Display	SOC status indicator, LED indicator			
Communication	RS485 / CAN (only for parallel operation)			
General Specification				
Dimension (W*D*H)	670 * 150 * 600 mm (26.4 * 5.9 * 23.6 inch)	670 * 150 * 960 mm (26.4 * 5.9 * 37.8 inch)	670 * 150 * 1320 mm (26.4 * 5.9 * 60.0 inch)	
Weight (Floor stand toolkit included)	63.8 kg (140.7 lb)	113.8 kg (250.9 lb)	163.8 kg (361.1 lb)	
Power module dimension (W*D*H)	670 * 150 * 240 mm (26.4 * 5.9 * 9.4 inch)			
Power module weight	12 kg (26.5 lb)			
Battery module dimension (W*D*H)	670 * 150 * 360 mm (26.4 * 5.9 * 14.0 inch)			
Battery module weight	50 kg (110.2 lb) ²			
Installation	Floor stand (standard), Wall mount (optional)			
Operating temperature	-20°C ~ + 55°C (-4°F ~ 131°F) ³			
Max. operating altitude	4,000 m (13,123 ft.) (Derating above 2,000 m)			
Environment	Outdoor / Indoor ⁴ (*Please refer to the user manual for installation condition)			
Relative humidity	5% ~ 95%			
Cooling	Natural convection			
Protection rating	IP 66			
Noise emission	<29 dB			
Cell technology	Lithium-iron phosphate (LiFePO4)			
Scalability	Max. 2 systems in parallel operation			
Compatible inverters	SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6KTL-L1, SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M0 ⁵ , SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M1			
Standard Compliance (more available upon request)				
Certificates	CE, RCM, CEC, VDE2510-50, IEC62619, IEC 60730, UN38.3			
Ordering and Deliverable Part				
Product ordering model ⁶	LUNA2000-5KW-CD, LUNA2000-5-E0, LUNA2000 Wall Mounting Bracket			

1. Test conditions: 100% depth of discharge (DoD), 0.2C rate charge & discharge at 25°C, at the beginning of life. If no PV modules are installed or the system has not detected sunlight for at least 24 hours, the minimum end of discharge SOC is 15%.

2. The weight of the battery module is subject to the actual product, with a tolerance of ±3%.

3. Refer to battery warranty letter for conditional application.

4. Improper storage system installation may compromise product warranty and operation safety. Please follow the user manual during the installation, use, and maintenance of the storage system.

5. Please contact local engineer for the compatibility between the SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-440 with the LUNA2000.

6. Storage system is ordered and delivered in the form of power module and battery module separately with corresponding quantity.

1. Test conditions: 100% depth of discharge (DoD), 0.2C rate charge & discharge at 25°C, at the beginning of life. If no PV modules are installed or the system has not detected sunlight for at least 24 hours, the minimum end of discharge SOC is 10%.
2. The weight of the battery module is subject to the actual product, with a tolerance of ±3%.
3. Refer to battery warranty letter for conditional application.
4. Improper storage system installation may compromise product warranty and operation safety. Please follow the user manual during the installation, use, and maintenance of the storage system.
5. Please contact local engineer for the compatibility between the SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6KTL-L1 and the LUNA2000.
6. Storage system is ordered and delivered in the form of power module and battery module separately with corresponding quantity.

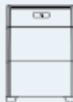
SOLAR.HUAWEI.COM/EU/

Fuente: Bricomart (2023).

Figura B.10: Ficha técnica del módulo DC/DC para las baterías de litio HV 5kWh LUNA2000 HUAWEI.

LUNA2000-5/10/15-S0

Technical Specification

	LUNA2000-5-S0	LUNA2000-10-S0	LUNA2000-15-S0
Technical Specification			

Performance			
Power module	LUNA2000-5KW-C0		
Number of power modules	1		
Battery module	LUNA2000-5-E0		
Battery module energy	5 kWh		
Number of battery Modules	1	2	3
Battery usable energy ¹	5 kWh	10 kWh	15 kWh
Max. output power	2.5 kW	5 kW	5 kW
Peak output power	3.5 kW, 10 s	7 kW, 10 s	7 kW, 10 s
Nominal voltage (single phase system)	450 V		
Operating voltage range (single phase system)	350 ~ 560 V		
Nominal voltage (three phase system)	600 V		
Operating voltage range (three phase system)	600 ~ 980 V		

Communication	
Display	SOC status indicator, LED indicator
Communication	RS485 / CAN (only for parallel operation)

General Specification			
Dimension (W*D*H)	670 * 150 * 600 mm (26.4 * 5.9 * 23.6 inch)	670 * 150 * 960 mm (26.4 * 5.9 * 37.8 inch)	670 * 150 * 1320 mm (26.4 * 5.9 * 60.0 inch)
Weight (Floor stand toolkit included)	63.8 kg (140.7 lb)	113.8 kg (250.9 lb)	163.8 kg (361.1 lb)
Power module dimension (W*D*H)	670 * 150 * 240 mm (26.4 * 5.9 * 9.4 inch)		
Power module weight	12 kg (26.5 lb)		
Battery module dimension (W*D*H)	670 * 150 * 360 mm (26.4 * 5.9 * 14.0 inch)		
Battery module weight	50 kg (110.2 lb)		
Installation	Floor stand (standard), Wall mount (optional)		
Operating temperature	-10°C ~ + 55°C (-4°F ~ 131°F) ²		
Max. operating altitude	4,000 m (13,123 ft.) (Derating above 2,000 m)		
Environment	Indoor / Outdoor		
Relative humidity	5% ~ 95%		
Cooling	Natural convection		
Protection rating	IP 66		
Noise emission	<29 dB		
Cell technology	Lithium-iron phosphate (LiFePO4)		
Scalability	Max. 2 systems in parallel operation		
Compatible inverters	SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6KTL-L1, SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M0 ⁵ , SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M1		

Standard Compliance (more available upon request)	
Certificates	CE, RCM, CEC, VDE2510-50, IEC62619, IEC 60730, UN38.3

Ordering and Deliverable Part	
Product ordering model ⁵	LUNA2000-5KW-C0, LUNA2000-5-E0, LUNA2000 Wall Mounting Bracket

1. Test conditions: 100% depth of discharge (DoD), 0.2C rate charge & discharge at 25°C.

2. Charge/discharge derating occurs when the operating temperature from -20°C to 5 °C & 45 °C to 55 °C.

3. Refer to battery warranty letter for conditional application.

4. Available in Q1, 2021.

5. Storage system is ordered and delivered in the form of power module and battery module separately with corresponding quantity.

Version No.:04-(20201006)

SOLAR.HUAWEI.COM/EU/

Fuente: Bricomart (2023).

Figura B.11: Ficha técnica del backup para las baterías de litio HV 5kWh LUNA2000 HUAWEI.

Backup Box



Simple

Automatic detection & switchover



Reliable

Provide Reliable backup power

Technical Specification	Backup Box-B0	Backup Box-B1
AC Output (On grid)		
Grid connection	Single Phase	Three Phase
Rated voltage	220 V / 230 V	380 V / 400 V
AC frequency	50Hz / 60Hz	
AC output voltage range	198 V ~ 253 V	342 V ~ 440 V
AC Output (Backup)		
Load connection	Single Phase	Single Phase
Rated voltage	220 V / 230 V	220 V / 230 V
AC frequency	50Hz / 60Hz	
Maximum apparent power	5,000 VA	3,300 VA
Maximum output current	22.7 A	15.2 A
Switchover time	< 3 s	
AC Input (Inverter)		
Rated voltage	220 V / 230 V	380 V / 400 V
AC frequency	50Hz / 60Hz	
Compatible inverter	SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6KTL-L1	SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M1
General Specification		
Operating temperature range	-20 °C to +45 °C (-4 °F to 113 °F)	
Relative humidity range	0 %RH - 100 %RH	
Dimensions (W * H * D)	400 x 350 x 130 mm (15.8 x 13.8 x 5.1 inch)	
Weight	11 kg	
Degree of protection	IP 65	

Fuente: Bricomart (2023).

Figura: B.12: Ficha técnica de la batería de litio 3,5kWh Pylontech US 3000C 48V.
Specification



Basic Parameters	US2000C	US3000C	Phantom-S
Nominal Voltage (V)	48	48	48
Nominal Capacity (Wh)	2400	3552	2400
Usable Capacity (Wh)	2280	3374.4	2200
Dimension (mm)	442*410*89	442*420*132	440*440*88.5
Weight (Kg)	24	32	24
Discharge Voltage (V)	44.5 ~ 53.5	44.5 ~ 53.5	44.5 ~ 53.5
Charge Voltage (V)	52.5 ~ 53.5	52.5~53.5	52.5~53.5
Charge / Discharge Current (A)	25(Recommend)	37 (Recommend)	25(Recommend)
	50 (Max)	74 (Max)	50 (Max)
	90 (Peak@15s)	90 (Peak@15s)	100 (Peak@15s)
Communication Port	RS485, CAN	RS485, CAN	RS485, CAN
Single string quantity(pcs)	16	16	8
Working Temperature/℃	0~50	0~50	0~50
Shelf Temperature/℃	-20~60	-20~60	-20~60
Humidity	5%~95%	5%~95%	5%~95%
Altitude (m)	<2000	<2000	<2000
Design life	15 ⁺ Years (25℃/77°F)	15 ⁺ Years (25℃/77°F)	15 ⁺ Years (25℃/77°F)
Cycle Life	>6000, 25℃	>6000, 25℃	>6000, 25℃
Authentication Level	IEC62619/CE /UN38.3	VDE2510-50/IEC62619/UL1973 UL9540A/CE/UN38.3	IEC62619/CE /UN38.3
Feature	Pre-Charge Dual-active protection Flexible current steps Dry contact wake up	Pre-Charge Dual-active protection Flexible current steps Dry contact wake up	

Fuente: Bricomart (2023).

Figura: B.13: Ficha técnica del inversor/cargador con regulador Smart Energy Controller SUN2000-3-10KTL-M1.

SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M1 (High Current Version)

Technical Specification

Technical Specification	SUN2000 -3KTL-M1	SUN2000 -4KTL-M1	SUN2000 -5KTL-M1	SUN2000 -6KTL-M1	SUN2000 -8KTL-M1	SUN2000 -10KTL-M1
Efficiency						
Max. efficiency	98.2%	98.3%	98.4%	98.6%	98.6%	98.6%
European weighted efficiency	96.7%	97.1%	97.5%	97.7%	98.0%	98.1%
Input (PV)						
Recommended max. PV power ¹	4,500 Wp	6,000 Wp	7,500 Wp	9,000 Wp	12,000 Wp	15,000 Wp
Max. input voltage ²	1,100 V					
Operating voltage range ³	140 V ~ 980 V					
Start-up voltage	200 V					
Rated input voltage	600 V					
Max. input current per MPPT	13.5 A					
Max. short-circuit current	19.5 A					
Number of MPP trackers	2					
Max. input number per MPP tracker	1					
Input (DC Battery)						
Compatible Battery	HUAWEI Smart String ESS 5kWh ~ 30kWh					
Operating voltage range	600 V ~ 980 V					
Max operating current	16.7 A					
Max charge Power	10,000 W					
Max discharge Power	3,300 W	4,400 W	5,500 W	6,600 W	8,800 W	10,000 W
Output (On Grid)						
Grid connection	Three-phase					
Rated output power	3,000 W	4,000 W	5,000 W	6,000 W	8,000 W	10,000 W
Max. apparent power	3,300 VA	4,400 VA	5,500 VA	6,600 VA	8,800 VA	11,000 VA ⁴
Rated output voltage	220 Vac / 380 Vac, 230 Vac / 400 Vac, 3W / N+PE					
Rated AC grid frequency	50 Hz / 60 Hz					
Max. output current	5.1 A	6.8 A	8.5 A	10.1 A	13.5 A	16.9 A
Adjustable power factor	0.8 leading ~ 0.8 lagging					
Max. total harmonic distortion	≤ 3 %					
Output (Off Grid)						
Backup Box	Backup Box ~ B1					
Maximum apparent power	3,000 VA	3,300 VA	3,300 VA	3,300 VA	3,300 VA	3,300 VA
Rated output voltage	220 V / 230 V					
Maximum output current	13.6 A	15 A	15 A	15 A	15 A	15 A
Power factor range	0.8 leading ~ 0.8 lagging					
Features & Protections						
Input-side disconnection device	Yes					
Anti-islanding protection	Yes					
DC reverse polarity protection	Yes					
Insulation monitoring	Yes					
DC surge protection	Yes, compatible with TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11					
AC surge protection	Yes, compatible with TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11					
Residual current monitoring	Yes					
AC overcurrent protection	Yes					
AC short-circuit protection	Yes					
AC overvoltage protection	Yes					
Arc fault protection	Yes					
Ripple receiver control	Yes					
Integrated PID recovery ⁵	Yes					
Battery reverse charging from grid	Yes					
General Data						
Operating temperature range	-25 ~ + 60 °C (-13 °F ~ 140 °F)					
Relative operating humidity	0 %RH ~ 100 %RH					
Max. operating altitude	4,000 m (13,123 ft.) (Derating above 2000 m)					
Cooling	Natural convection					
Display	LED Indicators; Integrated WLAN + FusionSolar App					
Communication	RS485; WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE; 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)					
Weight (incl. mounting bracket)	17 kg (37.5 lb)					
Dimension (incl. mounting bracket)	525 x 470 x 146.5 mm (20.7 x 18.5 x 5.8 inch)					
Degree of protection	IP65					
Nighttime Power Consumption	< 5.5 W ⁶					
Optimizer Compatibility						
DC MBUS compatible optimizer	SUN2000-450W-P					
Standard Compliance (more available upon request)						
Certificate	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2, IEC 62116					
Grid connection standards	G98, G99, EN 50438, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, AS 4777, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, TOR D4, NRS 097-2-1, IEC61727, IEC62116, DEWA					

Fuente: Bricomart (2023).

Figura: B.14: Ficha técnica del inversor/cargador con regulador PWM/MPPT integrado Axpert VM III 5000-48.



Voltronic Power

Advancing Power

VM III 5000-48

AXPERT VM III- OFF GRID INVERTER

Especificaciones

Modelo		Axpert VM III 1500-24	Axpert VM III 3000-24	Axpert VM III 5000-48
Potencia	Potencia nominal	1500VA / 1500W	3000VA / 3000W	5000VA / 5000W
Entrada inversor	Tensión	230VAC		
	Rango de tensión seleccionable	170-280 (Ordenadores) 90-280VAC (Consumos del hogar)		
	Frecuencia	50/60hz		
Salida inversor	Regulación de tensión AC (modo batería)	230VAC (±5%)		
	Potencia (pico)	3000VA	6000VA	10000VA
	Eficiencia (pico)	90% ~ 93%		
	Tiempo de transferencia	10ms (ordenadores) / 20ms (Consumos del hogar)		
	Tipo de onda	Onda sinusoidal pura		
Batería	Tensión de batería	24VDC	24VDC	48VDC
	Tensión de flotación	27VDC	27VDC	54VDC
	Desconexión por sobretensión	33VDC	33VDC	63VDC
Cargador Solar y AC	Tipo de cargador solar	MPPT	MPPT	MPPT
	Máx. tensión FV circuito abierto	400VDC	500VDC	500VDC
	Máxima potencia FV	2000W	4000W	5000W
	Rango de tensión operativa MPP	120~380 VDC	120~450VDC	120~450VDC
	Máx. corriente de carga FV	60A	80A	80A
	Máx. corriente de carga AC	40A	60A	60A
	Máx. corriente de carga	60A	80A	80A
Caract. mecánicas	Tamaño (Prof. x ancho x alto)	100x280x390mm	115x300x440mm	115x300x440mm
	Peso	8.5kgs	9kgs	10kgs
	Interfaz de comunicación	USB/RS232/RS485/Bluetooth/Dry-contact		
Caract. ambientales	Humedad	5% a 95% de humedad relativa (sin condensación)		
	Temperatura de funcionamiento	-10°C a 50°C		
	Temperatura de almacenaje	-15°C a 60°C		

Fuente: Bricomart (2023).

Figura B.15: Ficha técnica de la estructura Estructura Cubierta Tejas 6 Paneles Solares 02V.

R1-12/20

Ficha técnica

Soporte coplanar con salvatejas, cubierta teja.

02V

Perfil G1 Tornillería M8

Tornillo hexagonal M8

Tornillo cabeza de tornillo M8 para anclaje G1 - S02

Fijación S02

Min. 106

Máx. 138

72

28

236

40

SUNFER

- Soporte coplanar para anclaje a losa de hormigón y/o madera.
- Válido para teja mixta
- Válido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm
- No recomendado para viguetas de hormigón pretensado.
- Kits disponibles de 1 a 6 módulos.

Viento: Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)

Materiales: Perfilera de aluminio EN AW 6005A T6
Tornillería de acero inoxidable A2-70

Comprobar el buen estado y la capacidad portante de la cubierta antes de cualquier instalación.

Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada.

Dos opciones:

Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema Kit

2279x1150 **Kit** (Ver página 2)

Para módulos de hasta 2400x1350 - Sistema PS

2400x1350 **PS** (Ver página 3)

Carga de nieve: 40 kg/m²

Para la distancia de anclajes de los módulos consultar ficha técnica del módulo

Tipos de cubierta

Perfiles paralelos a la cumbrera

Perfiles perpendiculares a la cumbrera

Par de apriete:

Tornillo Presor	7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal	20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal	40 Nm
Tornillo M4.2/4.8 Hexagonal	6 Nm

Nota: Distribuir los módulos para que su colocación sea simétrica a lo largo del soporte y dejando los sobrantes en los extremos. Los presores no se deben apretar con máquinas de impacto.

Herramientas necesarias:

- 13
- 5
- 5
- 5

Seguridad:

- 5
- 5
- 5
- 5
- 5
- 5

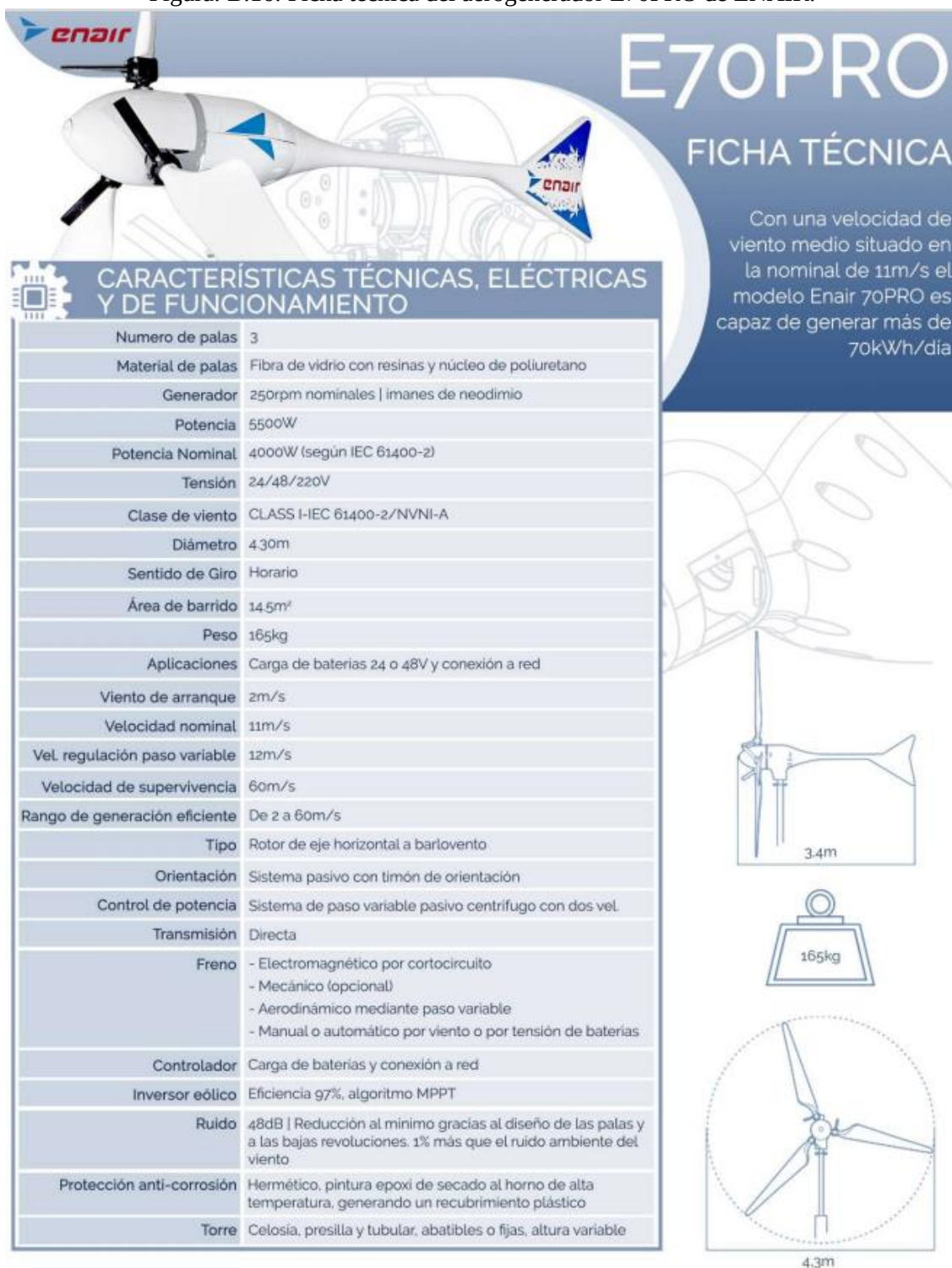
100% Reciclable

Marcado ES19/86524 CE

Reservado el derecho a efectuar modificaciones. Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

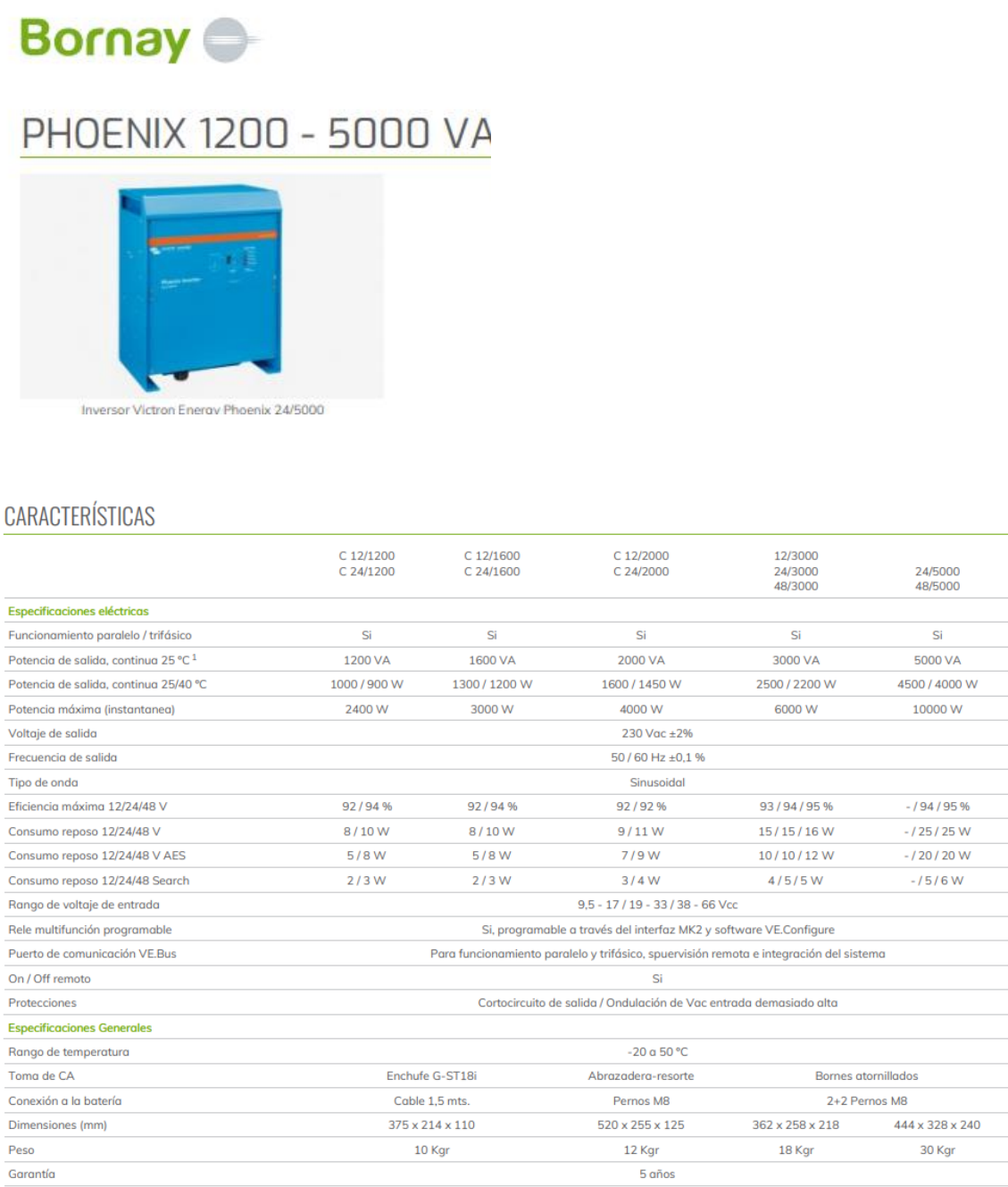
Fuente: AutoSolar (2023).

Figura: B.16: Ficha técnica del aerogenerador E70PRO de ENAIR.



Fuente: ENAIR (2023)

Figura B.17: Ficha técnica del inversor Victron Energy Phoenix 24/5000.



Fuente: Bornay (2023).

Figura B.18: Ficha técnica del controlador eólico ENAIR PRO-GRID.



Fuente: ENAIR (2023).

Figura B.19: Batería LiFePO4 de 12,8 V 300 Ah.



Batería LiFePO4 de 12,8 V 300 Ah

Especificaciones de la batería										
TENSIÓN Y CAPACIDAD	LFP-Smart 12,8/50	LFP-Smart 12,8/60	LFP-Smart 12,8/100	LFP-Smart 12,8/160	LFP-Smart 12,8/200	LFP-Smart 12,8/300	LFP-Smart 12,8/330	LFP-Smart 25,6/100	LFP-Smart 25,6/200	LFP-Smart 25,6/200-a
Tensión nominal	12,8 V	12,8 V	12,8 V	12,8 V	12,8 V	12,8 V	12,8 V	25,6 V	25,6 V	25,6 V
Capacidad nominal a 25 °C*	50 Ah	60 Ah	100 Ah	160 Ah	200 Ah	300 Ah	330 Ah	100 Ah	200 Ah	200 Ah
Capacidad nominal a 0 °C*	40 Ah	48 Ah	80 Ah	130 Ah	160 Ah	240 Ah	260 Ah	80 Ah	160 Ah	160 Ah
Capacidad nominal a -20 °C*	25 Ah	30 Ah	50 Ah	80 Ah	100 Ah	150 Ah	160 Ah	50 Ah	100 Ah	100 Ah
Capacidad nominal a 25 °C*	640 Wh	768 Wh	1280Wh	2048Wh	2560Wh	3840Wh	4220Wh	2560Wh	5120Wh	5120Wh
*Corriente de descarga ≤1C										
CANTIDAD DE CICLOS (capacidad ≥ 80 % del valor nominal)										
80 % de descarga	2500 ciclos									
70 % de descarga	3000 ciclos									
50 % de descarga	5000 ciclos									
DESCARGA										
Corriente de descarga máxima recomendada	100 A	120 A	200 A	320 A	400 A	600 A	400 A	200 A	400 A	400 A
Corriente de descarga continua recomendada	≤50 A	≤60 A	≤100 A	≤160 A	≤200 A	≤300 A	≤300 A	≤100 A	≤200 A	≤200 A
Tensión de final de descarga	11,2 V	11,2 V	11,2 V	11,2 V	11,2 V	11,2 V	11,2 V	22,4 V	22,4 V	22,4 V
Resistencia interna	2 mΩ	2 mΩ	0,8 mΩ	0,9 mΩ	0,8 mΩ	0,8 mΩ	0,8 mΩ	1,6 mΩ	1,5 mΩ	1,5 mΩ
CONDICIONES DE TRABAJO										
Temperatura de trabajo	Descarga: -20 °C a +50 °C					Carga: +5 °C a +50 °C				
Temperatura de almacenamiento	-45 °C – +70 °C									
Humedad (sin condensación):	Max. 95 %									
Clase de protección	IP 22									
CARGA										
Tensión de carga	Entre 14 V/28 V y 14,4 V/28,8 V (se recomienda 14,2 V/28,4 V)									
Tensión de flotación	13,5 V/27 V									
Corriente máxima de carga	100 A	120 A	200 A	320 A	400 A	600 A	400 A	200 A	400 A	400 A
Corriente de carga recomendada	≤30 A	≤30 A	≤50 A	≤80 A	≤100 A	≤150 A	≤150 A	≤50 A	≤100 A	≤100 A
OTROS										
Tiempo máx. de almacenamiento @ 25 °C*	1 año									
Conexión con el BMS.	Cable macho + hembra con conector circular M8, 50 cm de longitud									
Conexión eléctrica (inserciones roscadas)	M8	M8	M8	M8	M8	M10	M10	M8	M8	M8
Dimensiones (al x an x p) mm	199 x 188 x 147	239 x 286 x132	197 x 321 x 152	237 x 321 x 152	237 x 321 x 152	347 x 425 x 274	265 x 359 x 206	197 x 650 x 163	317 x 631 x 208	237 x 650 x 163
Peso	7 kg	12 kg	14 kg	18 kg	20 kg	51 kg	30 kg	28 kg	56 kg	39 kg
*Completamente cargada										

Fuente: AutoSolar (2023).

Anejo C. Análisis económico

C.1 Estimación económica de la solución solar

Los costes que se muestran en las tablas siguientes son los costes de los principales componentes de las instalaciones solares fotovoltaicas y de su instalación. Se considera una estimación porque a pesar de que muchos de ellos se conocen, otros son estimados, ya que no se podrán determinar de forma exacta hasta que no se realice la instalación. Sus valores se han obtenido a partir de trabajos similares, de los proveedores mencionados anteriormente y del software Generador de Precios CYPE ⁵⁵.

C.1.1 Estimación económica de la instalación en el caserío

Tabla C.1: Coste estimado de la instalación solar en el caserío.

Producto	Descripción	Coste unitario (€)	Unidades	Coste total (€)
Paneles fotovoltaicos	JAM66S30-500/MR	199,25	33+38=71	14 146,75
Inversor/cargador con regulador	Smart Energy Controller SUN2000-3-10KTL-M1	1 822	4	7 288
Batería	Batería litio 5kWh HUAWEI LUNA2000	2 577	6	15 462
Módulo de batería	Módulo DC/DC LUNA2000 HUAWEI	968	2	1 936
Backup de batería	Backup BOX-B1 trifásico LUNA HUAWEI	943	1	943
Instalación	Mano de obra de la instalación (incluye pruebas y puesta en marcha)			6 900
Total (€)				46 675,75

Fuente: Elaboración propia (2023).

⁵⁵ CYPE Ingenieros (2023)

C.1.2 Estimación económica de la instalación en el pozo

Tabla C.2: Coste estimado de la instalación solar en el pozo.

Producto	Descripción	Coste unitario (€)	Unidades	Coste total (€)
Paneles fotovoltaicos	LONGi LR4-60HPH 350-380M	149	6	894
Inversor/cargador con regulador	Inversores/cargadores con regulador PWM/MPPT integrado VM III 5000-48	616,95	1	616,95
Batería	Batería litio Pylontech US3000C	1 260,99	1	1 260,99
Electrobomba	Electrobomba sumergible para pozos de Ø 4” Serie ST Antiarena	170,81	1	170,81
Estructura	Estructura soporte de los paneles solares	720	1	720
Instalación	Mano de obra de la instalación (incluye pruebas y puesta en marcha)			580
Total (€)				4 242,75

Fuente: Elaboración propia (2023).

C.2 Estimación económica de la solución eólica

En este apartado se muestran los costes principales de la instalación eólica. Igual que en el apartado anterior, se trata de una aproximación porque se muestran solo los costes de los componentes principales. En este caso, solo se calculará la estimación económica de la instalación que se pretende llevar a cabo en la zona del pozo, puesto que en la zona del caserío se ha decidido que no se va a realizar una instalación eólica.

Los costes se han obtenido de proveedores como ENAIR (marca del aerogenerador), de AutoSolar y del software Generador de Precios CYPE.

Tabla C.3: Coste estimado de la instalación eólica en el pozo.

Producto	Descripción	Coste unitario (€)	Unidades	Coste total (€)
Aerogenerador	E70PRO ENAIR	11 500	1	11 500
Inversor	Victron Energy Phoenix 24/5000.	2 112,55	1	2 112,55
Regulador/Controlador	ENAIR PRO-GRID	1 200	1	1 200
Resistencia	Resistencias de 220V protección de regulador de red 5kw	325	1	325
Batería	Batería LiFePO4 de 12,8 V 300 Ah	1 434,53	2	2869,06
Electrobomba	Electrobombas sumergibles para pozos de Ø 4" Serie ST Antiarena	170,81	1	170,81
Torre	Torre octogonal, modelo E70PRO, buje a 30 metros con brida de acople	10 000	1	10 000
Instalación	Mano de obra de la instalación (incluye pruebas y puesta en marcha)			3 000
Total (€)				31 177,42€

Fuente: Elaboración propia (2023).

Bibliografía

- [1] Selectra.es. (2023). *Calcula tu consumo de energía: ¿Cuántos kWh consume mi casa?* Recuperado el 20 de enero de 2023, de <https://estimacion.selectra.es/>
- [2] SIGPAC (2005). Ministerio de Agricultura. <https://sigpac.mapama.gob.es/fega/visor/>
- [3] Maquinaria Grupo Nueve (23 de junio de 2021). *MGN Maquinaria Grupo Nueve*. Recuperado el 27 de diciembre de 2022 de <https://mgnfeedmills.com/es/productos/molinos-de-martillos>
- [4] ST 0526. (2021). EPS Solar. Recuperado el 22 de enero de 2023, de <https://epssolar.es/cuerpo-hidraulico-bombas-sumergidas/st-0526/>
- [5] Grupo Campeón (2023). *Motores Campeón*. Recuperado el 1 de febrero de 2023 de <https://www.campeongroup.es/es/>
- [6] *Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica*. Ministerio de Economía. 8 de noviembre de 2001.
- [7] Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía. (2011). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red* (p. 8).
- [8] Radiación solar. (s/f). Agenciaandaluzadelaenergia.es. Recuperado el 5 de junio de 2023, de <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/Radiacion/glosario.php>
- [9] Danish Wind Industry Association (18 de mayo de 2003). *Wind speed calculator*. Recuperado el 2 de marzo de 2023 de [Wind Speed calculator \(xn--drmstrre-64ad.dk\)](http://www.windpower.dk/Wind-Speed-Calculator)
- [10] *Directiva Europea según 1999/77/CE de la Comisión de 26 de Julio de 1999 que se traspone en España en la Orden Ministerial del 7 de diciembre del 2001*. Ministerio de la Presidencia. 7 de diciembre de 2001.
- [11] Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía. (2011). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red* (pp. 33-34).
- [12] SunEarthTools (2023). *Outils pour les consommateurs et les concepteurs de l'énergie solaire*. Recuperado el 10 de febrero de 2023 de [Medida de google map: Coordenadas latitud longitud, distancia, área, poliline, círculo \(sunearthtools.com\)](https://sunearthtools.com/)
- [13] Alonso, C. A. (13 de noviembre de 2022). *Energía Solar Fotovoltaica*.
- [14] Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía. (2011). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red* (pp. 28-30).
- [15] Imamzai, M., Aghaei, M., Hanum, Y. y Forouzanfar, M. (2012). *A Review on Comparison between Traditional Silicon Solar Cells and Thin-Film CdTe Solar Cells* (actas congreso graduados). Tenaga Nasional University, Kajang. Recuperado de https://www.researchgate.net/profile/Mohammadreza-Aghaei/publication/253327599_A_Review_on_Comparison_between_Traditional_Silicon_Solar_Cells_and_Thin-Film_CdTe_Solar_Cells/publication/253327599_A_Review_on_Comparison_between_Traditional_Silicon_Solar_Cells_and_Thin-Film_CdTe_Solar_Cells

[Film CdTe Solar Cells/links/0046351f7fa81e7b54000000/A-Review-on-Comparison-between-Traditional-Silicon-Solar-Cells-and-Thin-Film-CdTe-Solar-Cells.pdf](https://www.researchgate.net/publication/354000000/A-Review-on-Comparison-between-Traditional-Silicon-Solar-Cells-and-Thin-Film-CdTe-Solar-Cells/pdf)

[16] Díaz Corcobado, T. y Carmona, G. (2018). Componentes de una instalación solar fotovoltaica. En McGraw Hill, (Ed.), *Instalaciones solares fotovoltaicas*, pp. 7-30

[17] Guzmán Niño, C. A. (2017). *Análisis del impacto ambiental de diferentes tipos de paneles solares según los materiales utilizados y los componentes tóxicos generados*. Fundación Universidad de América.

[18] Feurer, T., Reinhard, P., Avancini, E., Bissig, B., Löckinger, J., Fuchs, P., Carron, R., Paul, T., Perrenoud, J., Stutterheim, S., Buecheler, S. y Tiwari, A. N. (2016). *Progress in thin film CIGS photovoltaics – Research and development, manufacturing, and applications*. Recuperado de <https://doi.org/10.1002/pip.2811>

[19] Optimization Modeling Projects. Material de Investigación Operativa. ICAI - Universidad Pontificia de Comillas. Recuperado de https://sifo.comillas.edu/pluginfile.php/3603317/mod_resource/content/2/Optimization_Modeling_Projects_2022_2023.pdf

[20] Selectra (23 de julio de 2019). *Tier 1 de placas solares: mejores fabricantes de paneles solares*. Recuperado el 20 de febrero de 2023 de <https://selectra.es/autoconsumo/info/componentes/placas-solares/tier1>

[21] AutoSolar (2023). *Paneles Solares*. Recuperado el 20 de febrero de 2023 de <https://autosolar.es/paneles-solares>

[22] Ferrero Baz, A. (2022). *Aprovechamiento energético de la Horadada de Pisuerga* (trabajo fin de grado). ICAI - Universidad Pontificia de Comillas, Madrid.

[23] AutoSolar (10 de julio de 2020). *Baterías Placas Solares*. Recuperado el 2 de enero de 2023 de <https://autosolar.es/baterias-placas-solares/tipos-baterias-solares>

[24] Abella, M. (2004). Master en energía renovable y mercado energético, “*Sistemas fotovoltaicos*”, CIEMAT, Madrid.

[25] Obramat (Bricomart) (2023). *El Almacén de la Construcción y la Reforma*. Recuperado el 21 de febrero de 2023 de <https://www.obramat.es/>

[26] Leroy Merlin (2023). *Paneles solares fotovoltaicos*. Recuperado el 22 de febrero de 2023 de [Panel solar LONGI 375W | Leroy Merlin](https://www.leroymerlin.es/panel-solar-longi-375w)

[27] *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica*. Ministerio para la Transición Ecológica. 6 de abril de 2019.

[28] *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*. Jefatura del Estado. 26 de diciembre de 2013.

[29] Junta de Castilla y León (marzo de 2021). *ENERGÍA Y MINERÍA en Castilla y León*. Obtenido de GUÍA INTERPRETATIVA DE APLICACIÓN DE LOS ASPECTOS URBANÍSTICOS AL AUTOCONSUMO.

- [30] *Ley 42/2007 de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad*. Jefatura del Estado. 14 de diciembre de 2007.
- [31] *Decreto 57/2015, de 10 de septiembre, por el que se declaran las zonas especiales de conservación y las zonas de especial protección para las aves, y se regula la planificación básica de gestión y conservación de la Red Natura 2000 en la Comunidad de Castilla y León*. Consejería de Fomento y Medio Ambiente. 14 de septiembre de 2015.
- [32] Castilla y León (ZEPA). (s/f). Gob.es. Recuperado el 6 de junio de 2023, de https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/espacios-protegidos/red-natura-2000/zepa_castillayleon.aspx
- [33] *RESOLUCIÓN de 5 de abril de 2000, de la Consejería de Medio Ambiente, por la que se hace público el Dictamen Medioambiental sobre el Plan Eólico de Castilla y León*. Documento Provincial de Ávila, Boletín Oficial de Castilla y León. 5 de abril de 2000.
- [34] *Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental*. Jefatura del Estado. 11 de diciembre de 2013.
- [35] Contreras, L. G. y Labriola, J. M. (2021). *Comparación de la performance de torres para aerogeneradores multi-MW de distintos materiales bajo cargas de viento extremo en el norte neuquino (tesis)*. Universidad Nacional del Comahue, Neuquén.
- [36] Aerogeneradores Enair, Minieólica eficiente y evolucionada. (s/f). Enair.es. Recuperado el 28 de marzo de 2023, de <https://www.enair.es/es/>
- [37] Tobías Salas, A. y Rubio Jiménez, C. A. (2017). Estado del arte de aerogeneradores de eje horizontal y vertical. *Jóvenes en la ciencia*. Recuperado de <http://repositorio.ugto.mx/bitstream/20.500.12059/4745/1/Estado%20del%20arte%20de%20aerogeneradores%20de%20eje%20horizontal%20y%20vertical.pdf>
- [38] Torres Para Aerogeneradores – Fabricantes de Torres para Aerogeneradores, Torres para Aerogeneradores Aeolos. (s/f). Windturbinestar.com. Recuperado el 30 de marzo de 2023, de <https://www.windturbinestar.com/los-tipos-de-torre.html>
- [39] Energética Futura (9 de enero de 2010). *¿Cuánta energía se puede sacar del viento? Límite de Betz*. Recuperado el 2 de abril de 2023 de <https://energeticafutura.com/blog/cuanta-energia-se-puede-sacar-del-viento-limite-de-betz/>
- [40] Oñate Males, B. A. (2020). *ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BASE A LA VELOCIDAD DE VIENTO REGISTRADO EN LA ESTACIÓN METEOROLÓGICA UBICADA EN EL CAMPUS SUR DE LA SEDE QUITO DE LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA* (trabajo fin de grado). Universidad Politécnica Salesiana, Quito.
- [41] *Decreto-ley 16/2019, de 26 de noviembre, de medidas urgentes para la emergencia climática y el impulso a las energías renovables*. BOE. 14 de enero de 2020.
- [42] *Real Decreto 477/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al*

almacenamiento, con fuentes de energía renovable, así como a la implantación de sistemas térmicos renovables en el sector residencial, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. 30 de junio de 2021

[43] Junta de Castilla y León (10 de marzo de 2009). Subvenciones al Autoconsumo/Almacenamiento. Fotovoltaica y Eólica. Jcyl.es. Recuperado el 10 de abril de 2023 de <https://www.tramitacastillayleon.jcyl.es/web/jcyl/AdministracionElectronica/es/Plantilla100Detalle/1251181050732/Ayuda012/1285096261830/Propuesta>

[44] HelioEsfera. (17 de febrero de 2021). Comprobación de los parámetros eléctricos del inversor. HelioEsfera. Recuperado el 15 de abril de 2023 de <https://www.helioesfera.com/comprobacion-de-los-parametros-electricos-del-inversor/>

[45] Estado. (23 de marzo de 2023). Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC.

[46] Solarmat (24 de junio de 2016). *Cómo conectar inversores solares híbridos en paralelo paso a paso*. Recuperado el 20 de mayo de 2023 de <https://www.solarmat.es/blog/inversores-solares-hibridos-en-paralelo-paso-a-paso/>

[47] Alonso, J. A. (18 de febrero de 2019). SUNFIELDS. Recuperado el 20 de mayo de 2023 de <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/puesta-a-tierra-de-instalaciones-con-placas-solares/#:~:text=El%20sistema%20debe%20ponerse%20a,inversores%20se%20volvies e%20poco%20fiable>

[48] Hurtado, J. I. (7 de febrero de 2023). Análisis de viabilidad económica de proyectos. Recuperado el 24 de mayo de 2023 de https://sifo.comillas.edu/pluginfile.php/3891821/mod_resource/content/0/Viabilidad%20economica%20TRANSPAS%202022_23.pdf

[49] Linares Hurtado, J.I. (7 de febrero de 2023). Viabilidad económica [archivo de vídeo]. Moodle Comillas. Recuperado de https://tv.comillas.edu/media/Conferencia+TFG++07+02+2023/1_z0te823p

[50] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico el Reto Demográfico (marzo de 2022). Guía para la elaboración de estudios de impacto ambiental de proyectos de plantas solares fotovoltaicas y sus infraestructuras de evacuación.

[51] Organización de las Naciones Unidas (25 de septiembre de 2015). *Objetivos de Desarrollo Sostenible*. Recuperado el 14 de enero de 2023 de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>

[52] Introducción —. (s/f). Google Earth. Recuperado el 2 de febrero de 2023, de <https://www.google.com/intl/es/earth/>

[53] Mapas topográficos. (s/f). Mapas topográficos. Recuperado el 6 de junio de 2023, de <https://es-es.topographic-map.com/>

[54] Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía. (2011). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red* (p. 40).

[55] Generador de precios de la construcción. España. CYPE Ingenieros, S.A. (s/f). Generadordeprecios.info. Recuperado el 30 de mayo de 2023 de <http://www.generadordeprecios.info/>