

# **MEMORIA**

## ÍNDICE

<b>1 ANTECEDENTES.....</b>	<b>1</b>
<b>2 OBJETO DEL PROYECTO .....</b>	<b>2</b>
<b>3 AGENTES.....</b>	<b>2</b>
3.1 PROMOTOR.....	2
3.2 CONSULTORA .....	3
<b>4 SITUACIÓN ACTUAL DE LA ZONA REGABLE Y JUSTIFICACIÓN DE LAS ACTUACIONES PROYECTADAS .....</b>	<b>4</b>
<b>5 ESTUDIO DE ALTERNATIVAS Y SOLUCIÓN ADOPTADA .....</b>	<b>9</b>
5.1 DEFINICIÓN DE ALTERNATIVAS .....	9
5.2 EXAMEN MULTICRITERIO DE LAS ALTERNATIVAS .....	15
5.3 JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA .....	20
5.4 DESARROLLO DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA.....	21
5.5 COMPARACIÓN DE LA SITUACIÓN DE LA ZONA REGABLE TRAS LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO FRENTE A LA ACTUAL .....	22
<b>6 LOCALIZACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL MEDIO FÍSICO .....</b>	<b>22</b>
6.1 LOCALIZACIÓN.....	22
6.2 CLIMATOLOGÍA .....	23
6.3 EDAFOLOGÍA Y LITOLOGÍA .....	24
6.4 HIDROLOGÍA .....	25
6.4.1 Aguas superficiales.....	25
6.4.2 Aguas subterráneas.....	25
6.5 GEOLOGÍA Y GEOMORFOLOGÍA .....	26
<b>7 INGENIERÍA DEL PROYECTO.....</b>	<b>29</b>
7.1 ESTUDIO GEOTÉCNICO .....	29
7.1.1 Resultados estudio geotécnico en el Sector VIII.1.....	29
7.1.2 Resultados calicatas en el Sector IX-X .....	33
7.2 ESTUDIO ARQUEOLÓGICO.....	34
7.3 CARTOGRAFÍA Y TOPOGRAFÍA.....	36
7.3.1 Levantamientos topográficos de detalle .....	36
7.3.2 Procedimiento de toma de datos.....	37
7.3.3 Trabajo de gabinete.....	37
7.3.4 Puntos de apoyo o bases de replanteo .....	38
7.4 SUPERFICIE OBJETO DEL PROYECTO .....	38

7.5	INGENIERÍA DE DISEÑO. CONDICIONANTES Y CRITERIOS DE DISEÑO .....	38
7.5.1	Consumo energético actual .....	39
7.5.2	Prediseño de la potencia a instalar en los campos fotovoltaicos .....	41
7.5.3	Cálculo de la producción energética .....	42
7.5.4	Estimación de la producción mensual y anual .....	52
<b>8</b>	<b>DESCRIPCIÓN DE LAS ACTUACIONES PROYECTADAS.....</b>	<b>54</b>
8.1	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DEL SECTOR VIII.1 .....	55
8.1.1	Adecuación de la parcela .....	56
8.1.2	Soportes prefabricados de hormigón .....	56
8.1.3	Módulos fotovoltaicos .....	58
8.1.4	Inversores .....	59
8.1.5	Cableado .....	61
8.1.6	Protecciones .....	62
8.1.7	Puesta a tierra .....	66
8.1.8	Punto de conexión a la red .....	68
8.1.9	Infraestructura de conexión: centro de transformación y LMT evacuación.....	68
8.2	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DEL SECTOR IX-X.....	69
8.2.1	Adecuación de los accesos a la balsa y zona de centros de transformación .....	70
8.2.2	Soportes prefabricados flotantes .....	71
8.2.3	Módulos fotovoltaicos .....	78
8.2.4	Inversores .....	79
8.2.5	Cableado .....	80
8.2.6	Protecciones .....	82
8.2.7	Puesta a tierra .....	85
8.2.8	Punto de conexión a la red .....	86
8.2.9	Infraestructura de conexión: centros de transformación y LMT de evacuación....	87
8.2.10	Reposición de servicios afectados .....	88
8.3	SERVICIOS AUXILIARES .....	91
8.4	SISTEMA DE MONITORIZACIÓN Y CONTROL .....	91
8.4.1	Monitorización de inversores .....	94
8.4.2	Router .....	97
8.4.3	Estudio de coberturas para el sistema de comunicaciones propuesto .....	97
8.4.4	Switches .....	97
8.4.5	Sensor de radiación .....	98
8.4.6	Sensor de temperatura .....	98
8.4.7	Sistema antivertido (Inyección 0) .....	99
8.4.8	Actuaciones proyectadas en el Sector VIII.1.....	101
8.4.9	Actuaciones proyectadas en el Sector IX-X.....	102

8.4.10	<i>Comunicaciones</i> .....	103
8.5	SISTEMA DE SEGURIDAD Y VIDEOVIGILANCIA .....	105
8.6	ACCESOS A LAS OBRAS, DESVIOS DE TRÁFICO Y ZONA DE ACOPIOS. ....	106
8.6.1	<i>Accesos obras Sector VIII-1</i> .....	107
8.6.2	<i>Accesos obras Sector IX-X</i> .....	108
8.7	MEDIDAS AMBIENTALES DE INTEGRACIÓN EN EL PRTR .....	110
8.7.1	<i>Divulgación y formación en Buenas Prácticas Agrícolas</i> .....	110
8.7.2	<i>Estructuras vegetales en alineación</i> .....	112
8.7.3	<i>Incremento de disponibilidad de espacios para nidificación de aves</i> .....	114
8.7.4	<i>Charca para anfibios</i> .....	116
8.8	ESTUDIO ESPECÍFICO DE ACCIONES SÍSMICAS .....	119
<b>9</b>	<b>AHORRO DE ENERGÍA</b> .....	<b>119</b>
<b>10</b>	<b>REQUISITOS ADMINISTRATIVOS</b> .....	<b>123</b>
10.1	MARCO NORMATIVO .....	123
10.2	ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD .....	127
10.3	APLICACIÓN DE LA LEY 21/2013 DE EVALUACIÓN AMBIENTAL.....	127
10.4	PLIEGO DE PRESCRIPCIONES TÉCNICAS PARTICULARES .....	129
10.5	OCUPACIÓN Y DISPONIBILIDAD DE LOS TERRENOS: EXPROPIACIONES.....	129
10.6	SERVICIOS AFECTADOS, REPOSICIONES, PERMISOS Y LICENCIAS .....	130
10.7	GESTIÓN DE RESIDUOS.....	132
10.8	CLASIFICACION DEL CONTRATISTA Y FÓRMULA DE REVISIÓN DE PRECIOS 133	
10.9	PLAZO DE EJECUCIÓN, PLAN DE OBRA Y PERIODO DE GARANTÍA, .....	134
10.10	PROGRAMA DE CONTROL DE CALIDAD .....	134
10.11	MANIFESTACIÓN DE OBRA COMPLETA .....	134
<b>11</b>	<b>DOCUMENTOS QUE INTEGRAN EL PROYECTO</b> .....	<b>135</b>
<b>12</b>	<b>PRESUPUESTO</b> .....	<b>136</b>
<b>13</b>	<b>PRESUPUESTO PARA CONOCIMIENTO DE LA ADMINISTRACIÓN</b> .....	<b>138</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Sectores Zona Regable Canal de Zújar. ....	5
<b>Tabla 2.</b> Cultivos actuales (% respecto a superficie).....	7
<b>Tabla 3.</b> Consumo de energía medio anual 2016-2020 Sector VIII.1 .....	8
<b>Tabla 4.</b> Consumo de energía medio anual 2016-2020 Sector IX-X.....	8
<b>Tabla 5.</b> Ahorro de energía por autoproducción fotovoltaica. Alternativa 1. Sector VIII.1.....	16
<b>Tabla 6.</b> Ahorro de energía por autoproducción fotovoltaica. Alternativa 1. Sector IX-X.....	17
<b>Tabla 7.</b> Ahorro de energía por autoproducción fotovoltaica. Alternativa 2. Sector VIII.1.....	18
<b>Tabla 8.</b> Ahorro de energía por autoproducción fotovoltaica. Alternativa 2. Sector IX-X.....	20
<b>Tabla 9.</b> Trabajos topográficos de detalle.....	37
<b>Tabla 10.</b> Puntos de apoyo .....	38
<b>Tabla 11.</b> Datos del suministro eléctrico del Sector VIII.1 .....	39
<b>Tabla 12.</b> Datos del suministro eléctrico del Sector IX-X .....	39
<b>Tabla 13.</b> Consumo de energía medio anual 2016-2020 Sector VIII.1 .....	40
<b>Tabla 14.</b> Consumo de energía medio anual 2016-2020 Sector IX-X.....	40
<b>Tabla 15.</b> Temperaturas máximas estimas.....	50
<b>Tabla 16.</b> Pérdida de potencia por mes.....	50
<b>Tabla 17.</b> Resumen pérdidas consideradas .....	51
<b>Tabla 18.</b> Datos de producción de energía Sector VIII.1.....	53
<b>Tabla 19.</b> Datos de producción de energía Sector IX-X.....	53
<b>Tabla 20.</b> Características técnicas de los paneles proyectados (I) .....	59
<b>Tabla 21.</b> Características técnicas de los paneles proyectados (II) .....	79
<b>Tabla 22.</b> Configuración de las dos islas en cuanto a módulos fotovoltaicos e inversores .....	80
<b>Tabla 23.</b> Número de plantas necesarias en alineación.....	114
<b>Tabla 24.</b> Datos de autoconsumo de energía Sector VIII.1.....	120
<b>Tabla 25.</b> Datos de autoconsumo de energía Sector IX-X.....	121
<b>Tabla 26.</b> Autoconsumo de energía total.....	121
<b>Tabla 27.</b> estimación de la reducción de las emisiones de CO <sub>2</sub> equivalente .....	122
<b>Tabla 28.</b> Parcelas catastrales C.R. Canal del Zújar.....	130

<b>Tabla 29.</b> Parcelas catastrales propiedad de la Confederación Hidrográfica del Guadiana ....	130
<b>Tabla 30.</b> Resumen presupuesto .....	137

## **ÍNDICE DE FIGURAS**

<b>Figura 1.</b> Ubicación de la Zona Regable del Canal del Zújar .....	4
<b>Figura 2.</b> Características expediente concesional.....	7
<b>Figura 3.</b> Distribución módulos fotovoltaicos Sector VIII.1 Alternativa 1 .....	10
<b>Figura 4.</b> Distribución módulos fotovoltaicos Sector IX-X Alternativa 1 .....	11
<b>Figura 5.</b> Trazado línea eléctrica para evacuación de energía Sector IX-X Alternativa 1 .....	12
<b>Figura 6.</b> Distribución módulos fotovoltaicos Sector VIII.1 Alternativa 2 (Indicándose en azul los módulos de la fase 2 y en gris los de la fase 1) .....	13
<b>Figura 7.</b> Distribución módulos fotovoltaicos Sector IX-X Alternativa 2 .....	14
<b>Figura 8.</b> Trazado línea eléctrica para evacuación de energía Sector IX-X Alternativa 2 .....	14
<b>Figura 9.</b> Ubicación del proyecto .....	23
<b>Figura 10.</b> Mapa edafológico de la zona de estudio Sector VIII.1 y Sector IX-X .....	24
<b>Figura 11.</b> Masas de agua subterránea cercanas al Sector VIII.1 y al Sector IX-X.....	26
<b>Figura 12.</b> Mapa estratificación Sector VIII.1 en el T.M. de Guareña .....	27
<b>Figura 13.</b> Mapa estratificación Sector IX-X en el T.M. de Villagonzalo .....	27
<b>Figura 14.</b> Mapa geológico Sector VIII.1 en el T.M. de Guareña.....	28
<b>Figura 15.</b> Mapa geológico Sector IX-X en el T.M. de Villagonzalo.....	28
<b>Figura 16.</b> Ensayos de agresividad química .....	31
<b>Figura 17.</b> Expansividad del terreno.....	32
<b>Figura 18.</b> Ubicación de calicatas en Sector IX-X.....	33
<b>Figura 19.</b> Cálculo geométrico de la distancia entre filas de módulos .....	45
<b>Figura 20.</b> Disposición de paneles solares en el Sector VIII.1 .....	45
<b>Figura 21.</b> Disposición de paneles solares en el Sector IX-X .....	46
<b>Figura 22.</b> Disposición de placa solar sobre soportes prefabricados.....	57
<b>Figura 23.</b> Dimensiones soporte prefabricado .....	57
<b>Figura 24.</b> Esquema de distribución tipo IT .....	67
<b>Figura 25.</b> Esquema de distribución tipo TT.....	67

---

<b>Figura 26.</b> Unidad flotante, flotador principal y secundario.....	72
<b>Figura 27.</b> Disposición de paneles solares en el Sector IX-X .....	72
<b>Figura 28.</b> Cargas verticales.....	73
<b>Figura 29.</b> Anclaje a fondo.....	74
<b>Figura 30.</b> Anclaje a fondo - Detalle .....	74
<b>Figura 31.</b> Sistema de amarre con barras.....	75
<b>Figura 32.</b> Sistema de amarre elástico.....	76
<b>Figura 33.</b> Geometría exterior del Pantalán de 1680 x 510 mm .....	77
<b>Figura 34.</b> Afección nº 1 .....	89
<b>Figura 35.</b> Afección nº 2 .....	90
<b>Figura 36.</b> Afección nº 3 .....	90
<b>Figura 37.</b> Esquema de sistema de monitorización existente en Sector VIII.1 y VIII.2.....	94
<b>Figura 38.</b> Topología de conexión tipo. Red en forma de estrella de fibra o Ethernet.....	95
<b>Figura 39.</b> Topología de conexión tipo. Conexión en red 4G.....	96
<b>Figura 40.</b> Esquema de sistema final de monitorización del Sector VIII.1 .....	102
<b>Figura 41.</b> Esquema de sistema final de monitorización del Sector IX-X .....	103
<b>Figura 42.</b> Acceso a parcela Sector VIII-1.....	107
<b>Figura 43.</b> Acceso 1 a estación de bombeo .....	108
<b>Figura 44.</b> Interior Acceso 2 a estación de bombeo.....	108
<b>Figura 45.</b> Camino acceso balsa de regulación 6 .....	109
<b>Figura 46.</b> Paso sobre canal para acceso 3 zona este campo fotovoltaico.....	109
<b>Figura 47.</b> Camino acceso 4 zona oeste campo fotovoltaico.....	110
<b>Figura 48.</b> Distribución arbustos.....	113

## **1 ANTECEDENTES**

La Comunidad de Regantes Canal del Zújar solicitó un proyecto de modernización de regadíos para ser incluida en el «Plan para la mejora de la eficiencia y la sostenibilidad en regadíos» enmarcado dentro del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia de la Economía Española».

El día 15 de julio de 2021 se publica en el BOE num. 168, la resolución de 2 de julio de 2021, de la Dirección General de Desarrollo Rural, Innovación y Formación Agroalimentaria, por la que se publica el Convenio con la Sociedad Mercantil Estatal de Infraestructuras Agrarias, SA, en relación con las obras de modernización de regadíos del «Plan para la mejora de la eficiencia y la sostenibilidad en regadíos» incluido en el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, estando esta comunidad de regantes entre los beneficiarios.

Las actuaciones incluidas en el presente proyecto están enmarcadas dentro del Anexo I del Convenio firmado el 25 de junio de 2021/21 de julio de 2022 entre el Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación y la Sociedad Mercantil Estatal de Infraestructuras Agrarias, S.A., en relación con las obras de modernización de regadíos del “Plan para la mejora de la eficiencia y la sostenibilidad en regadíos” incluido en el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, Fase I/Fase II, o en sus correspondientes adendas.

El Plan para la mejora de la eficiencia y la sostenibilidad en regadíos (Inversión C3.I1 del PRTR) cuenta con una dotación de 563.000.000 € a cargo del Mecanismo de Recuperación y Resiliencia, para inversiones en modernización de regadíos sostenibles, con el objetivo de fomentar el ahorro del agua y la mejora de la eficiencia y la sostenibilidad energética en los regadíos españoles.

En los anexos del proyecto se incluye la información que determina el encaje en los objetivos del Plan, así como la información necesaria para verificar el cumplimiento de los requisitos establecidos en el Mecanismo de Recuperación y Resiliencia. En este sentido, en el artículo 17 del Reglamento 2020/852 del Parlamento Europeo y del Consejo de 18 de junio de 2020 relativo al establecimiento de un marco para facilitar las inversiones sostenibles y por el que se modifica el Reglamento (UE) 2019/2088, se establece la necesidad de cumplir el principio de no causar un perjuicio significativo (DNSH) a los objetivos medioambientales recogidos en el artículo 9 del citado Reglamento.”

En el artículo 111 del Capítulo IV de la Ley 62/2003 de 30 de diciembre de medidas fiscales, administrativas y de orden social se declaró de interés general las obras de “Mejora y modernización de regadíos en la Comunidad de Regantes del Canal del Zújar”.



Se redacta el presente proyecto de “Modernización energética a través de solar fotovoltaica en la zona regable del Zújar (Badajoz)” para la mejora de la eficiencia energética y la sostenibilidad de las instalaciones de riego de la Comunidad de Regantes Canal del Zújar, por encargo de la Junta de Gobierno de la citada Comunidad de Regantes (realizado en octubre de 2021).

## **2 OBJETO DEL PROYECTO**

El objeto del proyecto de “Modernización energética a través de solar fotovoltaica en la zona regable del Zújar (Badajoz)” es buscar la mejora de la eficiencia energética, disminuir la dependencia energética de las energías convencionales y la sostenibilidad ambiental y económica de las instalaciones de riego de la Comunidad de Regantes Canal del Zújar, planteándose actuaciones de autoproducción de energía fotovoltaica.

El sistema de riego en la comunidad es a la demanda por lo que se tienen contratados los 6 periodos tarifarios (desde P1 a P6) consumiendo energía en todos ellos y recibiendo penalizaciones por exceso de potencia en los meses de verano, ya que tiene ajustado el contrato de potencia. En cualquier caso, el consumo de energía es muy elevado, lo que se traduce en uno altos costes económicos.

Por tanto, se plantea un proyecto orientado a la disminución del consumo de energía convencional procedente de la red mediante la autoproducción de energía renovable fotovoltaica (autoconsumo sin excedentes) buscando el máximo ahorro energético, que al mismo tiempo redundará directamente en la sostenibilidad del regadío tanto desde el punto de vista ambiental (reducción de consumo de energía y de emisión de CO<sub>2</sub>) como del económico (por bajar los costes de explotación).

## **3 AGENTES**

### **3.1 PROMOTOR**

El promotor del presente proyecto es la Sociedad Mercantil Estatal de Infraestructuras Agrarias, SEIASA, que pertenece al grupo Patrimonio del Estado (Ministerio de Hacienda y Función Pública) y es empresa instrumental del Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, dependiente de la Dirección General de Desarrollo Rural, Innovación y Política Forestal.

Promotor: Sociedad Mercantil Estatal de Infraestructuras Agrarias, SA (SEIASA)

Domicilio: c/ José Abascal, nº4, 6.ª planta, MADRID (28003-Madrid)

CIF: A-82535303

El beneficiario de las actuaciones es la Comunidad de Regantes Canal del Zujar (Badajoz).

Beneficiario: Comunidad de Regantes Canal del Zujar

Domicilio: C/La Zafrilla, s/n Pol. Ind. San Isidro, aptdo 307, DON BENITO (06400-Badajoz)

CIF: G-06146237

### **3.2 CONSULTORA**

El encargo se realiza a la empresa AGRIMENSUR CONSULTING S.L., con C.I.F. B-14.609.564 y domicilio en c/ Marie Curie, Local 3 y 4 del Edificio Amatista, de Córdoba, actuando a petición de ésta D. Antonio Romero López, Ingeniero Agrónomo cdo 1503 del Colegio Oficial de Ingenieros Agrónomos de Andalucía

El técnico que suscribe, Antonio Romero López, Ingeniero Agrónomo colegiado nº 1503 del Colegio Oficial de Ingenieros Agrónomos de Andalucía, a tenor de la experiencia previa en la legalización de instalación de producción de energía eléctrica solar fotovoltaica de autoconsumo sin excedentes para la estación de bombeo del Sector VIII.1, potencia 624 kWp, centro de transformación 1000 kVA, relación transformación 6000//800 V y línea subterránea de MT a 6 kV de potencia 2,70 MW, en las parcelas 48 y 49 del polígono 513 de Guareña (Badajoz), para la Comunidad de regantes del Zújar, con resolución de autorización administrativa de construcción, fecha 16/09/2022, otorgada por la Dirección General de Industria, Energía y Minas, de la Consejería para la transición ecológica y sostenibilidad de la Junta de Extremadura, se considera técnico competente habilitado ante la Administración competente para suscribir las instalaciones eléctricas que involucren tensiones de utilización superiores a 1 kV.

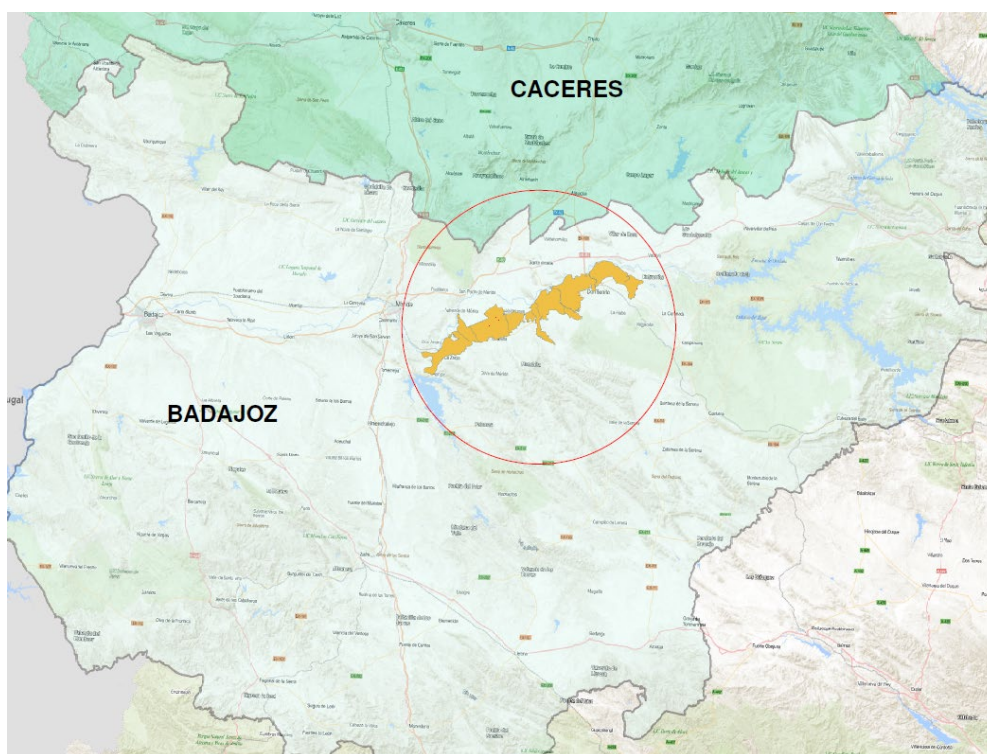
También como director de obra ha tramitado la autorización administrativa de explotación de la otorgada por la Dirección General de Industria, Energía y Minas, de la Consejería para la transición ecológica y sostenibilidad de la Junta de Extremadura, para la planta solar fotovoltaica de autoconsumo sin excedentes para la estación de bombeo del Sector VIII.2, potencia 630 kWp, centro de transformación 1000 kVA, relación transformación 6000//800 V y línea subterránea de MT a 6 kV.

En el Apéndice 2 del Anejo nº 8 "Cálculo de instalaciones eléctricas" se adjunta certificado del Colegio Oficial de Ingenieros Agrónomos acreditando la competencia.

#### **4 SITUACIÓN ACTUAL DE LA ZONA REGABLE Y JUSTIFICACIÓN DE LAS ACTUACIONES PROYECTADAS**

La comunidad de regantes Canal del Zújar, abarca los términos municipales de Villanueva de la Serena, Don Benito, Mengabril, Medellín, Valdetorres, Guareña, Oliva de Mérida, Villagonzalo, La Zarza y Alange, regando 20.681 hectáreas presurizadas con un total de 7.032 comuneros.

La zona regable del canal del Zújar, incluida en las Vegas Altas del Plan Badajoz, está ubicada en la margen izquierda de los ríos Zújar y Guadiana, sus límites de una forma esquemática, pueden determinarse con una línea formada por el Canal del Zújar, ríos Matachel, Guadiana y Zújar.



**Figura 1.** Ubicación de la Zona Regable del Canal del Zújar

La comunidad de regantes cuenta con una red de riego completamente presurizada con sistemas de riego por goteo y aspersión.

La Comunidad de Regantes dispone de 10 estaciones elevadoras que toman el agua del Canal del Zújar y ponen en carga la red de riego.

A continuación, se resume la localización geográfica y la superficie de cada uno de los sectores de riego que se divide la zona regable de la Comunidad de Regantes Canal del Zújar:

**Tabla 1.** Sectores Zona Regable Canal de Zújar.

SECTOR	TÉRMINO MUNICIPAL	LÍMITE NORTE	LÍMITE SUR	LÍMITE ESTE	LÍMITE OESTE	SUPERFICIE (Has)
I	Villanueva de la Serena	Río Zújar	Canal Zújar	Río Zújar	Arroyo Molar	1.028
II	Villanueva de la Serena y Don Benito	Río Zújar y Guadiana	Canal Zújar	Arroyo Molar (s.I)	Arroyo del Campo (s.III-IV)	2.691
III-IV	Don Benito y Medellín	Río Guadiana y Arroyo del Campo (s.II)	Canal Zújar	Arroyo del Campo (s.II)	Río Ortigas (s.V-1 y V-2)	3.831
V-1	Medellín y Mengabril	Río Guadiana	Canal Zújar y V-3	Río Ortigas (s.III-IV y V-2)	Río Guadiana y V-3	2.430
V-2	Don Benito y Mengabril	Río Ortigas (s.III-IV)	Canal Zújar	Río Ortigas	s.V-1	461
V-3	Don Benito y Mengabril	Río Guadiana y s.V-1	Río Guadámex	s.V-1 y Canal de Zújar	Río Guadámex (s.VII)	1.060
VII	Valdetorres y Guareña	Ríos Guadiana y Guadámex	Canal Zújar	Río Guadámex (s.V-3)	Arroyo Chaparral	1.323
VIII-1	Valdetorres y Guareña	T.M Valdetorres y FF.CC. Madrid Badajoz	C-423 (Don Benito-Guareña)	Arroyo Chaparral	s. VIII-2	3.674
VIII-2	Villagonzalo y Guareña	T.M Villagonzalo y FF.CC. Madrid Badajoz	Arroyo Caballo	s.VIII-1	Río Guadiana	1.120
IX-X	Villagonzalo, Alange, La Zarza y Oliva de Mérida.	Arroyo Caballo.	Carretera Villagonzalo - Alange.	Carretera Villagonzalo - Alange.	Ríos Matachel y Guadiana.	3.073

El canal puede conducir en su primer tramo un caudal máximo de 27 m<sup>3</sup>/s y siendo la pendiente general próxima a 0,0002. La sección es revestida de hormigón en masa, de tipo semicircular variando sus dimensiones y por tanto los caudales circulantes a lo largo de las 7 secciones que componen su trazado de 95 kilómetros.

El primer tramo de canal, cuenta con tres balsas de regulación situadas en los puntos kilométricos 22+340, 25+670 y 26+210 con una superficie en planta de 38, 30 y 21 ha respectivamente, y con dos grupos de compuertas mixtas de sector situadas en los puntos kilométricos 22+570 y 26+410

que regulan: el primero la primera balsa y el segundo grupo las otras dos.

El segundo tramo o de riego cuenta con otras tres balsas de regulación en los P. K. 67+860, 74+390 y 90+687 con una superficie en planta de 12,19 y 9 ha respectivamente. Asociadas a estas balsas, para regulación de las mismas, existen tres grupos de compuertas mixtas de sector situadas en los P.K. 67+992, 74+480 y 91+438. En este tramo existen además otros grupos de compuertas motorizadas de sector que situados en los P.K. 31+516, 38+031, 48+524, 58+445 y 63+081 están asociados a estaciones elevadoras de los sectores de riego.

Las estaciones de bombeo de los sectores VIII.1 y IX-X serán las afectadas por las obras de modernización energética de este proyecto.

Desde la estación de bombeo del Sector VIII.1 se eleva el agua desde el Canal del Zújar hasta un depósito elevado que pone en carga una red de riego presurizada a la demanda. La estación cuenta con ocho bombas iguales de 610 kW de potencia. Cada una de ellas eleva 1.885 m<sup>3</sup>/h (523 l/s) a 85 mca. La tensión de servicio de a las bombas es de 6.000 V. El Sector VIII.1 riega una superficie de 3.674 ha.

Desde la estación de bombeo del Sector IX-X se eleva el agua desde el Canal del Zújar hasta un depósito elevado que pone en carga una red de riego presurizada a la demanda. La estación cuenta con ocho bombas iguales de 400 kW de potencia. Cada una de ellas eleva 1.224 m<sup>3</sup>/h (340 l/s) a 72,5 mca. La tensión de servicio de a las bombas es de 500 V. El Sector IX-X riega una superficie de 3.073 ha.

La instalación es la misma desde la construcción de la zona regable, realizando la Comunidad de Regantes el mantenimiento de las bombas, las cuales se encuentran en buen estado de funcionamiento y con buenos rendimientos hidráulicos y eléctricos.

La comunidad de regantes, mediante convenios con SEIASA (Plan Nacional de Regadíos) y decretos y órdenes de modernización de la Junta de Extremadura, ha ido implementando mejoras para la modernización de las infraestructuras de regadío.

La distribución de cultivos actual es la siguiente:

**Tabla 2.** Cultivos actuales (% respecto a superficie)

CULTIVO	% Ocupación
OTROS	21,3%
ALMENDROS	1,0%
GIRASOL	1,6%
HIGUERAS	1,9%
VIÑAS	2,3%
ARROZ	2,9%
BARBECHO	3,3%
CEREALES	4,1%
FRUTALES	5,3%
OLIVAR	14,2%
TOMATES	19,4%
MAIZ	22,7%
<b>Total general</b>	<b>100,0%</b>

Conforme figura en la Concesión de Aguas a la comunidad de regantes riega 20.681 ha y le corresponde al año un volumen de 155.108.533 m<sup>3</sup>. La Comunidad de Regantes Canal del Zújar posee una concesión de aguas con las siguientes características:

<u>CARACTERÍSTICAS DEL USO</u>
USO AL QUE SE DESTINA EL AGUA: Riego
SISTEMA DE RIEGO: Aspersión
SUPERFICIE REGABLE (ha): 20.681
LOCALIZACIÓN DEL USO:
TOPÓNIMO: Z.O.R. Canal del Zújar
SUPERFICIE REGABLE: Sectores I, II, III, IV, V, VII, VIII, IX y X
TÉRMINOS MUNICIPALES: Villanueva de la Serena, Don Benito, Medellín, Mengabril, Valdetorres, Guareña, Villagonzalo, La Zarza, Oliva de Mérida y Alange.
PROVINCIA: Badajoz
CARACTERÍSTICAS DESCRIPTIVAS DEL USO: Riego para los sectores I, II, III, IV, V, VII, VIII, IX y X. (Detallado en Anejo 1 plano y tabla de superficie)
DOTACIÓN (m <sup>3</sup> /ha/año): 6.000 en la parcela (pueden derivarse hasta 7.500 para paliar las pérdidas durante la distribución)
VOLUMEN MÁXIMO ANUAL (m <sup>3</sup> ): 155.108.533
CAUDAL MÁXIMO INSTANTÁNEO (l/s): 12.409

**Figura 2.** Características expediente concesional

Toda la gestión del agua y mantenimiento de las instalaciones es realizada por la propia Comunidad de Regantes.

Al ser una zona totalmente presurizada y con alturas de bombeo importantes (85 y 72,5 mca en los sectores en cuestión), el consumo energético es muy elevado, lo cual unido al coste de la

energía actual, está llevando al límite de la rentabilidad a las explotaciones agrícolas. Se muestra a continuación el consumo energético medio de 5 años (2016 a 2020, ambos incluidos) para los Sectores VIII.1 y IX-X.

**Tabla 3.** Consumo de energía medio anual 2016-2020 Sector VIII.1

<b>PROMEDIO ANUAL 2016-2022</b>	<b>Comunidad de Regantes del Canal del Zújar</b>						<b>RESUMEN ENERGIA</b>
	<b>TÉRMINO ENERGÍA VARIABLE</b>						
	<b>P1</b>	<b>P2</b>	<b>P3</b>	<b>P4</b>	<b>P5</b>	<b>P6</b>	
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	<b>kWh</b>
ENERO	325	521				741	<b>1.587</b>
FEBRERO	1.128	1.887				3.275	<b>6.290</b>
MARZO			8.109	16.502		15.143	<b>39.753</b>
ABRIL					53.810	38.271	<b>92.081</b>
MAYO					157.704	125.373	<b>283.076</b>
JUNIO	160.901	161.834	98.712	136.256		510.045	<b>1.067.748</b>
JULIO	359.130	370.049				724.086	<b>1.453.265</b>
AGOSTO						1.112.096	<b>1.112.096</b>
SEPTIEMBRE			97.287	127.087		153.997	<b>378.372</b>
OCTUBRE					116.298	41.391	<b>157.688</b>
NOVIEMBRE			3.265	10.793		6.759	<b>20.817</b>
DICIEMBRE	406	667				1.649	<b>2.723</b>
<b>TOTALES</b>	<b>521.890</b>	<b>534.958</b>	<b>207.374</b>	<b>290.639</b>	<b>327.811</b>	<b>2.732.827</b>	<b>4.615.498</b>

**Tabla 4.** Consumo de energía medio anual 2016-2020 Sector IX-X

<b>PROMEDIO ANUAL 2016-2022</b>	<b>Comunidad de Regantes del Canal del Zújar</b>						<b>RESUMEN ENERGIA</b>
	<b>TÉRMINO ENERGÍA VARIABLE</b>						
	<b>P1</b>	<b>P2</b>	<b>P3</b>	<b>P4</b>	<b>P5</b>	<b>P6</b>	
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	<b>kWh</b>
ENERO	264	422				707	<b>1.393</b>
FEBRERO	301	502				941	<b>1.744</b>
MARZO			5.283	11.723		9.470	<b>26.476</b>
ABRIL					55.611	30.556	<b>86.167</b>
MAYO					152.806	101.191	<b>253.997</b>
JUNIO	129.760	127.884	78.088	118.671		388.773	<b>843.177</b>
JULIO	293.222	295.064				561.266	<b>1.149.553</b>
AGOSTO						1.065.932	<b>1.065.932</b>
SEPTIEMBRE			97.157	140.480		151.701	<b>389.338</b>
OCTUBRE					79.781	25.980	<b>105.761</b>
NOVIEMBRE			1.758	4.859		3.147	<b>9.764</b>
DICIEMBRE	86	148				448	<b>682</b>
<b>TOTALES</b>	<b>423.633</b>	<b>424.021</b>	<b>182.287</b>	<b>275.733</b>	<b>288.198</b>	<b>2.340.112</b>	<b>3.933.984</b>

Por tanto, es fundamental para hacer viable el regadío desde el punto de vista económico y medioambiental reducir la energía consumida. Para ello, se deben acometer actuaciones que permitan generar energía mediante fuentes renovables para autoconsumo que permita reducir el consumo de energía convencional y disminuir la dependencia energética.

## **5 ESTUDIO DE ALTERNATIVAS Y SOLUCIÓN ADOPTADA**

### **5.1 DEFINICIÓN DE ALTERNATIVAS**

Básicamente se han planteado tres alternativas:

1. La **Alternativa 0** contempla la no actuación, es decir, mantener las condiciones actuales en cuanto a la demanda energética de la comunidad de regantes y el empleo de fuentes de energía convencionales para llevar a cabo los bombeos del agua de riego. Esto implica el mantenimiento de la situación de dependencia de la energía eléctrica convencional de la comunidad de regantes.

El consumo de energía medio de los años 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020 asciende a 8.549.482 kWh/año para los Sectores VIII.1 y IX-X. Respecto a este consumo, hay que tener en cuenta que el suministro de energía de los años 2016 a 2019 proviene de Acciona Green Energy Developments S.L.U., que aporta energía 100% renovable, por lo que supone cero emisiones. La compañía suministradora a partir del año 2020 es Naturgy, que tiene un factor de emisión de 0,259 kg CO<sub>2</sub>e/kWh. Esta situación de altos consumos de energía se puede optimizar, disminuyendo la dependencia de la energía eléctrica convencional con el objetivo de conseguir una situación más sostenible tanto ambiental como económica. Por tanto, es necesario acometer actuaciones que optimicen y disminuyan el consumo de energía de la red eléctrica.

En este sentido, teniendo en cuenta la experiencia de la comunidad de regantes, se plantea la construcción de plantas fotovoltaicas para abastecer las estaciones de bombeo. Partiendo de esta tipología de proyecto se tratará de buscar alternativas que impliquen los mayores ahorros energéticos y menores costes de ejecución, siempre que medioambientalmente sean viables. Uno de los principales problemas que se encuentra la comunidad de regantes para ejecutar cualquier actuación de este tipo es la disponibilidad de terrenos a una distancia no muy grande del punto de consumo (estaciones de bombeo).



## 2. Alternativa 1.-

### Sector VIII.1

Se plantea la ejecución de un campo fotovoltaico de 1,09 MWp. Se conectará a la estación de bombeo mediante una línea de media tensión subterránea a 6.000 V de unos 500 m de longitud, que alimentará directamente a los elementos consumidores, sin plantear vertido de excedentes.

El campo fotovoltaico se localizará al sureste de la estación de bombeo en una parcela que no es propiedad de la comunidad de regantes (pero podría haber un acuerdo económico con la propiedad), la cual se encuentra afectada por una línea eléctrica de alta tensión, por ello los módulos fotovoltaicos se deben separar de ésta, quedando la distribución que se propone a continuación:

Ubicación 1, planta fotovoltaica Sector VIII.1:

- Referencia catastral: 06060A51400015 y 06060A51400017
- Coordenadas UTM Huso 29: X- 750849.57 Y- 4308071.70
- Localidad: Guareña (Badajoz)



**Figura 3.** Distribución módulos fotovoltaicos Sector VIII.1 Alternativa 1

### Sector IX-X

Se plantea la ejecución un campo fotovoltaico de 1.991 kWp compuesto por 3.620 módulos fotovoltaicos de 550 Wp, instalados sobre plataforma flotante con 5° de inclinación.

El principal problema que se encuentra la comunidad de regantes es la disponibilidad de terrenos para abastecer el Sector IX-X, por lo que se plantea instalarlos sobre una estructura flotante en las balsas de regulación del Canal del Zújar que son propiedad de la misma comunidad. Se conectará a la estación de bombeo mediante una línea de media tensión aérea de unos 14.580 m de longitud a 6.000 V que alimentará directamente a los elementos consumidores, sin plantear vertido de excedentes.

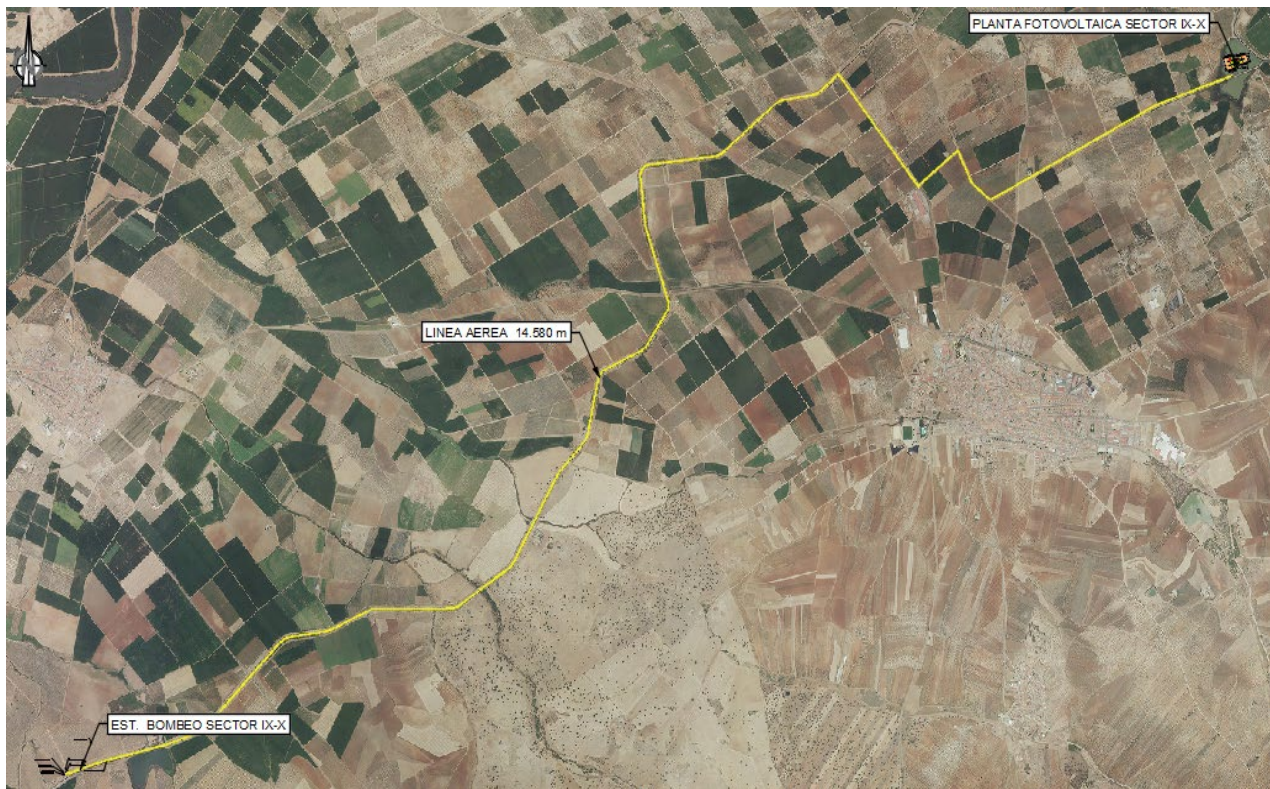
Ubicación 1, planta fotovoltaica Sector IX-X:

- Referencia catastral: 06060A51909007
- Coordenadas UTM Huso 29: X- 753630 Y- 4307963
- Localidad: Guareña (Badajoz)

Dicha estructura estaría constituida de la siguiente forma:



**Figura 4.** Distribución módulos fotovoltaicos Sector IX-X Alternativa 1



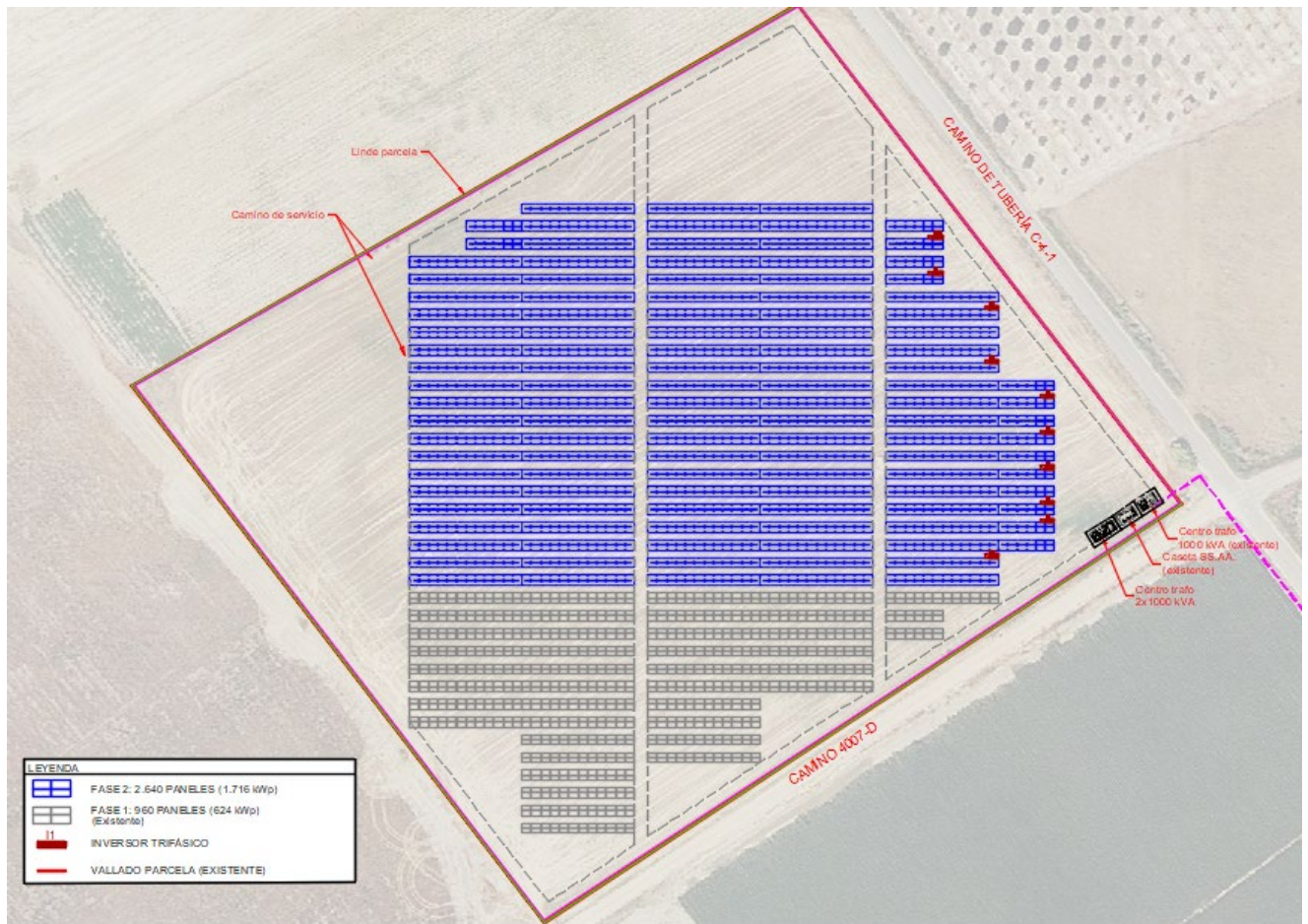
**Figura 5.** Trazado línea eléctrica para evacuación de energía Sector IX-X Alternativa 1

### 3. Alternativa 2.-

#### Sector VIII.1

En esta alternativa, se plantea un campo fotovoltaico en otra parcela propiedad de la Comunidad de Regantes que dista 1,5 km de la estación de bombeo, el cual se ejecutará por fases. Se está ejecutando en una primera fase, una planta fotovoltaica de 624 kWp (con subvenciones de la Junta de Extremadura), y con el presente proyecto se ejecutaría una segunda fase de una planta de 1.716 kWp (2.640 módulos de 650 Wp). Se conectará a la estación de bombeo mediante una línea de media tensión a 6.000 V, proyectada en la Fase 1, que alimentará directamente a los elementos consumidores, sin plantear vertido de excedentes. Por tanto, en el presente proyecto no se tendría que contemplar ninguna infraestructura de evacuación.

En este caso la distribución de los módulos fotovoltaicos sería la siguiente:



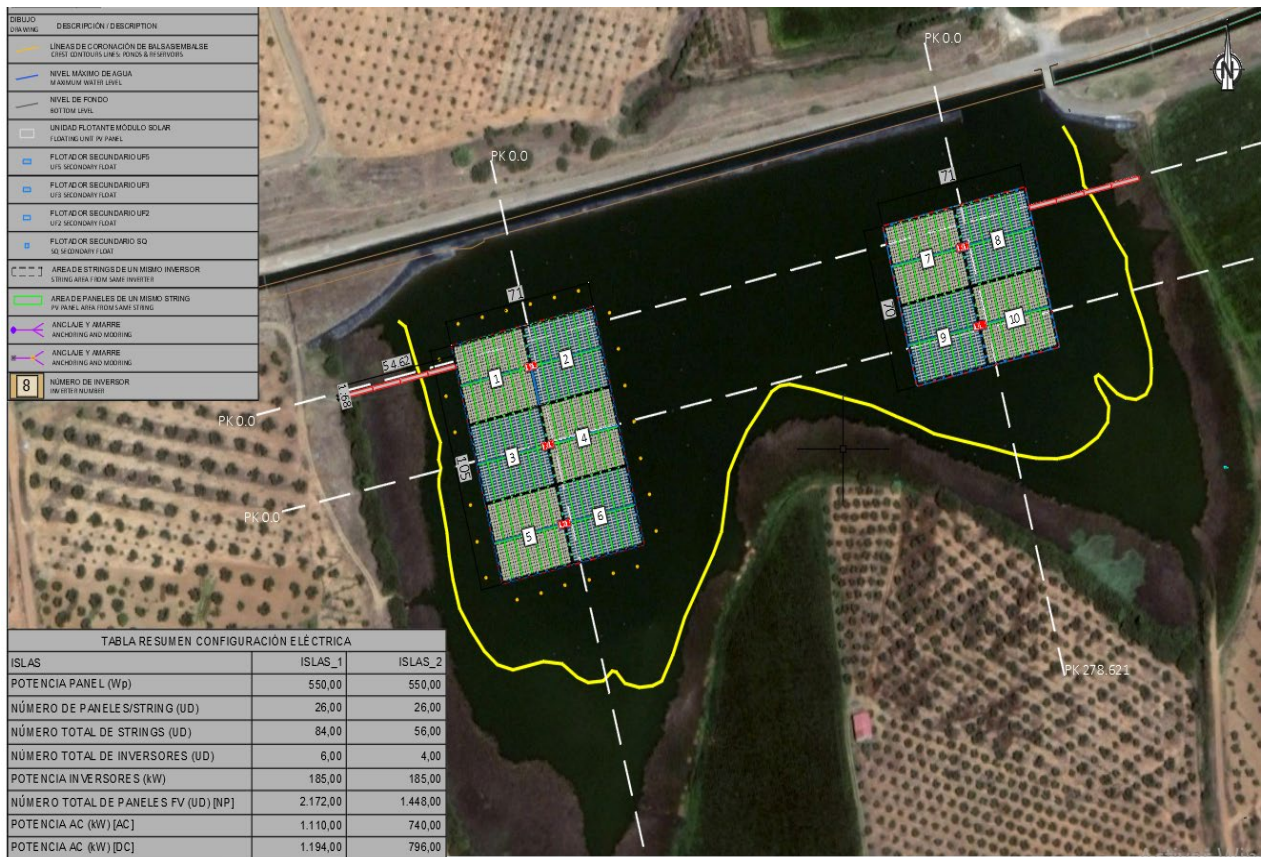
**Figura 6.** Distribución módulos fotovoltaicos Sector VIII.1 Alternativa 2 (Indicándose en azul los módulos de la fase 2 y en gris los de la fase 1)

### Sector IX-X

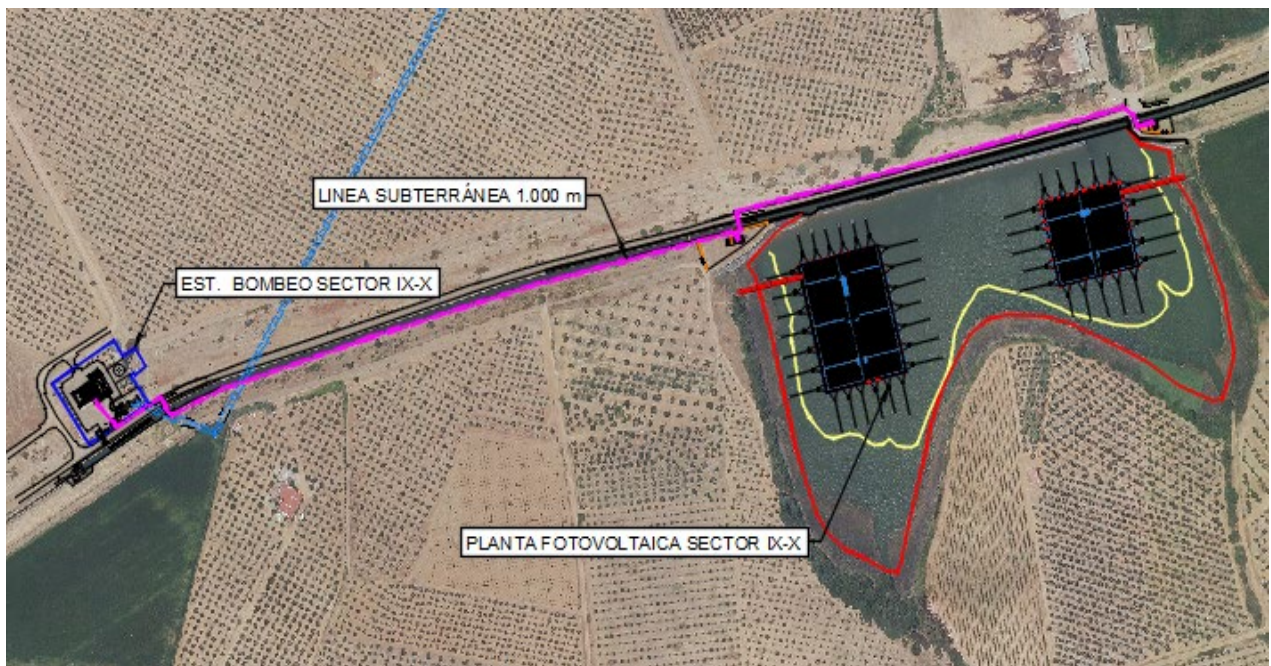
En esta alternativa, se plantea el mismo campo fotovoltaico que en la anterior alternativa en una balsa situada más cercana a la estación de bombeo. Un campo fotovoltaico de 1.991 kWp compuesto por 3.620 módulos fotovoltaicos de 550 Wp, instalados sobre plataformas flotantes con 5° de inclinación.

Se conectará a la estación de bombeo mediante una línea de media tensión subterránea de unos 1.000 m de longitud a 6.000 V que alimentará directamente a los elementos consumidores, sin plantear vertido de excedentes.

En este caso la distribución de los módulos fotovoltaicos sería la siguiente:



**Figura 7.** Distribución módulos fotovoltaicos Sector IX-X Alternativa 2



**Figura 8.** Trazado línea eléctrica para evacuación de energía Sector IX-X Alternativa 2

## 5.2 EXAMEN MULTICRITERIO DE LAS ALTERNATIVAS

Se exponen a continuación las ventajas y desventajas de cada alternativa.

### Alternativa 0

#### **Ventajas:**

- Al no actuar, no habrá ocupación de superficie agrícola, ni de cultivo herbáceo ni leñoso.
- No existirán los impactos potenciales de las infraestructuras proyectadas.

#### **Desventajas:**

- El consumo de energía es muy elevado (8.529.482 kWh/año). Dado que los primeros años se ha contado con una compañía que suministra energía 100% renovable, ese consumo sólo se traduce en emisiones de CO<sub>2</sub> a partir del cambio de compañía suministradora en el año 2020. El consumo registrado a lo largo de ese año es 8.527.767 kWh. Según los cálculos basados en el documento *Factores de emisión. Registro de huella de carbono compensación y proyectos de absorción de dióxido de carbono* publicado en julio de 2022 por el MITERD y la Oficina Española de Cambio Climático, utilizando un factor de emisión de 0,259 kg CO<sub>2</sub>e/kWh, correspondiente a la comercializadora Naturgy en 2020, ese consumo se traduce en una emisión de 2.208.691,65 kg CO<sub>2</sub>e/año.
- Los costes energéticos derivados del consumo eléctrico son altos, comprometiendo la viabilidad económica de los cultivos.
- Se aplican penalizaciones por exceso de potencia en los meses de verano, agravando el problema económico y disminuyendo la independencia energética.

### Alternativa 1 Sector VIII.1

#### **Ventajas:**

- Se disminuye el consumo de energía eléctrica por la implantación de campos fotovoltaicos con el consiguiente ahorro de costes de explotación. Se conseguirá un ahorro por autoconsumo de 686.235 kWh/año.

**Tabla 5.** Ahorro de energía por autoproducción fotovoltaica. Alternativa 1. Sector VIII.1

Mes	Prod. Bruta (kWh)	Prod. Neta (kWh)	Consumo CR (kWh)	Autoconsumo. (kWh)	Autoconsumo. Real (kWh)
Enero	105.383	77.804	1.587	583	0
Febrero	122.482	90.429	6.290	2.563	0
Marzo	170.166	125.634	39.753	19.963	0
Abril	194.547	143.634	92.081	47.195	16.518
Mayo	233.020	172.039	283.076	150.288	105.201
Junio	246.137	181.723	1.067.748	181.723	127.206
Julio	267.961	197.836	1.453.265	197.836	138.485
Agosto	256.682	189.508	1.112.096	189.508	132.656
Septiembre	200.046	147.694	378.372	197.656	138.359
Octubre	154.526	114.086	157.688	79.455	27.809
Noviembre	111.266	82.148	20.817	9.448	0
Diciembre	97.953	72.319	2.723	843	0
<b>Totales</b>	<b>2.160.169</b>	<b>1.594.853</b>	<b>4.615.498</b>	<b>1.077.061</b>	<b>686.235</b>

- La producción de esa energía permitirá un autoconsumo que se restará del consumo eléctrico actual. Tomando como referencia el documento de factores de emisión referido anteriormente, esa disminución del consumo de energía eléctrica convencional se traducirá en una disminución de emisiones equivalente a 177.734,87 kg CO<sub>2</sub>e/año.
- La cercanía a la estación de bombeo hace que la línea de evacuación sea reducida.

**Desventajas:**

- Las dimensiones de la parcela, su geometría y el estar atravesada por una línea eléctrica de alta tensión condiciona mucho la disposición del campo fotovoltaico y su potencia.
- La parcela no es propiedad de la comunidad de regantes por lo que el coste de su compra afecta a la rentabilidad y viabilidad del proyecto. Los propietarios colindantes no acceden a la venta de terrenos, luego no se puede ampliar la planta.
- La parcela ocupada es en su mayor parte olivar (13.330 m<sup>2</sup>, 84%), siendo necesario eliminar este un cultivo leñoso de gran valor económico, cultural y con alta capacidad de captura y fijación de carbono.
- El coste de la implantación es elevado, si bien se amortiza con el ahorro de energía apoyado por la posibilidad de aprovecharse de las ayudas del “Plan para la mejora de la eficiencia y la sostenibilidad en regadíos” incluido en el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR).

**Alternativa 1 Sector IX-X**

**Ventajas:**

- Se disminuye el consumo de energía eléctrica por la implantación de campos fotovoltaicos con el consiguiente ahorro de costes de explotación. Se conseguirá un ahorro por autoconsumo de 1.130.724 kWh/año.

**Tabla 6.** Ahorro de energía por autoproducción fotovoltaica. Alternativa 1. Sector IX-X

Mes	Energía producida neta (kWh)	Consumo eléctrico medio kWh	Autoconsumo máximo kWh	Autoconsumo real kWh
Enero	84.855	1.393,40	492	0
Febrero	108.341	1.743,60	698	0
Marzo	152.678	26.475,80	13.695	0
Abril	250.296	86.166,80	46.574	18.630
Mayo	310.123	253.997,40	140.441	112.352
Junio	332.548	843.176,60	332.548	266.038
Julio	361.493	1.149.553,20	361.493	289.194
Agosto	327.254	1.065.931,60	327.254	261.803
Septiembre	249.425	389.338,20	201.380	161.104
Octubre	137.748	105.761,20	54.006	21.602
Noviembre	90.281	9.764,40	4.332	0
Diciembre	78.305	682,00	199	0
<b>Totales</b>	<b>2.483.346</b>	<b>3.933.984</b>	<b>1.483.112</b>	<b>1.130.724</b>

- La producción de esa energía permitirá un autoconsumo que se restará del consumo eléctrico actual. Tomando como referencia el documento de factores de emisión referido anteriormente, esa disminución del consumo de energía eléctrica convencional se traducirá en una disminución de emisiones equivalente a 292.857,52 kg CO<sub>2</sub>e/año.
- No se ocupa tierra agrícola
- La disposición de todos los módulos en una única estructura flotante abarata los costes de ésta (cableado, anclaje...)

**Desventajas:**

- Se pierde superficie de lámina de agua disponible
- El coste de la implantación es elevado, si bien se amortiza con el ahorro de energía



apoyado por la posibilidad de aprovecharse de las ayudas del “Plan para la mejora de la eficiencia y la sostenibilidad en regadíos” incluido en el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR).

- La creación de una línea aérea de Media Tensión de casi 15 km en zona de protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión, y atravesando las Áreas Importantes para la Conservación de las Aves y la Biodiversidad (IBAs), 258 (Don Benito – Guareña) y 277 (Alange), conlleva un aumento exponencial del coste de ejecución y un posible impacto ambiental severo sobre la avifauna a proteger.
- En los periodos en los que disminuye el volumen de la balsa, no se garantiza la disponibilidad de superficie de agua necesaria.

### **Alternativa 2 Sector VIII.1**

#### **Ventajas:**

- Se disminuye el consumo de energía eléctrica por la implantación de campos fotovoltaicos con el consiguiente ahorro de costes de explotación. Se conseguirá un ahorro por autoconsumo de 1.045.726 kWh/año.

**Tabla 7.** Ahorro de energía por autoproducción fotovoltaica. Alternativa 2. Sector VIII.1

<b>Mes</b>	<b>Energía producida neta (kWh)</b>	<b>Consumo eléctrico medio kWh</b>	<b>Autoconsumo máximo kWh</b>	<b>Autoconsumo real kWh</b>
<b>Enero</b>	122.488	1.587	583	0
<b>Febrero</b>	142.363	6.290	2.563	0
<b>Marzo</b>	197.787	39.753	19.963	0
<b>Abril</b>	226.124	92.081	47.195	18.878
<b>Mayo</b>	270.843	283.076	150.288	120.230
<b>Junio</b>	286.089	1.067.748	286.089	228.871
<b>Julio</b>	311.455	1.453.265	311.455	249.164
<b>Agosto</b>	298.345	1.112.096	298.345	238.676
<b>Septiembre</b>	232.517	378.372	197.656	158.125
<b>Octubre</b>	179.608	157.688	79.455	31.782
<b>Noviembre</b>	129.326	20.817	9.448	0
<b>Diciembre</b>	113.852	2.723	843	0
<b>Totales</b>	<b>2.510.795</b>	<b>4.615.498</b>	<b>1.403.882</b>	<b>1.045.726</b>

- La producción de esa energía permitirá un autoconsumo que se detraerá del consumo eléctrico actual. Tomando como referencia el documento de factores de emisión referido anteriormente, esa disminución del consumo de energía eléctrica convencional se traducirá en una disminución de emisiones equivalente a 270.843,03 kg CO<sub>2e</sub>/año.
- La parcela es propiedad de la comunidad de regantes, asegurando su disponibilidad y facilitando la actuación a nivel económico y administrativo.
- La parcela propiedad de la comunidad de regantes no se ve afectada por ninguna línea eléctrica, ni servidumbre. Tiene una geometría y topografía óptimas para la implantación de un campo fotovoltaico.
- La superficie afectada está catalogada en su integridad como terrenos regados permanentemente, no afectando así a cultivos leñosos de gran valor económico, cultural y con alta capacidad de captura y fijación de carbono.
- Se ha ejecutado la fase 1, por lo que se dispondrá de la línea de evacuación subterránea de bajo impacto sobre la avifauna objeto de protección de las IBAs anteriormente mencionadas.

**Desventajas:**

- La parcela seleccionada se encuentra a 1,5 km aproximadamente de la estación de bombeo, pero la línea se ha ejecutado en otras fases anteriores a este proyecto
- El coste de la implantación es elevado, si bien se amortiza con el ahorro de energía apoyado por la posibilidad de aprovecharse de las ayudas del “Plan para la mejora de la eficiencia y la sostenibilidad en regadíos” incluido en el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR).

**Alternativa 2 Sector IX-X**

**Ventajas:**

- Se disminuye el consumo de energía eléctrica por la implantación de campos fotovoltaicos con el consiguiente ahorro de costes de explotación. Se conseguirá un ahorro por autoconsumo de 1.130.724 kWh/año.
- La producción de esa energía permitirá un autoconsumo que se detraerá del consumo eléctrico actual. Tomando como referencia el documento de factores de emisión referido anteriormente, esa disminución del consumo de energía eléctrica convencional se traducirá en una disminución de emisiones equivalente a 292.857,52 kg CO<sub>2e</sub>/año.
- La disposición de los paneles fotovoltaicos en dos islas garantiza la disponibilidad de superficie en caso de que el volumen de la balsa disminuya.
- La distancia a la estación de bombeo es mucho menor que en el caso de la alternativa 1 (1km frente a 14,6 km), permitiendo que en este caso sea posible una vía de evacuación

subterránea de bajo impacto sobre la avifauna objeto de protección de las IBAs anteriormente mencionadas.

**Tabla 8.** Ahorro de energía por autoproducción fotovoltaica. Alternativa 2. Sector IX-X

<b>Mes</b>	<b>Energía producida neta (kWh)</b>	<b>Consumo eléctrico medio kWh</b>	<b>Autoconsumo máximo kWh</b>	<b>Autoconsumo real kWh</b>
<b>Enero</b>	84.855	1.393,40	492	0
<b>Febrero</b>	108.341	1.743,60	698	0
<b>Marzo</b>	152.678	26.475,80	13.695	0
<b>Abril</b>	250.296	86.166,80	46.574	18.630
<b>Mayo</b>	310.123	253.997,40	140.441	112.352
<b>Junio</b>	332.548	843.176,60	332.548	266.038
<b>Julio</b>	361.493	1.149.553,20	361.493	289.194
<b>Agosto</b>	327.254	1.065.931,60	327.254	261.803
<b>Septiembre</b>	249.425	389.338,20	201.380	161.104
<b>Octubre</b>	137.748	105.761,20	54.006	21.602
<b>Noviembre</b>	90.281	9.764,40	4.332	0
<b>Diciembre</b>	78.305	682,00	199	0
<b>Totales</b>	<b>2.483.346</b>	<b>3.933.984</b>	<b>1.483.112</b>	<b>1.130.724</b>

#### **Desventajas:**

- Se pierde superficie de lámina de agua disponible
- El coste de la implantación, si bien se amortiza con el ahorro de energía apoyado por la posibilidad de aprovecharse de las ayudas del "Plan para la mejora de la eficiencia y la sostenibilidad en regadíos" incluido en el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR).

### **5.3 JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA**

En el caso del Sector VIII.1, la ubicación elegida en la Alternativa 2 y la configuración del campo fotovoltaico que ello implica, hacen que la Alternativa 2 sea la que mayor ahorro energético produce, que es el principal objetivo de este proyecto, consiguiendo la mayor disminución posible de emisiones de CO<sub>2</sub>. La Alternativa 2 producirá 1.045.726 kWh/año (equivalente 270.843,03 kg CO<sub>2</sub>e/año) frente a los 686.235 kWh/año producidos por la Alternativa 1 (equivalente a

177.734,87 kg CO<sub>2</sub>e/año). En relación a los costes, partiendo de un precio similar en el campo fotovoltaico para las dos alternativas por kWp instalado, en el caso de la Alternativa 1 habría que añadir el coste de la línea de conexión con la estación de bombeo, el coste de los centros de transformación y el coste de la parcela, lo cual implicaría unos 250.000 € de costes directos. Por tanto, la ratio inversión frente a potencia instalada también será favorable a la Alternativa 2. Ambientalmente, la Alternativa 1 conlleva algunas desventajas de peso respecto a la Alternativa 2, principalmente derivadas de la ocupación de 13.330 m<sup>2</sup> de olivar y de que la Alternativa 2 se sitúa sobre una superficie parcialmente ocupada ya por infraestructuras similares que permiten disminuir la magnitud de la actuación proyectada y, en consecuencia, su impacto potencial.

En el caso del Sector IX-X, el ahorro de energía es idéntico en la Alternativa 1 y 2 pues son iguales las plantas proyectadas (ahorro de 1.130.724 kWh/año equivalente a 292.857,52 kg CO<sub>2</sub>e/año). El coste de la línea eléctrica aérea de 14,6 km de longitud de la Alternativa 1, hace que la Alternativa 2 sea la más viable económicamente. A esto, hay que sumar el importante impacto ambiental que produce una línea aérea de esta longitud en zona de protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión, y atravesando dos IBAs, frente a la línea subterránea de 1 km de la Alternativa 2 que discurre por la franja de expropiación del canal en suelos ya ocupados por infraestructuras de riego, con un impacto sobre la avifauna significativamente menor.

**Atendiendo a las diferentes alternativas estudiadas, la Alternativa 2 es la más viable para los dos sectores.**

## **5.4 DESARROLLO DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA**

Una vez que se ha elegido una alternativa, se procede a estudiar en detalle cada una de las opciones que se pueden contemplar para el diseño de los elementos principales del proyecto. Comprenderán las siguientes actuaciones:

### **Sector VIII.1**

1. Elección del tipo de estructura portante.- Se han hecho los estudios geotécnicos pertinentes y se proyectado una estructura de hormigón prefabricada apoyada sobre el terreno. Se ha descartado la estructura metálica con los apoyos hincados.
2. Adecuación del terreno de la parcela previamente a la colocación de la estructura de hormigón prefabricada.

3. Elección de un panel de 650 Wp de muy alta eficiencia para optimizar el espacio ocupado.
4. Centros de transformación (dos de 1.000 KVA) para elevar la tensión del campo fotovoltaico a 6.000 V
5. Conexión de las nuevas instalaciones a la línea de evacuación existente
6. Conexión de las nuevas instalaciones a la monitorización, control y sistema antivertido existente.

### **Sector IX-X**

1. Configuración definitiva de las islas flotantes, con anclajes, amarres y pasarelas de acceso.
2. Elección de un panel de 550 Wp de muy alta eficiencia para optimizar el espacio ocupado (máximo soportado por las estructuras flotantes).
3. Infraestructura de conexión del campo fotovoltaico con la estación de bombeo para evacuación de la energía
4. Adecuación de estación de bombeo del Sector IX-X para conexión de campo fotovoltaico en bornas de salida 500 V.
5. Sistema de monitorización, control y antivertido
6. Sistema de seguridad y de videovigilancia
7. Adecuación de la parcela de la balsa: accesos y vallado.

## **5.5 COMPARACIÓN DE LA SITUACIÓN DE LA ZONA REGABLE TRAS LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO FRENTE A LA ACTUAL**

Con estas alternativas de diseño se conseguirá un importante ahorro energético (2.176.450 kWh) y de emisiones de CO<sub>2</sub> (563.700,55 kg CO<sub>2</sub>e/año) frente a la situación actual como se mostrará en epígrafes posteriores de esta memoria.

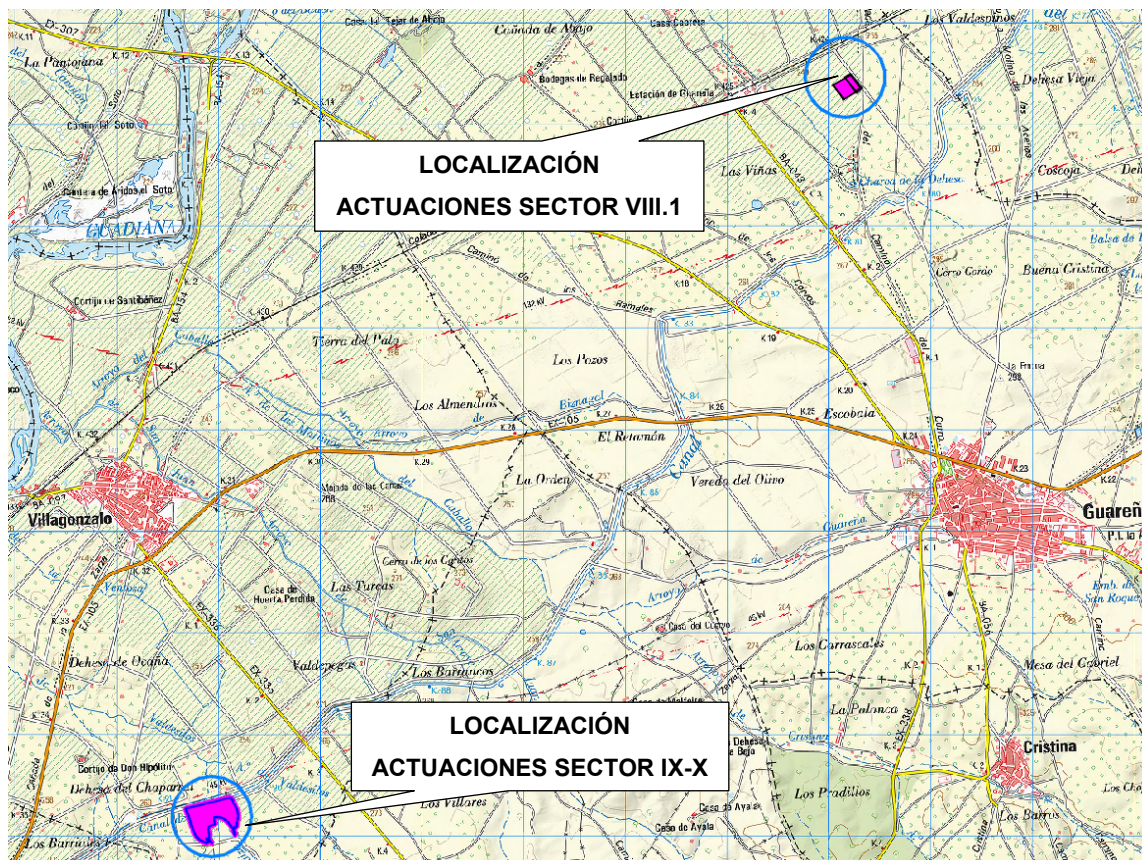
## **6 LOCALIZACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL MEDIO FÍSICO**

### **6.1 LOCALIZACIÓN**

La comunidad de regantes del Canal del Zújar, abarca los términos municipales de Villanueva de la Serena, Don Benito, Medellín, Mengabril, Guareña, Valdetorres, Oliva de Mérida, Villagonzalo, La Zarza y Alange, gestionando actualmente 20.691 hectáreas divididas en 10 sectores de riego presurizado.

Las actuaciones que se contemplan se llevarán a cabo en las instalaciones de bombeo que la comunidad de regantes gestiona en el término municipal de Guareña (Badajoz) en el caso del Sector VIII.1 y de Villagonzalo (Badajoz) en el del Sector IX-X.

La ubicación de las distintas actuaciones a realizar es la siguiente:



**Figura 9.** Ubicación del proyecto

Fuente: Mapa topográfico nacional 1:50.000

## 6.2 CLIMATOLOGÍA

A continuación, se muestran, para ambas zonas de estudio, los datos de temperatura y precipitación extraídos de las estaciones meteorológicas más cercanas, en este caso, la estación agrometeorológica cercana a las zonas de estudio, ubicada en el término municipal de Villagonzalo, estación 4 de la provincia de Badajoz.

Por su extensión y topografía, la zona se puede considerar con unas características climáticas uniformes y, por tanto, esta estación climática es por sí sola suficientemente representativa.

- **Temperatura**

La temperatura media anual es de 16,66 °C, siendo las mínimas invernales inferiores a -2,98 °C

y las máximas del verano superiores a 29,65 °C.

- **Precipitación**

La pluviometría es escasa y se produce normalmente entre los periodos de otoño y primavera, aunque con un reparto muy desigual. La media anual se sitúa en 427,22 mm.

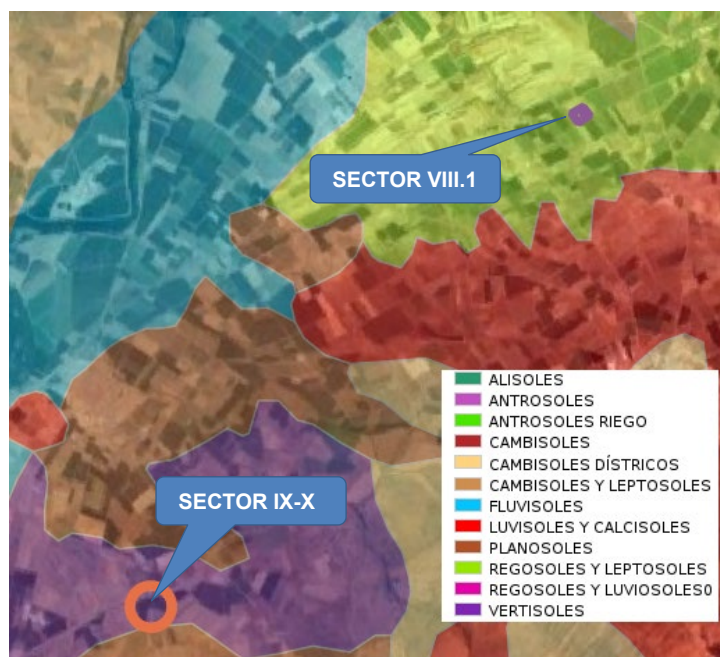
- **Clasificación climática**

La clasificación climática según Papadakis es la siguiente:

- Tipo de invierno **CÍTRICOS (Ci)**
- Tipo de verano **ORYZA (O)**
- Régimen térmico **MARÍTIMO CÁLIDO (MA)**
- Régimen de humedad **MEDITERRÁNEO SECO (Me)**
- Tipo climático **MEDITERRÁNEO MARÍTIMO CÁLIDO**

### 6.3 EDAFOLOGÍA Y LITOLOGÍA

Los suelos tienen el principal valor de albergar y generar vida, y en el caso del regadío como actividad productiva, que esa vida sea la de los cultivos. Sus características deben mantener su capacidad para retener el agua y administrar los nutrientes, para que las plantas puedan tomarlos y terminar su ciclo, tanto de los cultivos como de la vegetación natural del entorno.



**Figura 10.** Mapa edafológico de la zona de estudio Sector VIII.1 y Sector IX-X

El suelo predominante en Guareña es el Regosol y Leptosol, ambos suelos poco desarrollados. Los Regosoles son suelos desarrollados sobre materiales no excesivamente consolidados y que presentan una escasa evolución, fruto generalmente de su reciente formación sobre aportes recientes no aluviales o localizarse en zonas con fuertes procesos erosivos que provocan un continuo rejuvenecimiento de los suelos. Los Leptosoles suelen carecer de horizonte B y limitarse a un espesor de algunos centímetros. Son frágiles y poco aptos para actividades agrarias.

El suelo predominante en Villagonzalo es el Vertisol. Son suelos que presentan como principal característica una escasa diferenciación de sus horizontes, debido a movimientos internos de materiales y a la formación de grandes grietas en los períodos estivales, que tienen su origen en un alto contenido en arcillas expansivas. Se desarrollan en relieves planos o ligeramente inclinados y sobre materiales margosos o margocalizos terciarios.

## **6.4 HIDROLOGÍA**

### **6.4.1 Aguas superficiales**

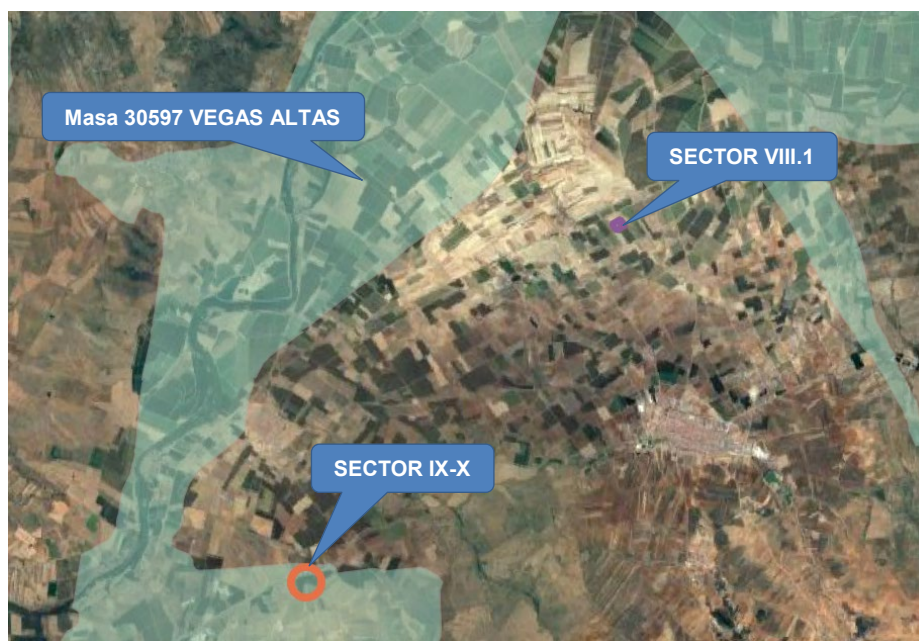
Sin lugar a dudas, el curso de agua más influyente y que marca la evolución y el desarrollo de la hidrología de la zona es el río Guadiana. Este curso se caracteriza por un comportamiento singular al no tener montañas en su cabecera e infiltración de los aportes hídricos en las llanuras de La Mancha. Recorre la provincia de Badajoz de este a oeste y únicamente cuando llega a la frontera con Portugal se desvía su trayectoria y se dirige al suroeste.

Tributario del Guadiana es el único curso de agua, de entidad menor, que transcurre por el término de Guareña: el río Guadámez y el Arroyo de Marigarcía. En el caso de Villagonzalo, se trata del Arroyo de Valdesilos.

### **6.4.2 Aguas subterráneas**

La zona afectada por el proyecto, únicamente la actuación del sector IX-X se localiza sobre una masa de agua subterránea, aunque en la zona periférica. En la siguiente imagen se puede apreciar la ubicación de la masa de agua subterránea más cercana a las zonas de estudio, en este caso la Masa 30597 “Vegas Altas”.





**Figura 11.** Masas de agua subterránea cercanas al Sector VIII.1 y al Sector IX-X

*Fuente: Confederación Hidrográfica del Guadiana*

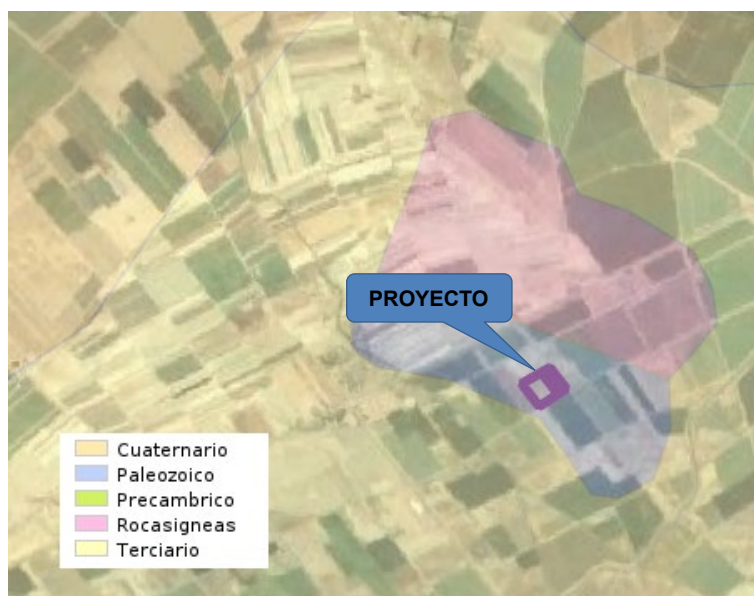
Esta masa de agua no se encuentra en riesgo de no alcanzar el buen estado cuantitativo por lo que su estado es bueno. mientras que su estado químico es malo debido a elevada concentración de nitratos como consecuencia de la contaminación difusa de origen agrario.

## 6.5 GEOLOGÍA Y GEOMORFOLOGÍA

El factor ambiental incluido en el artículo 35 de la Ley 21/2013, es la geodiversidad. Según el Instituto Geológico y Minero de España, la geodiversidad es la diversidad geológica de un territorio, entendida como la variedad de rasgos geológicos presentes en un lugar, identificados tras considerar su frecuencia, distribución y cómo éstos ilustran la evolución geológica del mismo. En esta acepción el estudio de la geodiversidad se limita a analizar aspectos estrictamente geológicos, considerando la geomorfología como parte integrante de los mismos.

Los términos municipales de Guareña y Villagonzalo, emplazados en la vega del río Guadiana, presenta una topografía suave. Las altitudes oscilan entre los 220 y los 500 m.s.n.m.

Los rasgos geomorfológicos que presentan se pueden resumir en la existencia de grandes superficies planas o ligeramente inclinadas hacia el Atlántico, sobre las que discurre una red fluvial de carácter pluvial poco encajada, así como en la presencia de alineaciones montañosas paleozoicas en sentido este-oeste y sureste-noroeste que destacan claramente en el paisaje.

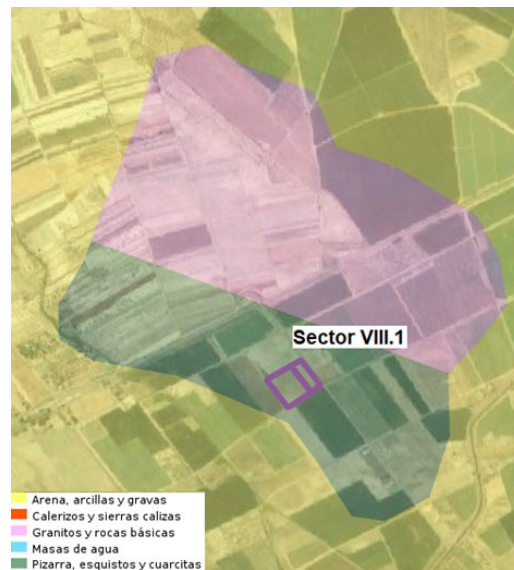


**Figura 12.** Mapa estratificación Sector VIII.1 en el T.M. de Guareña



**Figura 13.** Mapa estratificación Sector IX-X en el T.M. de Villagonzalo

Desde el punto de vista geológico, Guareña al igual que Villagonzalo se encuadra en la Hoja 804. Estas hojas se sitúan en la zona centro-sur de la provincia de Badajoz. Geológicamente, la zona se encuentra dentro del Macizo Hespérico.



**Figura 14.** Mapa geológico Sector VIII.1 en el T.M. de Guareña



**Figura 15.** Mapa geológico Sector IX-X en el T.M. de Villagonzalo

La zona del sector VIII.1 objeto de estudio posee regosoles sobre arenas, aunque se caracteriza por el predominio de pizarras, esquistos y cuarcitas. Son suelos muy sueltos, de estructura granular y profundos, al menos un metro. Con una menor capacidad de almacenamiento de agua, ya que es cedida por capilaridad al horizonte arenoso. Químicamente son muy pobres en nutrientes minerales, pero responden bien a las enmiendas y abonados.

En el sector IX-X, la zona objeto de estudio se caracteriza por el predominio de arenas, arcillas y gravas. Se trata de regosoles sobre arenas. Ocupan algunos sectores especialmente arenosos de las terrazas del Guadiana, especialmente en su margen izquierdo.

Pese a que estos suelos se ven libre de desbordamiento fluviales. Son suelos muy sueltos, de estructura granular y profundos, al menos un metro. Algo impermeable que presenta signos de reducción (pseudogley) y con capacidad de almacenamiento de agua que es cedida por capilaridad al horizonte arenoso, por lo que mantiene cierta humedad estival. Químicamente son muy pobres en nutrientes minerales, pero responden bien a las enmiendas y abonados.

## **7 INGENIERÍA DEL PROYECTO.**

### **7.1 ESTUDIO GEOTÉCNICO**

En este punto se presentan los resultados del estudio geológico-geotécnico realizado para el proyecto de MODERNIZACIÓN ENERGÉTICA A TRAVÉS DE SOLAR FOTOVOLTAICA EN LA ZONA REGABLE DEL ZÚJAR (BADAJOZ), que servirá para la caracterización geotécnica de los materiales afectados por los movimientos de tierras y cimentaciones.

Para el sector VIII.1, se ha realizado por LABSON control de calidad y geotecnia, unos ensayos Pull Out a los perfiles metálicos hincados (apéndice 1) y posteriormente un estudio geotécnico (apéndice 2). Se completa con una calicata para comprobación de estabilidad y excavabilidad en zanja.

La zona de estudio está geológicamente enmarcada en el cuadrante Suroccidental de la Hoja 778/12-31 de Don Benito de la Serie Magna escala 1:50.000 publicada por el IGME.

Para el sector IX-X se han realizado 5 calicatas para observar las características del terreno para las excavaciones de zanjas previstas y apoyo de casetas prefabricadas y soleras de acceso a pantalanés.

La información que se ha pretendido conseguir con los estudios realizados se resume a continuación:

1. Características geológicas de la zona de estudio
2. Caracterización del terreno.
3. Recomendaciones para la cimentación.

#### **7.1.1 Resultados estudio geotécnico en el Sector VIII.1**

Para la realización del estudio geotécnico, se han realizado los siguientes trabajos de campo:

- Ensayos de penetración dinámica continua (6).
- Sondeos (2)
- Calicatas (1)

Además, se procedió a la toma y análisis de muestras en laboratorio, que incluyen los siguientes ensayos:

- Ensayos SPT standart/TP
- Ensayos de clasificación: Límites de Atterberg y análisis granulométrico
- Ensayos de compresión simple
- Ensayos de corte directo
- Ensayos de hinchamiento de Lambe
- Ensayos de sulfatos solubles
- Ensayos de acidez de Bauman Gully

➤ **Características geotécnicas del terreno.**

Las características geotécnicas asignadas al terreno son las siguientes:

Nivel geotécnico 1: HOLOCENO (Eólico): ARENAS CON LIMOS MARRONES CLARAS

De 0.00 a máximo 1.80 metros

- \*Densidad aparente: 1.90 g/cm<sup>3</sup>
- \*Es=3,2 (NSPT+15) = 640 t/m<sup>2</sup>
- \*Cohesión: 0 t/m<sup>2</sup> (según correlaciones DB-SEC)
- \*Angulo de rozamiento interno: 35° (según correlaciones DB-SEC)
- \*N30 estimado: 5
- \*N20: 3-8
- \*Kh=700 t/m<sup>3</sup>

Nivel geotécnico 2: MIOCENO: ARCILLAS CON ARENAS VERSICOLORS Y NIVELES INTERCALADOS DE ARENAS ARCILLOSAS

De mínimo 1.40 a 6.00 metros

- \*Densidad aparente: 2.178-2.378 g/cm<sup>3</sup>
- \*Es=3,2 (NSPT+15) = 960 t/m<sup>2</sup>
- \*Cohesión no drenada: 2.49 t/m<sup>2</sup> (CD tipo UU)
- \*Cohesión drenada: 2.95 t/m<sup>2</sup> (CD))
- \*Angulo de rozamiento interno: 35.64° (CD tipo UU)
- \*Angulo de rozamiento interno: 39.16° (CD)
- \*Resistencia a compresión simple de niveles arcillosos: 415-678 kPa
- \*Resistencia a compresión simple de niveles arenosos: 42 kPa

\*N30: 15-17

\*N20: 5-Rechazo. Valores promedio 6-17

\*Kh=1.000 t/m<sup>3</sup>

➤ **Excavabilidad y estabilidad**

Según las catas y sondeos realizados la excavabilidad se considera fácil y con buena estabilidad.

➤ **Agresividad química**

A continuación, se exponen los valores obtenidos en el ensayo de agresividad química según el estudio geotécnico:

		<b>Qa Ataque débil</b>	<b>Qb Ataque medio</b>	<b>Qc Ataque fuerte</b>	<b>Valor encontrado</b>	<b>Valor máximo encontrado</b>	<b>Nivel en que se ha encontrado</b>
Agua	Valor de ph	6,5-5,5	5,5-4,5	<4,5	No detectado N.F.		
	Co2 agresivo	15-40	40-100	>100	No detectado N.F.		
	Ion amonio(mgnh4/I)	15-30	30-60	>60	No detectado N.F.		
	Ion magnesio(mgMg/I)	300-1000	1000-3000	>3000	No detectado N.F.		
	Ion sulfato(mgso4/I)	200-600	600-3000	>3000	No detectado N.F.		
	Residuo seco a 110º(mg/l)	75-150	50-75	<50	No detectado N.F.		
Suelo	Grado de acidez de bauman gully	>200			<b>14-18</b>		<b>NIVELES ARCILLOSOS DEL NIVEL 2</b>
	Ion sulfato (mg so4/kg suelo seco)	2000-3000	3000-12000	>12000	<b>240.6-312.9</b>		<b>NIVELES ARCILLOSOS DEL NIVEL 2</b>

**Figura 16.** Ensayos de agresividad química

*Fuente: Estudio Geotécnico LABSON*

En función de estos resultados, y según el artículo 37 de la EHE-88, el tipo de hormigón a emplear será:

\* Clase general de exposición: Ambiente IIa

\* Clase específica de exposición: -

\* Tipo de hormigón: IIa

➤ **Expansividad del material**

A continuación, se exponen los valores obtenidos en el ensayo de expansividad según el estudio

geotécnico:

	Parámetro						Calificación
	Límite líquido	Índice de plasticidad	% pasa el tamiz 200	Índice CPV del lambe	Presión de hinchamiento en kpa	Hinchamiento libre en edómetro	
Bajo	<30	0-15	>30	<2	>30	<1	-
Medio	30-40	15-35	30-60	2--4	30-120	1--5	-
Alto	40-60	20-55	60-90	4--6	120-250	5--10	-
Muy alto	>60	>55	>90	>6	>250	>10	-
Calificación <b>nivel 1</b>	NL	0	11.3	0	0		<b>Expansividad nula</b>
Calificación <b>niveles arcillosos nivel 2</b>	30.6-38.4	11.7-17.9	53.1-60	2.6-3.55	112-150		<b>Expansividad media</b>
Calificación <b>niveles arenosos nivel 2</b>	27.6-29.8	7.7--11.6	21.9-37.6	0.0-0.8	0-43		<b>Expansividad baja</b>

Figura 17. Expansividad del terreno

*Fuente: Estudio Geotécnico LABSON*

Analizando la expansividad, no se observa expansividad en el nivel geotécnico 1 conformado por arenas eólicas con limos, obteniendo valores de hinchamiento nulos. Sin embargo, los niveles arcillosos del nivel geotécnico 2 presentan una expansividad media para todos los valores considerados, y los niveles arenosos del mismo nivel 2 presentan una expansividad baja para todos los valores considerados, aunque en la muestra más profunda tomada en el sondeo S-2 el valor del contenido en finos resulta algo superior al 30%.

➤ **Recomendaciones para apoyo de estructura soporte FV en Sector VIII.1**

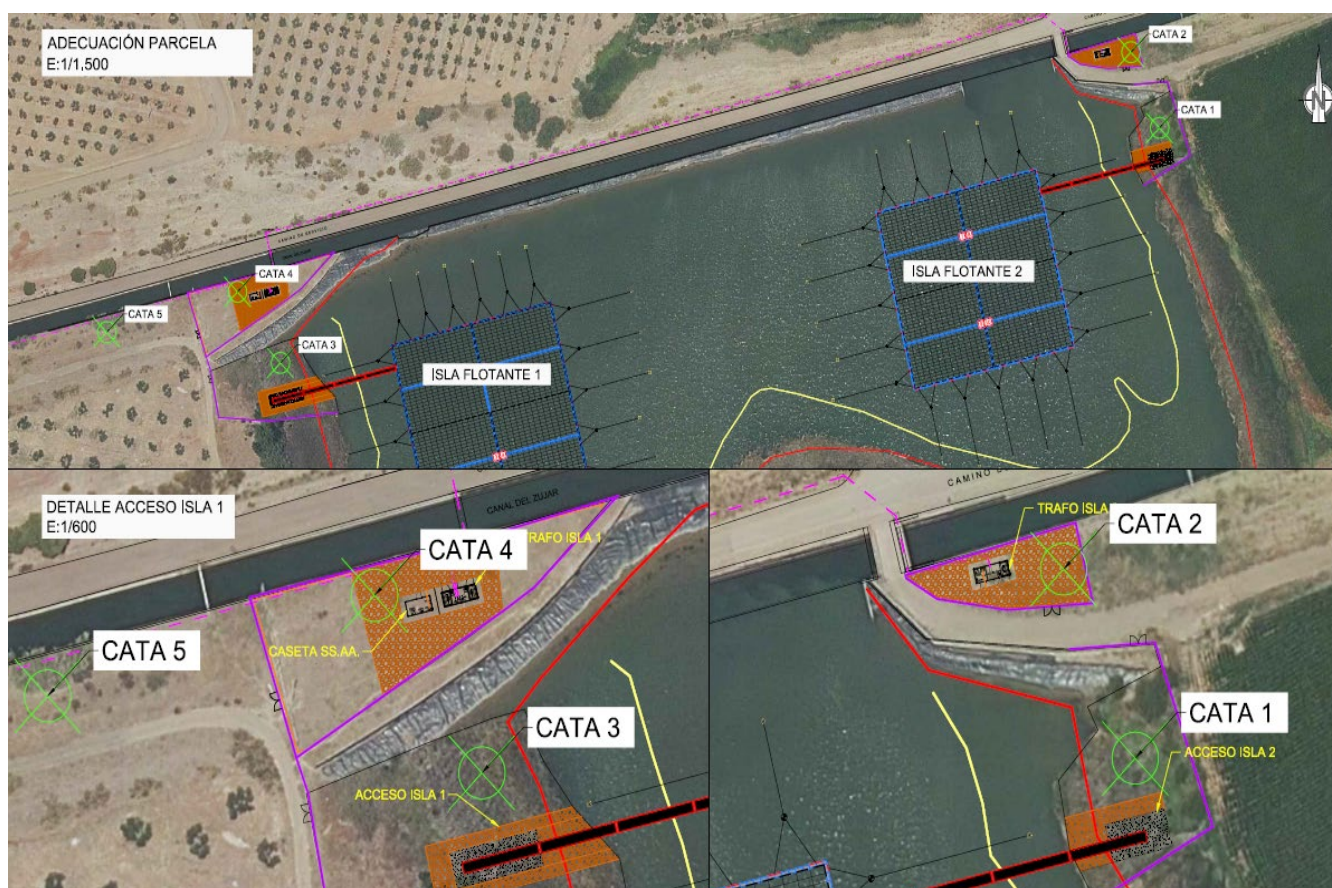
- Se puede concluir, que dado el tipo de terreno superficial, hasta cota -1,80 metros, encontrado, formado por arenas con limos marrones claras sin cohesión, cuya naturaleza provoca escasa resistencia al arrancamiento y al desplazamiento lateral en caso de hincas de perfil metálico, que la estructura portante para soporte de módulos fotovoltaicos será un prefabricado de hormigón diseñado específicamente para ello apoyado sobre el terreno existente.
- Previamente será necesario sanear los primeros 20-30 cm de terreno vegetal, aplicando una compactación previa al terreno, compactando al 98% del ensayo proctor normal el terreno natural subyacente. En los ensayos realizados, se observa que las características geotécnicas son uniformes en toda la parcela, no haciendo distinciones entre unas zonas y otras.
- Que la excavabilidad es buena en toda la parcela por el tipo de material del terreno. La estabilidad es alta para las pequeñas dimensiones de las zanjas a ejecutar. La parcela además es completamente llana, por lo que no se generaran diferencia de altura en las

excavaciones.

### 7.1.2 Resultados calicatas en el Sector IX-X

En el Sector IX-X, dada la escasa entidad de las actuaciones a ejecutar sobre el terreno (excavación de zanja, apoyo de casetas prefabricadas y solera de hormigón para acceso a pantalán), se han realizado 5 calicatas para determinar el tipo de terreno existente. Las zonas elegidas para hacer dichas calicatas han sido las siguientes:

- Calicata 1.- Se ha realizado en la zona del acceso a la isla 2
- Calicata 2.- Se ha realizado en la zona de casetas prefabricadas de la isla 2
- Calicata 3.- Se ha realizado en la zona de casetas prefabricadas de la isla 1
- Calicata 4.- Se ha realizado en la zona del acceso a la isla 1
- Calicata 5.- Se ha realizado en la zona la línea de evacuación



**Figura 18.** Ubicación de calicatas en Sector IX-X

Previo a cualquier actuación es necesario adecuar el terreno colindante a la parcela de la balsa donde se van a ubicar infraestructuras para que pueda servir por un lado para la colocación de casetas de trafos y de servicios auxiliares y, por otro, para preparar una plataforma de trabajo



para el montaje-ensamblaje de todo lo relativo a la estructura flotante. Se realizarán los siguientes trabajos en base a la información obtenida de las calicatas:

- Se realizará un desbroce de unos 20 cm en todas las zonas de actuación: centros de transformación y caseta de servicios auxiliares en Isla 1, acceso a balsa por lateral de Isla 1, centro de transformación y caseta de servicios auxiliares en Isla 2 y acceso a balsa por lateral de Isla 2.
- Construcción de explanada para centros de transformación y caseta de servicios auxiliares en Isla 1.
- Compactación del terreno tanto de casetas como de acceso al 100 % del Proctor normal.
- Relleno de 30 cm con zahorra compactada en parte de zona de casetas y de acceso.
- Construcción de solera de HA-25/B/20/IIa con mallazo electrosoldado 20x20 6-6 B500T para zonas de acceso al pantalán.

Con estos trabajos previos queda garantizado un firme suficiente para apoyar las casetas prefabricadas y para construir la solera prevista (sobre terreno compactado y sobre zahorra compactada), ya que las catas realizadas muestran un terreno subyacente compacto. Cabe decir que la balsa solo tiene un lateral en terraplén que es el muro de cierre y este muro es el que soporta el canal del Zujar y su camino de servicio, asentando toda esta infraestructura sobre el mismo terreno en que se proyectan las actuaciones recogidas en este proyecto, lo que muestra la capacidad portante del terreno (además de que las nuevas instalaciones se ejecutan sobre terreno natural y no sobre relleno terraplenado).

La excavación de la zanja para la línea de evacuación de la energía se considerará como excavación en terreno compacto.

## **7.2 ESTUDIO ARQUEOLÓGICO**

Al objeto de poder obtener por parte del órgano competente la posible existencia de algún yacimiento arqueológico que pudiera afectar a las obras proyectadas, se ha realizado el trámite correspondiente ante la Dirección General de Bibliotecas, Archivos y Patrimonio Cultural. Para ello se ha realizado en la zona de afección la "PROSPECCIÓN ARQUEOLÓGICA SUPERFICIAL PARA EL PROYECTO DE CAMPO FOTOVOLTAICO PARA AUTOCONSUMO Y LÍNEA DE EVACUACIÓN DE LA ESTACIÓN DE BOMBEO VIII-1 DE LA COMUNIDAD DE REGANTES DEL ZUJAR EN EL T.M. DE GUAREÑA (BADAJOZ)" (Expediente NFR/2022/066).

En respuesta a dicha prospección arqueológica se recibe con fecha 25 de febrero de 2022 informe sectorial en el que se resuelve que el resultado de la prospección ha sido negativo en

cuanto a la presencia de posibles yacimientos arqueológicos constatables en superficie.

Si bien, dada la cercanía de la instalación prevista a numerosos elementos de naturaleza arqueológica y a la amplia superficie abarcada por la zona de estudio, con vistas a la protección del patrimonio arqueológico no detectado durante los trabajos previos y que pudiera verse afectado por el proceso de ejecución de las obras, se adoptarán por la empresa adjudicataria las siguientes medidas correctoras:

A.1.- Durante la fase de ejecución de las obras será obligatorio un control y seguimiento arqueológico por parte de técnicos cualificados de todos los movimientos de tierra en cotas bajo rasante natural en cada uno de los frentes de obra que conlleve la ejecución del proyecto de referencia. En control arqueológico será permanente y a pie de obra, y se hará extensivo a todas las obras de construcción, desbroces iniciales, instalaciones auxiliares, líneas eléctricas asociadas, destocados, replantes, zonas de acopio, caminos de tránsito y todas aquellas otras actuaciones que derivadas de la obra generen los citados movimientos de tierra en cotas bajo rasante natural.

A.2.- Si como consecuencia de estos trabajos se confirmara la existencia de restos arqueológicos que pudieran verse afectados por las actuaciones derivadas del proyecto de referencia se procederá a la paralización inmediata de las obras en la zona de afección, se balizará la zona para preservarla de tránsitos, se realizará una primera aproximación cronocultural de los restos y se definirá la extensión máxima del yacimiento en superficie. Estos datos serán remitidos mediante informe técnico a la Dirección General de Patrimonio Cultural con copia, en su caso, al organismo que tuviera delegada esas competencias en función del ámbito de actuación de la actividad. Una vez recibido, se cursará visita de evaluación con carácter previo a la emisión de informe de necesidad de excavación completa de los hallazgos localizados conforme a los criterios técnicos y metodológicos establecidos.

A su vez, con fecha 17 de febrero de 2022 se realizó consulta ante la Consejería de Cultura, Turismo y Deportes de la Junta de Extremadura sobre la necesidad de realizar alguna cautela arqueológica para el proyecto de MODERNIZACIÓN ENERGÉTICA A TRAVÉS DE SOLAR FOTOVOLTAICA EN LA ZONA REGABLE DEL ZÚJAR (BADAJOZ), SECTOR IX-X, T.M. VILLAGONZALO (BADAJOZ).

En respuesta a dicha consulta se recibe con fecha 16 de marzo de 2022 informe sectorial en el que se informa que dicho proyecto no presenta incidencias sobre el Patrimonio Arqueológico conocido.

No obstante, y como medida preventiva de cara a la protección del patrimonio arqueológico no detectado, se impone la siguiente medida correctora, contemplada en el art. 54 de la Ley 2/1999

de Patrimonio Histórico y Cultural de Extremadura: “Si durante la ejecución de las obras se hallasen restos u objetos con valor arqueológico, el promotor y/o la dirección facultativa de la misma paralizarán los trabajos, tomarán las medidas adecuadas para la protección de los restos y comunicarán su descubrimiento en el plazo de cuarenta y ocho horas a la Consejería de Cultura”.

Se contempla en el presupuesto del proyecto (en el Capítulo 5 de medidas ambientales) los trabajos arqueológicos para el control del movimiento de tierras en el Sector VIII.1.

### **7.3 CARTOGRAFÍA Y TOPOGRAFÍA.**

Según el Real Decreto 1071/2007, de 27 de julio, se ha utilizado como Sistema de referencia geodésica el Sistema ETRS89 referido al elipsoide GRS80 y está materializado por el marco que define la Red Geodésica Nacional por Técnicas Espaciales, REGENTE, y sus densificaciones.

El sistema de referencia altimétrico serán las altitudes registradas del nivel medio del mar de Alicante y como proyección la Proyección Universal Transversa de Mercator (U.T.M.), utilizada en la confección de la cartografía oficial del Estado conforme al Decreto 2303/1970 de 16 de Julio.

El sistema de coordenadas utilizado, U.T.M. ETRS89 H29N, cuya transformación desde el elipsoide GRS80 (Geodesic Reference System) se ha realizado en base a la transformación de 7 parámetros.

La cartografía base utilizada ha sido la siguiente:

- Mapa Topográfico Nacional 1:200.000 (MTN200).
- Mapa Topográfico Nacional 1:50.000 (MTN50). Hoja 777, 778, 804 y 803
- Mapa Topográfico Nacional 1:25.000 (MTN25).
- Mapa Topográfico de Extremadura a escala 1:10.000
- Ortofotos en formato digital del vuelo PNOA de 2019.
- Modelo Digital del Terreno, del IGN en formatos ASCII y DXF.

#### **7.3.1 Levantamientos topográficos de detalle**

Se han llevado a cabo los siguientes levantamientos topográficos en diferentes zonas donde se requiriere mayor precisión de las que puede aportar el Modelo Digital del Terreno. Así, se han realizado levantamientos topográficos de los terrenos donde se ubicarán los campos fotovoltaicos.

**Tabla 9.** Trabajos topográficos de detalle

<b>EMPRESA</b>	<b>FECHA</b>	<b>TOMA DE DATOS</b>	<b>ELEMENTO</b>
AGRIMENSUR	10 febrero 2022	GPS Trimble 5700	Instalación fotovoltaica de autoconsumo
AGRIMENSUR	10 febrero 2022	GPS Trimble 5700	Ampliación fotovoltaica de autoconsumo

En febrero de 2022, AGRIMENSUR realizó el levantamiento topográfico de detalle de la zona de los campos fotovoltaicos. Todos estos trabajos están hechos mediante dos receptores GPS bifrecuencia (L1/L2) Trimble 5700 y 5800. Para la toma de puntos se ha usado el método GPS en Tiempo Real Cinemático con observaciones de cinco segundos con un mínimo de 5 satélites y épocas completas, alcanzándose una precisión centimétrica (1,5 cm)

### 7.3.2 Procedimiento de toma de datos

El procedimiento empleado para los levantamientos topográficos ha sido:

- Estudio previo de la zona a levantar.
- Obtención de coordenadas de bases de referencia.
- Toma de datos de campo.

El primer paso ha consistido en el estudio de la zona de trabajo mediante ortofotografía digital, poniendo de manifiesto los límites hasta los que llegar con la toma de datos en campo, y conocimiento a priori de la orografía del terreno.

El segundo paso ha sido la obtención de coordenadas de bases de referencia.

En tercer lugar, AGRIMENSUR hizo el levantamiento de las zonas donde se implantarán la instalación fotovoltaica para autoconsumo de la estación de bombeo del “Sector IX-X” y la ampliación de la instalación fotovoltaica para autoconsumo de la estación de bombeo del “Sector VIII.1”.

### 7.3.3 Trabajo de gabinete

Se procedió a procesar toda la información disponible operando de la siguiente manera en cada caso:

1. Instalación fotovoltaica para autoconsumo de la estación de bombeo del “Sector IX-X”. Se toma el levantamiento topográfico realizado por AGRIMENSUR. Se recogen los puntos en el Apéndice 1.
2. Ampliación de la instalación fotovoltaica para autoconsumo de la estación de bombeo del “Sector VIII.1”. Se toma el levantamiento topográfico realizado por AGRIMENSUR. Se recogen los puntos en Apéndice 2.

Por otro lado, en el Apéndice 3, se recogen los planos generados con la topografía realizada.

#### 7.3.4 Puntos de apoyo o bases de replanteo

Se ha tomado como vértice geodésico de referencia el número 77822 (Sector IX-X) y 80399 (Sector VIII.1) (ver Apéndice 4). Las bases se han materializado en campo mediante estacas o clavos de acero tipo GEOPUNT. Las reseñas de los puntos de apoyo quedan reflejadas en la siguiente tabla (ver Apéndice 5):

**Tabla 10.** Puntos de apoyo

• Sector IX-X

Nº BASE	X (m)	Y (m)	ELEVACIÓN (m)	Descripción
BR1	743.706,746	4.302.283,291	316,985	Clavo de acero
BR2	744.066,633	4.302.393,729	315,723	Clavo de acero

• Sector VIII.1

Nº BASE	X (m)	Y (m)	ELEVACIÓN (m)	Descripción
BR1	750.331,221	4.309.351,659	308,162	Clavo de acero
BR2	750.346,618	4.309.360,646	307,788	Clavo de acero
BR3	750.326,858	4.309.381,013	307,699	Clavo de acero

#### 7.4 SUPERFICIE OBJETO DEL PROYECTO

Si bien la Comunidad de Regantes Canal del Zújar tiene una superficie de 20.681 ha, los sectores afectados directamente por las actuaciones son el Sector VIII.1 con una superficie de 3.674 ha y el Sector IX-X que riega una superficie de 3.073 ha, lo cual hace un total de 6.747 ha.

#### 7.5 INGENIERÍA DE DISEÑO. CONDICIONANTES Y CRITERIOS DE DISEÑO

Como se ha comentado en epígrafes anteriores, el objeto del proyecto es el ahorro de energía mediante la implantación de instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo.

Para diseñar dichas instalaciones fotovoltaicas se tienen que caracterizar los hábitos de consumo de las estaciones de bombeo, para en base a ello hacer un predimensionamiento de los campos fotovoltaicos. Al mismo tiempo se debe determinar la producción de energía que serían capaces de proporcionar, por lo que primeramente se tienen que calcular las pérdidas que se dan específicamente en las instalaciones proyectadas.

### 7.5.1 Consumo energético actual

En primer lugar, se identifican los puntos de consumo (CUPS), tipo de contrato y potencia contratada para los seis periodos tarifarios para cada sector.

**Tabla 11.** Datos del suministro eléctrico del Sector VIII.1

<b>Suministro</b>	ES0021000001885748HK
<b>Tarifa</b>	6.2
<b>Potencia contratada (P1-P6)</b>	2.120 / 2.120 / 2.120 / 2.120 / 2.120 / 2.300 kW

**Tabla 12.** Datos del suministro eléctrico del Sector IX-X

<b>Suministro</b>	ES0021000001928811MM
<b>Tarifa</b>	6.2
<b>Potencia contratada (P1-P6)</b>	1.700 / 1.700 / 1.700 / 1.700 / 1.700 / 2.240 kW

A continuación, se muestran los datos medios de consumo de energía desglosados por meses y por periodo de facturación. Se toman como punto de partida el consumo de energía de 5 años completos (comprendido entre enero de 2016 y diciembre de 2020), obteniendo así un año de consumo característico:

**Tabla 13.** Consumo de energía medio anual 2016-2020 Sector VIII.1

PROMEDIO ANUAL 2016-2022	Comunidad de Regantes del Canal del Zújar						RESUMEN ENERGIA
	TÉRMINO ENERGÍA VARIABLE						
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
ENERO	325	521				741	1.587
FEBRERO	1.128	1.887				3.275	6.290
MARZO			8.109	16.502		15.143	39.753
ABRIL					53.810	38.271	92.081
MAYO					157.704	125.373	283.076
JUNIO	160.901	161.834	98.712	136.256		510.045	1.067.748
JULIO	359.130	370.049				724.086	1.453.265
AGOSTO						1.112.096	1.112.096
SEPTIEMBRE			97.287	127.087		153.997	378.372
OCTUBRE					116.298	41.391	157.688
NOVIEMBRE			3.265	10.793		6.759	20.817
DICIEMBRE	406	667				1.649	2.723
<b>TOTALES</b>	<b>521.890</b>	<b>534.958</b>	<b>207.374</b>	<b>290.639</b>	<b>327.811</b>	<b>2.732.827</b>	<b>4.615.498</b>

**Tabla 14.** Consumo de energía medio anual 2016-2020 Sector IX-X

PROMEDIO ANUAL 2016-2022	Comunidad de Regantes del Canal del Zújar						RESUMEN ENERGIA
	TÉRMINO ENERGÍA VARIABLE						
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
ENERO	264	422				707	1.393
FEBRERO	301	502				941	1.744
MARZO			5.283	11.723		9.470	26.476
ABRIL					55.611	30.556	86.167
MAYO					152.806	101.191	253.997
JUNIO	129.760	127.884	78.088	118.671		388.773	843.177
JULIO	293.222	295.064				561.266	1.149.553
AGOSTO						1.065.932	1.065.932
SEPTIEMBRE			97.157	140.480		151.701	389.338
OCTUBRE					79.781	25.980	105.761
NOVIEMBRE			1.758	4.859		3.147	9.764
DICIEMBRE	86	148				448	682
<b>TOTALES</b>	<b>423.633</b>	<b>424.021</b>	<b>182.287</b>	<b>275.733</b>	<b>288.198</b>	<b>2.340.112</b>	<b>3.933.984</b>

Del análisis de las facturas eléctricas se extrae información sobre las penalizaciones que abona la Comunidad de Regantes por exceder el consumo la potencia contratada en las horas centrales del día. Esto es una práctica habitual, ya que resulta más rentable pagar las penalizaciones por exceso de potencia que tener contratado durante todo el año la potencia realmente necesaria en los periodos tarifarios más caros.

En el Sector VIII.1 se producen en meses como julio picos de consumo constantes en P1-P5 entre 2.500-2.700 kWh, cuando sólo se tienen contratados un máximo de 2.120 kW. En el Sector IX-X se producen en meses como julio picos de consumo constantes en P1-P5 entre 1.800-1.900 kWh, cuando sólo se tienen contratados un máximo de 1.700 kW.

En las tablas anteriores se puede observar que el consumo de las estaciones de bombeo se concentra, como es evidente, durante las campañas de riego. Estas campañas comienzan en marzo-abril dependiendo de la climatología de cada año y se extienden hasta mitad-finales de octubre, si las precipitaciones se retrasan. El presente proyecto se plantea con plantas fotovoltaicas en autoconsumo sin excedentes, por lo que la energía generada se consumirá exclusivamente para alimentar las estaciones de bombeo. A tales efectos, se tomará como campaña de riegos los meses de mitad de abril-mayo-junio-julio-agosto-septiembre-mitad octubre (6 meses en total).

### **7.5.2 Prediseño de la potencia a instalar en los campos fotovoltaicos**

Una vez analizados los patrones de consumo de energía eléctrica de las estaciones de bombeo, que en el caso que nos ocupa son idénticos en el Sector VIII.1 y en el Sector IX-X, se ha planteado junto con la Comunidad de Regantes intentar cubrir al máximo la mayor potencia demandada (para evitar los pagos de penalizaciones por exceso de potencia) y conseguir el mayor autoconsumo posible (para disminuir los kWh consumidos de la red eléctrica).

Cada sector cuenta con unos condicionantes en lo referente a la disponibilidad de terrenos que condiciona la solución a proyectar como ya se recogió en el análisis de alternativas.

En el caso del Sector VIII.1 la disponibilidad de una parcela con unas dimensiones y topografía adecuadas nos permite dimensionar una planta de aproximadamente 2,34 MWp. Esta planta se ejecutará en dos fases: Fase 1 de 624 kWp (que se comenzará en el año 2022 a iniciativa de la propia Comunidad de Regantes con una subvención de la Junta de Extremadura) y una Fase 2 de 1.716 kWp que se corresponden con el presente proyecto incluido en el PRTR. Se proyectan módulos fotovoltaicos de 650 Wp. Se considerará una inclinación de 15º, pues con ella se consigue un óptimo entre la producción de marzo hasta octubre, que será máxima coincidiendo con las máximas demandas de energía del bombeo.



En el Sector IX-X, sin embargo, no ha existido otra alternativa que proyectar la planta fotovoltaica flotante. Por los condicionantes de la balsa el sistema diseñado será de dos islas flotantes de aproximadamente 2 MWp en conjunto. Se proyectan módulos fotovoltaicos de 550 Wp con una inclinación de 5°, viendo determinado por las características de los soportes flotantes.

Con el diseño eléctrico del número de paneles por lazo en función de las características de cada módulo fotovoltaico y los inversores a emplear se determinará la potencia exacta de cada campo fotovoltaico (se recoge en el Anejo nº 8), que será de 1.716 kWp para el Sector VIII.1 y de 1.991 kWp para el Sector IX-X.

### **7.5.3 Cálculo de la producción energética**

Una vez definido el sistema fotovoltaico y el resto de materiales y equipos, se realiza una simulación para estimar el rendimiento energético de la instalación.

Para analizar la producción del sistema fotovoltaico se utilizarán hojas Excel realizadas por Agrimensur Consulting S.L., las cuales han sido aplicadas en muchos proyectos similares ya en funcionamiento (algunos incluso en esta misma Comunidad de Regantes).

Para el cálculo de la energía generada por el sistema fotovoltaico, se considerarán los siguientes factores clave que se desarrollan en la hoja Excel:

- Irradiación solar en la ubicación del sitio fotovoltaico por tramos cuartohorarios
- Máxima energía-potencia teórica producida en función de las características del campo fotovoltaico.
- Pérdidas del campo fotovoltaico y pérdidas CA hasta el punto de conexión a la red. Rendimiento energético de las diferentes partes del sistema fotovoltaico.
- Cálculo de la energía-potencia real producida detraídas las pérdidas.
- Determinación de la energía aprovechable para autoconsumo por la estación de bombeo

Los datos meteorológicos considerados de la radiación solar en el sitio, junto con las características del campo fotovoltaico descrito, representan los datos de entrada para calcular las pérdidas del sistema y los rendimientos energéticos, como se explica en los siguientes apartados.

### 7.5.3.1 Fuentes de datos de radiación y temperaturas

La radiación solar y temperatura del emplazamiento de la instalación viene dada por datos estadísticos medidos durante años. Para realizar el estudio de producción de la instalación fotovoltaica se consideran como punto de partida los datos obtenidos de programa PVGIS.

PVGIS ha sido desarrollado en el Centro Común de Investigación de la Comisión Europea. El enfoque de PVGIS es la investigación en evaluación de recursos solares, estudios de rendimiento fotovoltaico (PV) y la difusión de conocimientos y datos sobre radiación solar y rendimiento.

Los datos de radiación solar de PVGIS-SARAH disponibles se derivan de la primera versión del registro de datos de radiación solar de SARAH proporcionado por EUMETSAT Climate Monitoring Satellite Application Facility (CM SAF). Las principales diferencias con el registro de datos CM-SAF-SARAH son que PVGIS-SARAH utiliza las imágenes de los dos satélites geoestacionarios METEOSAT (0° y 57°E) que cubren Europa, África y Asia, y que los valores horarios se calculan directamente a partir de una sola Imagen de satélite.

Esta aplicación permite la descarga de los datos horarios mensuales de radiación para una ubicación concreta, teniendo en cuenta datos de entrada del programa como son la orientación del campo solar y la inclinación de los módulos fotovoltaicos en la estructura soporte.

En el Apéndice 1 del Anejo N° 7 se recogen las salidas de los datos generados por el programa PVGIS para las dos instalaciones proyectadas. Los datos de entrada para el Sector VIII.1 son de acimut 0° e inclinación de módulos 15°. Los datos de entrada para el Sector IX-X son de acimut -14° e inclinación de módulos 5°.

### 7.5.3.2 Cálculo de la energía teórica y real producida

En primer lugar, se determinará la producción de energía máxima teórica (correspondiente a una eficiencia del 100 %). La ecuación a emplear será la siguiente:

$$Y_r = P_{STC} \times \frac{IGI}{G_{STC}}$$

Donde:

- Y<sub>r</sub>: Producción de referencia (Reference Yield)
- P<sub>STC</sub>: Suma de la potencia nominal de los módulos en condiciones STC
- IGI: Irradiación global en el plano inclinado (plano de los módulos) sin considerar las pérdidas por sombreado interno o externo
- G<sub>STC</sub>: Irradiancia en condiciones STC (1000 W/m<sup>2</sup>)

Como en la instalación se producen pérdidas de energía por distintos motivos, la producción de referencia habrá que reducirla. La producción real de energía será:

$$\text{Producción de energía real} = Y_r \times (1 - \text{Total de pérdidas})$$

En los siguientes apartados se describen los factores de pérdida considerados para el cálculo de la producción de energía real.

#### 7.5.3.3 Pérdidas de energía

Con el fin de hacer un estudio adecuado y detallado de la previsión energética, es necesario definir las pérdidas del sistema fotovoltaico. En los siguientes apartados se describen los factores de pérdida considerados para el cálculo de la producción de energía. Para ello se consideran, por un lado, las pérdidas en el sistema de captación solar (sombras, eficiencia, temperatura) y, por otro, las pérdidas en la entrega de energía al inversor, las que se producen en el propio inversor y las que se producen en la conexión de entrega de energía a la red.

##### ➤ **Pérdidas por sombreados**

Para obtener un cálculo de sombreado adecuado, es necesario representar la geometría exacta del campo fotovoltaico.

- Distancia entre filas, orientación e inclinación

Tanto la inclinación como la orientación se conseguirán gracias a la estructura portante que tendrá que asegurar la continuidad de estos parámetros mientras esté activa la instalación.

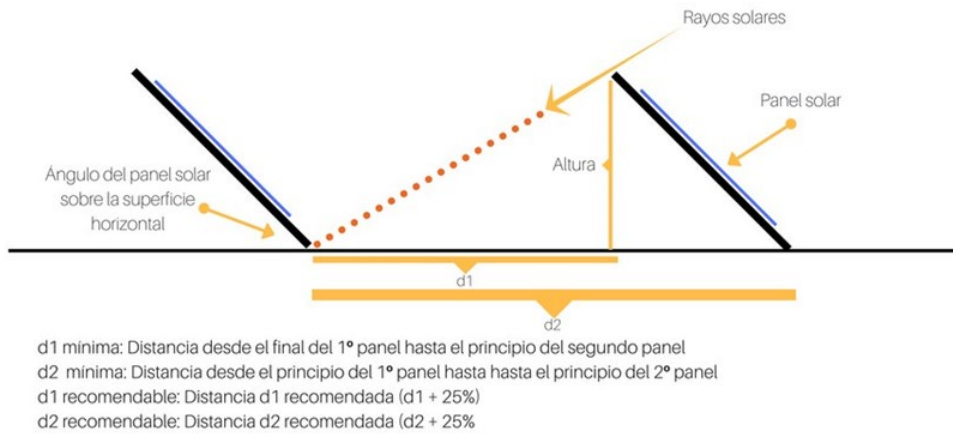
El generador fotovoltaico del Sector VIII.1 está dispuesto con acimut 0° según la orientación de la parcela y dispone de una inclinación de 15°. La distancia entre filas permite que queden 2 m de separación libres y se diseña expresamente para que no se produzcan sombras en el periodo de funcionamiento de la instalación de autoconsumo (de abril a octubre).

El del Sector IX-X está dispuesto con acimut -14° según la orientación de la parcela y dispone de una inclinación de 5°. La separación entre filas viene dada por la estructura flotante.

Se han tenido en cuenta las condiciones concretas de la estructura, diseñada para tal fin, tratando de obtener la mejor integración en la parcela con la mínima pérdida de rendimiento del sistema.

- Cálculo de sombreado

Para calcular la distancia mínima entre módulos, de manera que no se produzcan sombras, partimos del cálculo de la altura solar en el lugar de emplazamiento.

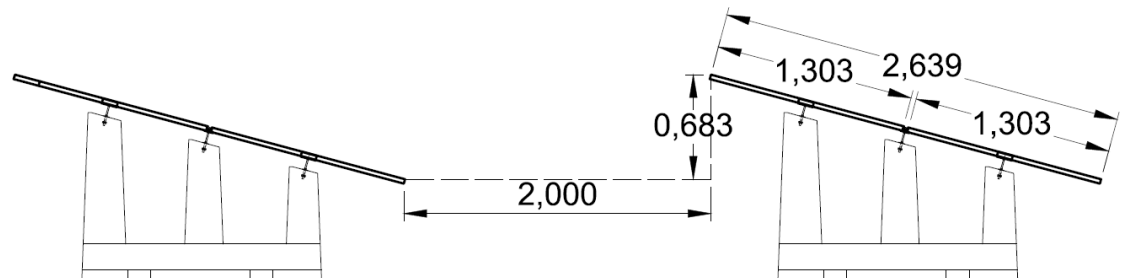


**Figura 19.** Cálculo geométrico de la distancia entre filas de módulos

$$d_1 = \frac{\text{Altura}}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

### **Campo fotovoltaico Sector VIII.1**

Este campo está formado por paneles solares apoyados sobre soportes de hormigón en masa monolíticos, con una distancia entre filas de paneles de 2 m, como se aprecia en la Figura 20:



**Figura 20.** Disposición de paneles solares en el Sector VIII.1

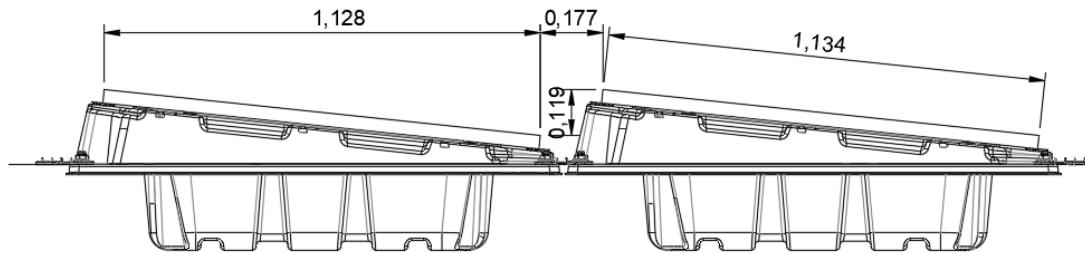
La latitud de la zona donde se ubican los paneles es 38,57°. Por tanto, la distancia mínima entre filas de paneles será:

$$d_1 = \frac{0,683}{\tan(61^\circ - 38,57^\circ)} = 1,65 \text{ m}$$

En este caso, la separación de 2 m entre filas supone un 21% superior a la distancia mínima recomendable. Por tanto, no se producirá ninguna pérdida por sombreado.

### **Campo fotovoltaico Sector IX-X**

Este campo está ubicado en una balsa de almacenamiento de agua y está formado por paneles solares flotantes, con una distancia entre filas de paneles de 0,177 m, como se aprecia en la Figura 21:



**Figura 21.** Disposición de paneles solares en el Sector IX-X

La latitud de la zona donde se ubican los paneles es 38,57°. Por tanto, la distancia mínima entre filas de paneles será:

$$d_1 = \frac{0,119}{\tan(61^\circ - 38,57^\circ)} = 0,29 \text{ m}$$

En este caso, la separación de 0,177 m entre filas es menor que la distancia mínima recomendable ya que se produce un sombreado de unos 11 cm del panel. Sin embargo, si se hace el cálculo gráfico considerando la posición real del sol en cada mes, se puede comprobar que el sombreado de 11 cm correspondería a la posición del sol de mediados de octubre. En cambio, el 1 de abril no se produciría sombreado alguno. En base a esto, no se considerarán pérdidas por sombreado para los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre, y al mes de octubre se le aplicará una pérdida por sombreado del 25% de la producción. El resto de meses no se consideran por no ser usado en el autoconsumo de la estación de bombeo.

➤ **Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal**

Los módulos FV obtenidos de un proceso de fabricación industrial no son todos idénticos, sino que su potencia nominal referida a las condiciones estándar de medida, STC, presenta una determinada dispersión. Se tomará el 1% de pérdidas.

➤ **Pérdidas de mismatch o de conexionado.**

Son pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes para formar un generador fotovoltaico. Esto tiene su origen en que si conectamos dos módulos en serie con diferentes corrientes (por muy pequeñas que sean las

diferencias), el módulo de menor corriente limitará la corriente de la serie. De modo semejante ocurre para la tensión de la conexión de módulos en paralelo.

Resultando que la potencia de un generador FV es inferior (o en un caso ideal, igual) a la suma de las potencias de cada uno de los módulos FV que lo componen. Se tomará el 1% de pérdidas.

➤ **Pérdidas por polvo y suciedad**

Tienen su origen en la disminución de la potencia de un generador FV por la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos FV. Cabría destacar dos aspectos, por un lado, la presencia de una suciedad uniforme da lugar a una disminución de la corriente y tensión entregada por el generador FV y por otro lado la presencia de suciedades localizadas (como puede ser el caso de excrementos de aves) da lugar a un aumento de las pérdidas de mismatch y a las pérdidas por formación de puntos calientes. Se tomará el 1% de pérdidas.

➤ **Pérdidas LID (Light Induced Degradation)**

La Degradación Inducida por la Luz es una pérdida de rendimiento que surge en las primeras horas de exposición al sol, con módulos cristalinos. Es decir, puede afectar el rendimiento y la potencia reales con respecto a los datos finales de las pruebas de flash de fábrica entregados por los fabricantes. El agotamiento se crea durante los primeros meses de exposición a la radiación solar.

La pérdida de LID está relacionada con la calidad de la fabricación de la oblea y puede ser del orden del 1% al 3%. Los módulos fotovoltaicos de última generación en base a los que se redacta el proyecto permitirán tomar el 1% de pérdidas.

➤ **Pérdidas por rendimiento AC/DC del inversor**

El inversor fotovoltaico se puede caracterizar por la curva de rendimiento en función de la potencia de operación. Es importante seleccionar un inversor de alto rendimiento en condiciones nominales de operación y también es importante una selección adecuada de la potencia del inversor en función de la potencia del generador FV (p.e. la utilización de un inversor de una potencia excesiva en función de la potencia del generador FV dará lugar a que el sistema opera una gran parte del tiempo en valores de rendimiento muy bajos, con las consecuentes pérdidas de generación). Para el modelo que se ha diseñado el proyecto, el fabricante indica una eficiencia del 98,69%. En cualquier caso, se tomará el 2% de pérdidas.

➤ **Pérdidas por rendimiento de seguimiento del Punto de Máxima Potencia (MPPT) del generador FV**

El inversor fotovoltaico de conexión a red opera directamente conectado al generador FV y tiene un dispositivo electrónico de seguimiento del punto de máxima potencia del generador FV (este punto de máxima potencia cambia con la irradiancia y la temperatura) cuyos algoritmos de control pueden variar entre diferentes modelos y fabricantes.

Se puede caracterizar al inversor por una curva de rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia definida como el cociente entre la energía que el inversor es capaz de extraer del generador FV y la energía que se extraería en un seguimiento ideal. Un problema adicional puede surgir cuando hay sombras sobre el generador FV. En este caso puede haber escalones en la curva IV y el inversor operar en un punto que no es el de máxima potencia. Se tomará el 2% de pérdidas.

➤ **Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado**

Tanto en la parte DC como en la parte AC (desde la salida de los inversores hasta la conexión a la estación de bombeo) de la instalación se producen unas pérdidas energéticas originadas por las caídas de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinados. Estas pérdidas se minimizan dimensionando adecuadamente la sección de los conductores en función de la corriente que por ellos circula.

Los conductores serán de cobre o aluminio y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5%. Se tomará el 1,5% de pérdidas.

➤ **Pérdidas en el transformador**

En las instalaciones fotovoltaicas proyectadas, el transformador no es parte del inversor, sino un dispositivo externo conectado directamente a la red de MT.

Las principales pérdidas asociadas al transformador son:

- Las pérdidas de hierro (principalmente debidas a histéresis y corrientes parásitas en el núcleo) son proporcionales al cuadrado del flujo del núcleo, es decir, al cuadrado de la tensión. Como la tensión de red es un valor constante, se considera una pérdida constante.

- Las pérdidas óhmicas, a menudo denominadas pérdidas de cobre, ya sea en los devanados primarios y secundarios. Estos pueden estar representados por una resistencia equivalente del primario.

Se tomará el 1% de pérdidas.

➤ **Pérdidas por nivel de temperatura**

Las condiciones de prueba estándar se especifican para una temperatura de celda de 25 °C, pero los módulos generalmente funcionan a temperaturas mucho más altas. La pérdida térmica se calcula siguiendo el modelo de un diodo.

La temperatura afecta principalmente a la curva de tensión I/V del módulo. La disminución de la temperatura afecta en gran medida a la tensión de funcionamiento del panel, provocando sobretensiones.

Las pérdidas efectivas dependen en gran medida de la sobretensión del conjunto con respecto a la tensión de funcionamiento. Esta pérdida se puede contabilizar por el coeficiente de temperatura del módulo de Voc como se indica en su hoja de datos.

El comportamiento térmico del campo, que influye fuertemente en el rendimiento eléctrico, está determinado por un balance de energía entre la temperatura ambiente y el calentamiento de la celda debido a la radiación incidente.

La temperatura afecta principalmente a los valores de voltaje, y tiene su mayor influencia en el voltaje de circuito abierto, aunque también modifica los valores del punto de máxima potencia y el valor de I<sub>cc</sub>.

Para determinar la temperatura de célula utilizaremos la fórmula:

$$T_c = T_{amb} + \frac{I_{inc} \times (TONC - 20)}{800}$$

Donde:

- T<sub>c</sub>: Temperatura de célula (°C)
- T<sub>amb</sub>: Temperatura ambiente (°C)
- I<sub>inc</sub>: Irradiancia (W/m<sup>2</sup>)

En la siguiente tabla se calculan las temperaturas máximas estimadas en celda para cada mes del año partiendo de los datos del PVGIS para irradiancia y temperatura ambiente:



**Tabla 15.** Temperaturas máximas estimas

	Irradiancia (W/m <sup>2</sup> )	Tamb (°C)	TONC (°C)	Tc (°C)
ENERO	522	10,89	45	27,20
FEBRERO	636	13,47	45	33,35
MARZO	705	16,36	45	38,39
ABRIL	777	18,57	45	42,85
MAYO	879	23,34	45	50,81
JUNIO	942	27,84	45	57,28
JULIO	999	31,36	45	62,58
AGOSTO	961	31,46	45	61,49
SEPTIEMBRE	846	27,56	45	54,00
OCTUBRE	687	22,18	45	43,65
NOVIEMBRE	560	15,38	45	32,88
DICIEMBRE	496	11,91	45	27,41

Las características de los módulos fotovoltaicos se proporcionan a una temperatura de 25 °C. Si estas condiciones varían el módulo fotovoltaico proporcionará una tensión y potencia inferior a la obtenida en condiciones estándar. Las fichas técnicas de los módulos fotovoltaicos incluyen coeficiente de pérdida de potencia por cada grado de mayor temperatura de celda que los citados 25 °C. Por ejemplo, para el módulo de 650 Wp, el coeficiente será -0,34%/°C, lo que equivale a perder 2,21 Wp de potencia por cada grado de temperatura de celda superior a 25 °C. en la siguiente tabla se calcula la pérdida de potencia para cada mes por efecto de la temperatura

**Tabla 16.** Pérdida de potencia por mes

	Potencia (W)	Diferencia W/°C	Temp. nominal (°C)	T real Celda (°C)	Perdida Potencia (W)	Potencia real (W)	Rendimiento (%)
ENERO	650	-2,21	25	27,20	4,83	645,13	99,47%
FEBRERO	650	-2,21	25	33,35	18,47	631,53	97,38%
MARZO	650	-2,21	25	38,39	29,59	620,41	95,66%
ABRIL	650	-2,21	25	42,85	39,45	610,55	94,14%
MAYO	650	-2,21	25	50,81	57,05	592,95	91,43%
JUNIO	650	-2,21	25	57,28	71,33	578,67	89,22%
JULIO	650	-2,21	25	62,58	83,06	566,94	87,42%
AGOSTO	650	-2,21	25	61,49	80,65	569,35	87,79%
SEPTIEMBRE	650	-2,21	25	54,00	64,08	585,92	90,34%
OCTUBRE	650	-2,21	25	43,65	41,23	608,77	93,87%
NOVIEMBRE	650	-2,21	25	32,88	17,42	632,58	97,54%
DICIEMBRE	650	-2,21	25	27,41	5,34	644,66	99,40%

Se puede observar que el rendimiento del módulo fotovoltaico tiene una importante caída en su rendimiento en los meses de más altas temperaturas. Para estimar una pérdida de rendimiento

media se tomarán los meses de mayo, junio, julio, agosto y septiembre, que son cuando realmente se produce el mayor autoconsumo que es el objeto de este proyecto. El resultado es un rendimiento del 89,24 %, lo que equivale a unas pérdidas del 10,76 %.

➤ **Pérdida de rendimiento durante la vida útil de la planta**

Las pérdidas de producción que se pueden producir por efecto del envejecimiento del sistema a lo largo del tiempo están motivadas principalmente por la degradación natural del módulo fotovoltaico. La degradación anual de las células fotovoltaicas es un efecto inevitable y está definido por los fabricantes. Además, este efecto se establece mediante garantías de producción o garantías de potencia limitada.

La Tasa de Degradación no deberá exceder el 1% en el primer año a partir de la Fecha de Inicio, este valor se calcula a partir de la pérdida LID (1,0%) y un 0,5% adicional cada año a partir del comienzo del segundo año hasta esa fecha que es 25 años después de la Fecha de Inicio. Con estos valores se obtiene que la Potencia de Salida Máxima no será inferior al 87% de la de la potencia inicial del módulo fotovoltaico en el año 25.

Esto supone una caída del rendimiento del 12 % en 24 años. Para fijar las pérdidas por el descenso del rendimiento se tomará un valor medio, lo que equivale a considerar unas pérdidas del 6 %.

➤ **Resumen de las pérdidas de producción de energía**

En la siguiente tabla se recoge un resumen con las pérdidas consideradas para calcular la producción de energía de los campos fotovoltaicos proyectados.

**Tabla 17.** Resumen pérdidas consideradas

	Pérdidas (%)
Pérdidas por sombreados	0
Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal:	1
Pérdidas de mismatch o de conexionado.	1
Pérdidas por polvo y suciedad	1
Pérdidas LID (Light Induced Degradation)	1
Pérdidas por rendimiento AC/DC del inversor	2
Pérdidas por rendimiento de seguimiento del Punto de	2
Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado	1,5
Pérdidas en el transformador	1
Pérdidas por nivel de temperatura	10,76
Pérdida de rendimiento durante la vida útil de la planta	6
<b>TOTAL PERDIDAS</b>	<b>27,26</b>

Por tanto, para todos los cálculos de producción de energía se considerarán unas pérdidas acumuladas del 27,26 %. Habría que añadir para la planta fotovoltaica del Sector IX-X que el mes de octubre por sombreado se aplicará un descuento en la producción del 25%.

#### **7.5.4 Estimación de la producción mensual y anual**

Teniendo en cuenta el diseño de la planta junto con los datos de radiación (Apéndice 1 del Anejo N° 7) y las pérdidas estipuladas tomadas por diferentes factores, se procede a calcular la producción de energía de las instalaciones.

Con los datos horarios mensuales de radiación se interpolan para sacar datos cuartohorarios y en base a la potencia del campo fotovoltaico se obtiene la potencia máxima teórica generada en cada cuarto de hora con la ecuación antes citada

$$Y_r = P_{STC} \times \frac{IGI}{G_{STC}}$$

La potencia máxima obtenida se verá afectada por las pérdidas que se dan (solo se aprovecha el 73,83 %). La producción real de energía será:

$$Producción\ de\ energía\ real = Y_r \times (1 - Total\ de\ pérdidas)$$

En el Apéndice 2 del Anejo N° 7, se desarrollan todos los cálculos justificativos. En las siguientes tablas se muestran los resultados de producción estimados mensualmente para las plantas fotovoltaicas.

**Tabla 18.** Datos de producción de energía Sector VIII.1

Mes	Campo 1.716 kWp	
	Energía producida bruta (kWh)	Energía producida neta (kWh)
Enero	165.905	122.488
Febrero	192.826	142.363
Marzo	267.895	197.787
Abril	306.277	226.124
Mayo	366.846	270.843
Junio	387.496	286.089
Julio	421.854	311.455
Agosto	404.097	298.345
Septiembre	314.935	232.517
Octubre	243.272	179.608
Noviembre	175.167	129.326
Diciembre	154.209	113.852
<b>Totales</b>	<b>3.400.779</b>	<b>2.510.795</b>

**Tabla 19.** Datos de producción de energía Sector IX-X

Mes	Campo 1.991 kWp	
	Energía producida bruta (kWh)	Energía producida neta (kWh)
Enero	153.168	84.855
Febrero	195.560	108.341
Marzo	275.592	152.678
Abril	339.016	250.296
Mayo	420.050	310.123
Junio	450.424	332.548
Julio	489.629	361.493
Agosto	443.253	327.254
Septiembre	337.837	249.425
Octubre	248.643	137.748
Noviembre	162.962	90.281
Diciembre	141.345	78.305
<b>Totales</b>	<b>3.657.480</b>	<b>2.483.346</b>

## **8 DESCRIPCIÓN DE LAS ACTUACIONES PROYECTADAS**

La solución diseñada para las obras del proyecto de “Modernización energética a través de solar fotovoltaica en la zona regable del Zújar (Badajoz)” se compone de las siguientes actuaciones:

### **Sector IX-X**

- Adecuación de la parcela de la balsa: accesos y vallado.
- Estructura de soporte flotante de las islas flotantes, con anclajes, amarres y pasarelas de acceso.
- Módulos fotovoltaicos de 550 Wp de muy alta eficiencia para optimizar el espacio ocupado (máximo soportado por las estructuras flotantes).
- Infraestructura de conexión del campo fotovoltaico con la estación de bombeo para evacuación de la energía
- Adecuación de estación de bombeo del Sector IX-X para conexión de campo fotovoltaico en bornas de salida 500 V.
- Sistema de monitorización, control y antivertido
- Sistema de seguridad y de videovigilancia

### **Sector VIII.1**

- Estructura de hormigón prefabricada apoyada sobre el terreno.
- Adecuación del terreno de la parcela previamente a la colocación de la estructura de hormigón prefabricada.
- Módulos fotovoltaicos de 650 Wp de muy alta eficiencia para optimizar el espacio ocupado
- Centro de transformación (2 x 1.000 kVA) para elevar la tensión del campo fotovoltaico a 6.000 V
- Conexión de las nuevas instalaciones a la línea de evacuación existente
- Conexión de las nuevas instalaciones a la monitorización, control y sistema antivertido existente.

El conjunto de las actuaciones incluirá medidas preventivas y compensatorias medioambientales.

Como ya se ha explicado con anterioridad, el campo fotovoltaico del Sector VIII.1 se ejecutará por fases. En la actualidad, se está ejecutando una primera fase consistente en una planta fotovoltaica de 619,92 kWp (mediante ayudas para la mejora de la eficiencia energética en las Comunidades de Regantes de Extremadura de la Consejería de Agricultura, Desarrollo Rural, Población y Territorio de la Junta de Extremadura. Expediente de ayuda: EF/20/005) y con el

presente proyecto se ejecutaría una segunda fase de una planta de unos 1.716 kWp. Se conectará a la estación de bombeo mediante una línea de media tensión a 6.000 V, proyectada en la Fase 1, que alimentará directamente a los elementos consumidores, sin plantear vertido de excedentes. Por tanto, todas las actuaciones se centrarán en el interior de la parcela donde se ubica el campo fotovoltaico que es propiedad de la Comunidad de Regantes.

### **8.1 Instalación fotovoltaica del sector VIII.1**

Se plantea la ejecución de un campo fotovoltaico de autoconsumo sin excedentes de 1.716,00 kWp compuesto por 2.640 módulos fotovoltaicos de 650 Wp, agrupados en lazos de 24 módulos e instalados sobre estructura prefabricada de hormigón y con 15º de inclinación. Se conectará a la estación de bombeo mediante una línea de media tensión a 6.000 V, proyectada en la Fase 1, que alimentará directamente a los elementos consumidores, sin plantear vertido de excedentes.

Se ejecutará en las parcelas 48 y 49 del polígono 513 de Guareña (Badajoz) y son de propiedad de la Comunidad de Regantes.

La energía procedente de la radiación solar (energía solar fotovoltaica) se convierte en energía eléctrica en su formato de corriente continua a través de una serie de paneles solares dispuestos en número apropiado en series. Estas series se agrupan formando paralelos que se conectan al equipo inversor, encargado de convertir la corriente continua generada en corriente alterna a 800 V, que se usará, una vez elevada su tensión a 6000 V, para la alimentación de motores de bombas de riego.

Asimismo, se ejecutará la instalación de modo que se asegure un grado de aislamiento eléctrico tipo clase II en lo que afecta a equipos tales como módulos e inversores, así como al resto de materiales, tales como conductores, cajas, armarios de conexión, etc. En cualquier caso, el cableado de corriente continua será de doble aislamiento.

La instalación fotovoltaica estará constituida, básicamente, por los siguientes elementos:

- Estructura soporte de hormigón prefabricado, previa adecuación del terreno.
- Módulos fotovoltaicos
- Inversores.
- Sistema DC/AC.
- Protecciones.
- Puesta a tierra.

### **8.1.1 Adecuación de la parcela**

Previo a cualquier actuación es necesario adecuar el terreno de la parcela para que pueda servir para la instalación de los soportes de hormigón prefabricados de los módulos fotovoltaicos. La parcela es prácticamente llana y se dejará preparada con pendientes homogéneas. Se realizarán los siguientes trabajos:

- Desbroce de 20 cm (según indicaciones del estudio geotécnico) de los 18.171,33 m<sup>2</sup> que ocupará de la parcela.
- Carga, transporte y extendido de la tierra vegetal a parcelas de la Comunidad de Regantes
- Compactación del terreno al 100 % del Proctor normal.
- Relleno de 10 cm con material de préstamo procedente de parcelas de la Comunidad de Regantes compactado al 100 % del Proctor normal.
- Construcción de base de apoyo con 10 cm de grava que servirán para alinear correctamente los soporte prefabricados.

El vallado completo de la parcela se ha contemplado en la Fase 1, luego en este proyecto no se recoge nada.

### **8.1.2 Soportes prefabricados de hormigón**

Se ha proyectado en base a piezas de hormigón, cuya función es la de servir de soporte y orientación para paneles solares fotovoltaicos fijos. Estas piezas prefabricadas de hormigón están diseñadas para hacer la función de soporte para paneles solares en superficies planas, de ahí la necesidad de adecuación del terreno de la parcela.

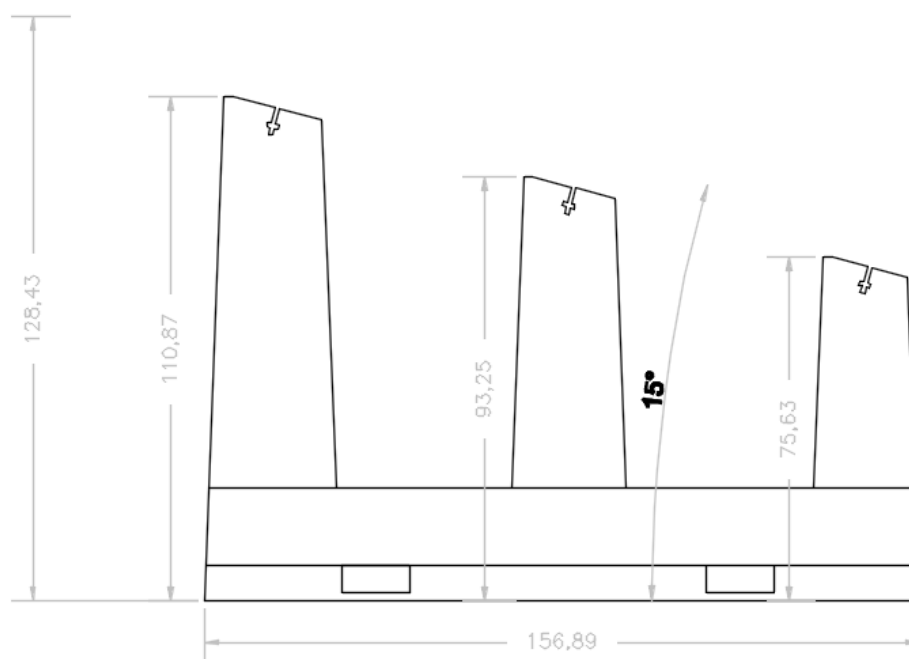
Se basa en su geometría y la masa necesaria para contrarrestar los efectos del viento y los agentes externos, con una inclinación de 15° óptima para el mejor rendimiento de los paneles solares. Consigue simplificar el método de montaje de paneles solares al no tener que montar estructura alguna, reduciendo el tiempo de ejecución, eliminando los perfiles metálicos auxiliares y abaratando el coste total de la instalación.



**Figura 22.** Disposición de placa solar sobre soportes prefabricados

En la siguiente figura se refleja el soporte prefabricado que se empleará. Podemos observar que vienen caracterizados por un ángulo de inclinación de  $15^\circ$ , un peso de 550 kg y fabricado con HM-20. El intereje de vano es la distancia entre cada dos soportes y coincidirá con la longitud de módulo fotovoltaico (en este caso 2,384 m).

Los cálculos mecánicos de la estructura se incorporan en el Anejo N° 6.



**Figura 23.** Dimensiones soporte prefabricado



### **8.1.3 Módulos fotovoltaicos**

El parque solar fotovoltaico estará formado por un total de 1 campo solar con una potencia de 1.716,00 kWp. El campo solar se diseña mediante una estructura fija provista de inclinación a 15° para la colocación de paneles, con el fin de optimizar al máximo la energía solar captada en meses de verano (que es cuando se da el mayor consumo en las estaciones de bombeo) y obteniendo en meses de invierno una aceptable cantidad de energía.

Para la realización de este proyecto se utilizarán módulos de alto rendimiento y que presentan las siguientes características:

- Baja degradación y excelente rendimiento en condiciones de alta temperatura y baja radiación.
- Marco de aluminio robusto que asegura a los módulos soportar cargas de viento de hasta 2.400 Pa y cargas de nieve de hasta 5.400 Pa.
- Alta fiabilidad contra condiciones ambientales extremas (habiendo superado tests de niebla salina, amoníaco y granizo).
- Resistencia a la degradación inducida por potencial (DIP).
- Tolerancia solo positiva de 0 ~ +3%.
- Garantía del producto de 12 años.
- Garantía limitada de potencia lineal: Tendrá una degradación anual máxima de 0,4% en 30 años.

La tecnología de fabricación de estos módulos ha superado unas pruebas de homologación muy estrictas que permiten garantizar, por un lado, una gran resistencia a la intemperie y, por otro, un elevado aislamiento entre sus partes eléctricamente activas y accesibles externamente.

Los módulos se fabricarán con células de alto rendimiento de tecnología de silicio monocristalino y dispondrán de los certificados IEC-61215 (UNE-EN 61215), IEC 61730:2004 IEC-62716, IEC61701.

Los módulos presentan además una baja tolerancia (0 ~ +3%), siendo siempre positiva, lo que permite contar con bajas discrepancias en cuanto a las indicaciones generales.

El diseño de campo solar está vinculada tanto al módulo solar como a los inversores instalados. En la tabla adjunta puede observarse las características técnicas (eléctricas y físicas) que poseen los paneles proyectados para suministro y que se resumen en las siguientes:

**Tabla 20.** Características técnicas de los paneles proyectados (I)

Potencia pico (Wp)	650
Eficiencia	20,92 %
Vmp (V)	37,70
Imp (A)	17,25
Voc (V)	45,20
Coef Voc (%/°C)	-0,29
Coef Pmax (%/°C)	-0,34
Superficie (m <sup>2</sup> )	3,10
Dimensiones (mm)	2.384x1.303x35
Máximo voltaje (Vdc)	1.500
Nº de celdas	132 (6x22)

Estas características son especificaciones en CEM (STC, condiciones estándares de medida), consistentes en una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup>, temperatura de célula de 25 °C y masa de aire de 1,5.

En cualquier caso, los módulos se asociarán dentro de su misma serie en función de su propia intensidad de máxima potencia (Imp), que es el criterio óptimo de asociación. Si bien, aunque hay una correlación entre la Imp y la Pmp, no siempre a mayor potencia tendremos una mayor corriente.

Cada serie dará una corriente diferente que se sumará a la del resto de las series hasta el inversor. Las tensiones de las series serán las mismas, y vendrán fijadas por el inversor DC/AC en su búsqueda del punto de máxima potencia. Se conectarán directamente a cada una de las entradas de CC del inversor correspondiente.

El número total de paneles de la instalación será de 2.640 unidos en series de 24 módulos fotovoltaicos. La distribución de dichas series se ajusta a su ubicación en la parcela.

Las distancias de separación entre paneles, para evitar los efectos negativos de pérdida de producción eléctrica asociado a las sombras que unas hileras puedan producir sobre las otras son de 2 m.

#### **8.1.4 Inversores.**

Se dimensionan 10 inversores trifásicos para la potencia total del campo fotovoltaico. El inversor tendrá las siguientes características: Inversor fotovoltaico 185 kW de potencia, tipo sinusoidal (rendimiento europeo ponderado 98,69%, según UNE-EN 61683) sin transformador, IP66, amplio rango de tensión de entrada, 18 entradas, 9 seguidores MPP y posibilidad de usarlo sin

restricciones tanto interior como exterior, refrigeración por convección natural, rango temperatura funcionamiento -25 a +60°C. Comunicación ModBUS con puertos USB y RS485.

Características:

- Rango tensión MPPT: 500-1500 V
- I<sub>max</sub> entrada: 26 A /entrada mpp
- I<sub>sc</sub> max : 40 A / entrada mpp
- Seguidores MPP: 9
- Entradas CC: 18
- P salida: 185.000 W / 185.000 VA (800V ca)
- I<sub>max</sub> salida: 134,9 A
- cos phi: 0,8-0,8 ind./cap.
- Tipo/clase protección: IP66
- Categ sobret (cc/ca): 1+2 / 3
- Conex CC: Conector rápido tipo MC4 EVO2 (1500V)
- Conex CA: Terminal de PG resistente al agua + Conector OT/DT

El inversor contará con los certificados EN 62109 -1/ -2, IEC 62109 -1/ -2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683.

La distribución de los string será:

- Inversor 1. Potencia entrada DC: 156,00 kWp
  - o Sobredimensionado 1,18.
  - o 10 strings compuestos por 24 módulos en serie cada uno.
- Inversores 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9. Potencia entrada DC: 171,60 kWp
  - o Sobredimensionado 1,08.
  - o 11 strings compuestos por 24 módulos en serie cada uno.
- Inversor 10. Potencia entrada DC: 187,20 kWp
  - o Sobredimensionado 0,99.
  - o 12 strings compuestos por 24 módulos en serie cada uno.

El inversor dispondrá de los dispositivos necesarios para garantizar la seguridad de acuerdo con la normativa vigente. Estos dispositivos incluyen la desconexión del lado CC, protección contra el funcionamiento en isla, protección contra polaridad inversa en CC, monitorización de fallos por string, protección contra sobretensiones en CC y CA tipo II y detección de fallos de aislamiento de CC.

### **8.1.5 Cableado.**

El sistema DC está formado por el conjunto de elementos de interconexión eléctrica en CC desde los módulos hasta los inversores. Sin embargo, el sistema AC incorpora la conexión a 800 V con el cuadro general CGD CA, ubicado en el centro de transformación.

Según el pliego de condiciones técnicas del IDAE, el cableado cumplirá los puntos siguientes:

- Los conductores tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de CC tendrán la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del **1,5 %**, aunque debemos considerar que es una instalación de fuerza para alimentación de motores (bombas), por lo que podría ser superior.  
Los conductores de la parte de CA tendrán la sección adecuada para que la caída de tensión sea inferior del **1,5 %**, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.
- Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo con la normativa vigente.
- Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.
- Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

Se ha supuesto un valor del ángulo del factor de potencia del sistema muy próximo a  $0^\circ$ , de esta manera la componente reactiva de la línea presentaría un valor muy próximo a 0 y podría ser despreciado siendo el valor de la pérdida resistiva el principal presente en la línea.

#### **8.1.5.1 Corriente continua (CC)**

Los módulos fotovoltaicos producen energía en corriente continua. Los cables preinstalados en los módulos de serie tienen una sección de  $4 \text{ mm}^2$  que será a través de los cuales se conecten los diferentes módulos que constituyen cada uno de los strings. Estas líneas discurrirán bajo la superficie de los módulos, por la parte trasera de las estructuras fijados con bridas.

Desde los extremos de cada string partirán 2 cables (positivo y negativo) hasta el inversor. Se tratará de cable solar flexible de sección  $6$  ó  $10 \text{ mm}^2$  y tensión máxima asignada  $1,8 \text{ kV}_{\text{DC}}$  en cobre. Tanto su aislamiento como su cubierta exterior estarán hecho a base de elastómeros termoestables libres de halógenos.

Su designación completa será:

H1Z2Z2-K 1,8 kV<sub>DC</sub> 2x6 mm<sup>2</sup>

H1Z2Z2-K 1,8 kV<sub>DC</sub> 2x10 mm<sup>2</sup>

Para salvar las separaciones entre filas de módulos, este cableado discurrirá enterrado bajo tubo de 50/63 mm de diámetro, según los casos, siguiendo las prescripciones técnicas de la ITC-BT-30.

#### 8.1.5.2 Corriente alterna (CA)

##### **Tramo Inversor - CGBT**

Desde el inversor, y ya en alterna, se evacuará la energía hasta el cuadro de baja tensión ubicado en el centro de transformación mediante una línea enterrada, compuesta por tres conductores unipolares, uno para cada fase, de 240 mm<sup>2</sup> de sección cada uno. Su aislamiento será de polietileno reticulado (XLPE) y su cubierta exterior de poliolefina termoplástica.

Su designación completa será RV 0,6/1 kV Al 3x240 mm<sup>2</sup>.

Discurrirá enterrado bajo tubo polietileno alta densidad corrugado doble pared diámetro exterior 200 mm

##### **Tramo CGBT - Transformador**

Para el tramo comprendido entre el cuadro general de baja tensión (CGBT) y el transformador se realizará por medio de un juego de puentes III de cables unipolares de aluminio, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tensión asignada 0,6/1 kV, de 4(3x240mm<sup>2</sup>) para las fases.

El neutro del transformador se encuentra aislado, por tanto, no es necesario realizar la conexión entre la borna del neutro y el CGBT.

#### **8.1.6 Protecciones**

La instalación contará con un sistema de protecciones adecuado, para que la unión entre la instalación fotovoltaica y la red de distribución se realice en condiciones adecuadas de seguridad, tanto para las personas como para los elementos que integran la red.

### 8.1.6.1 Protecciones eléctricas en continua

#### **Contactos directos e indirectos**

El generador fotovoltaico se conectará en modo flotante, proporcionando niveles de protección adecuados frente a contactos directos e indirectos, siempre y cuando la resistencia de aislamiento de la parte de continua se mantenga por encima de unos niveles de seguridad y no ocurra un primer defecto a masas o a tierra.

En este último caso, se genera una situación de riesgo, que se soluciona mediante:

- Aislamiento de clase II en los módulos fotovoltaicos, cables y cajas de conexión.
- Controlador permanente de aislamiento, integrado en el inversor, que detecte la aparición de derivaciones a tierra. El inversor detendrá su funcionamiento y se activará una alarma visual en el equipo.

#### **Sobreintensidades**

En ningún caso será necesario una protección adicional para los cables que discurren entre los string y los inversores, ya que al estar conectados únicamente 2 strings en cada entrada MPPT la máxima corriente de retorno que podría circular por cada string sería la corriente generada por un string de idénticas características, en este sentido el cable seleccionado (6 mm<sup>2</sup>) está dimensionado para soportar esta carga de corriente sin sufrir desperfecto alguno. En el caso de los módulos, al tratarse de una conexión en paralelo únicamente de dos strings, la corriente inversa resultante de la falla en un string puede alcanzar como mucho el valor de la corriente de cortocircuito del string restante, para la cual están preparados los módulos y no sufrirían tampoco ningún desperfecto.

#### **Sobretensiones**

El inversor instalado incluye protecciones contra sobretensiones en el lado de corriente continua, siguiendo las prescripciones del Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (REBT), y en especial la ITC-BT-40 Instalaciones generadoras de baja tensión. Además, presenta los restantes dispositivos de protección mencionados en el apartado donde se describe el inversor.

El inversor incluye un sistema de comunicación que informa del estado de los diferentes elementos y las posibles anomalías, y las transmite vía correo electrónico o SMS.

### 8.1.6.2 Protecciones eléctricas en alterna

#### **Contactos directos e indirectos**

Para las protecciones eléctricas en alterna se deben diferenciar los dos sistemas de distribución que existen en la instalación fotovoltaica:

- Sistema IT: Se realizan en este sistema de distribución tanto la parte de continua de la instalación fotovoltaica como la parte de corriente alterna que va desde los inversores hasta el cuadro de protecciones ubicado en el centro de transformación.
- Sistema TT: Se realiza en este sistema de distribución todo lo referente a servicios auxiliares.

En función del esquema de distribución se utilizará un dispositivo de protección u otro.

#### **Sobreintensidades**

Todo circuito estará protegido contra los efectos de las sobreintensidades que puedan presentarse en el mismo, para lo cual la interrupción de este circuito se realizará en un tiempo conveniente o estará dimensionado para las sobreintensidades previsibles.

Las sobreintensidades pueden estar motivadas por:

- Sobrecargas debidas a los aparatos o defectos de aislamiento de gran impedancia: El límite de intensidad de corriente admisible en un conductor ha de quedar en todo caso garantizada por el dispositivo de protección utilizado. El dispositivo de protección podrá estar constituido por un interruptor automático de corte omnipolar con curva térmica de corte, o por cortocircuitos fusibles calibrados de características de funcionamiento adecuadas.
- Cortocircuitos. En el origen de todo circuito se establecerá un dispositivo de protección contra cortocircuitos cuya capacidad de corte estará de acuerdo con la intensidad de cortocircuito que pueda presentarse en el punto de su conexión.
- Descargas eléctricas atmosféricas

En el lado de corriente alterna, además de la protección existente en la salida del inversor (protección contra sobretensiones y relés) se instalarán interruptores automáticos magnetotérmicos III/250 A.

#### **Sobretensiones**

Una de las incidencias que pueden producirse en la instalación eléctrica es la sobretensión, que

se produce cuando la tensión de la red de alimentación de los equipos es muy superior a la nominal. Estas situaciones se producen constantemente en la mayoría de las instalaciones eléctricas. Lo habitual es que se trate de pequeños picos de tensión de muy corta duración, que no afectan significativamente a los aparatos conectados. Este efecto es conocido como sobretensiones transitorias, coloquialmente transitorios. Si estos picos tienen una tensión muy elevada, pueden provocar efectos dañinos. El ejemplo más claro de una sobretensión transitoria es la que se produce por la caída de un rayo sobre un conductor de la red, o en una zona muy cercana, creando corrientes inducidas, aunque no exista contacto físico.

Los protectores contra sobretensiones se utilizan para minimizar los efectos perjudiciales de estos fenómenos. Se utilizan dos tipos principalmente, uno para las sobretensiones transitorias y otro para las sobretensiones permanentes.

Con el objetivo de cumplir lo establecido en la ITC-BT 23. Protección contra sobretensiones, el cuadro de protecciones de los servicios auxiliares incluirá en su interior la aparamenta necesaria para la correcta protección frente a sobretensiones de la instalación, tanto permanentes como transitorias.

A su vez, el inversor instalado incluye protecciones contra sobretensiones en el lado de corriente alterna, siguiendo las prescripciones del Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico de baja tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias. Concretamente cumplirá con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica (2014/35/UE) y Compatibilidad Electromagnética (2014/30/UE) ambas serán certificadas por el fabricante, incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.



### **8.1.7 Puesta a tierra.**

La instalación de puesta tierra cumplirá con lo dispuesto en el artículo 12 del RD 1699/2011 de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, concretamente sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una red de tierras independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el REBT, así como de las masas del resto del suministro.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la subestación y la instalación fotovoltaica, es decir, la red de tierra de la subestación y la red de tierra de la instalación fotovoltaica serán independientes y no estarán conectadas entre sí.

La red de tierras se realizará a través de picas de cobre y conductor de cobre desnudo. El valor de la resistencia de puesta a tierra se determinará en función de la que determine la legislación de referencia para este tipo de electrodos en función de la resistividad del terreno.

Se realizará una instalación de puesta a tierra constituida por un cable de cobre desnudo enterrado de 35 mm<sup>2</sup> de sección con picas en las zonas donde sean necesarias, tales como el centro de transformación y los inversores.

Los módulos fotovoltaicos se conectarán a tierra con el objetivo de reducir el riesgo asociado a la acumulación de cargas estáticas. Con esta medida se consigue limitar la tensión que con respecto a tierra puedan presentar las masas metálicas, permitir a los vigilantes de aislamiento la detección de corrientes de fuga, así como propiciar el paso a tierra de las corrientes de falta o descarga de origen de alterna (fundamentalmente el inversor).

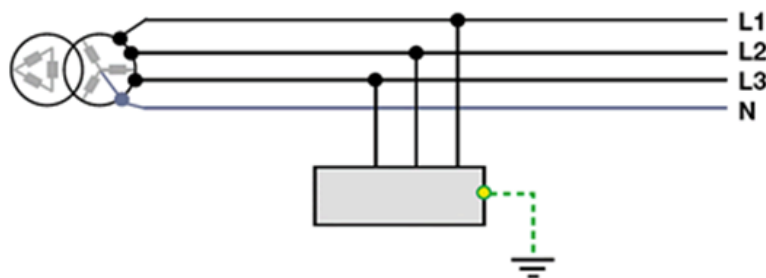
Para la conexión de los dispositivos al circuito de puesta a tierra será necesario disponer de bornas o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta los esfuerzos dinámicos y térmicos que se producen en caso de cortocircuito.

La instalación de puesta a tierra del parque fotovoltaico se deberá realizar teniendo en cuenta la ITC-RAT 13 del “Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión” (RD 337/2014, 9 mayo) y la ITC-BT 18 del “Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión”.

Para asegurar la protección contra contactos indirectos en la parte de baja tensión, continua y alterna, se configura la puesta a tierra de la planta fotovoltaica como flotante, esquema IT. Se ha seleccionado este esquema ya que es el que más asegura la continuidad del suministro. Gracias

a este sistema un primer fallo en el aislamiento no causaría la desconexión del sistema, se generaría una señal de alarma a través del dispositivo de Control Permanente de Aislamiento que se instalará para tal fin. Un segundo fallo causaría un cortocircuito y haría actuar las protecciones cortando el paso de energía.

El esquema IT no tiene ningún punto de la alimentación conectado directamente a tierra. Las masas de la instalación receptora están puestas directamente a tierra, como se puede apreciar en la siguiente figura:

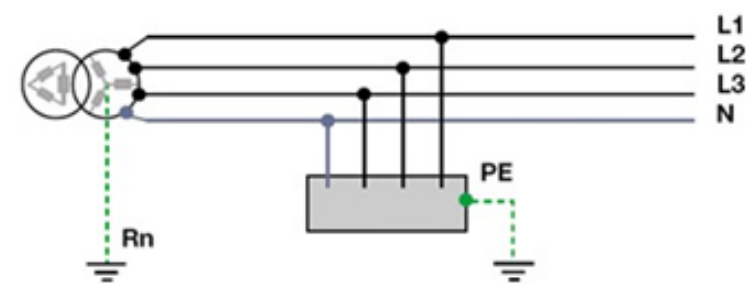


**Figura 24.** Esquema de distribución tipo IT

En este esquema la intensidad resultante de un primer defecto fase-masa o fase-tierra, tiene un valor lo suficientemente reducido como para no provocar la aparición de tensiones de contacto peligrosas.

La instalación de puesta a tierra se realiza mediante un anillo de cable de Cu de 35 mm<sup>2</sup> de sección, enterrado a una profundidad mínima de 80 cm para conseguir una resistencia <math><10 \Omega</math>, tal y como se detalla en el plano correspondiente de red de tierra.

Por otra parte, los servicios auxiliares de la instalación fotovoltaica se instalarán bajo el esquema de distribución TT. Dicho esquema tiene un punto de alimentación, generalmente el neutro, conectado directamente a tierra. Las masas de la instalación receptora están conectadas a una toma de tierra separada de la toma de tierra de la alimentación, tal y como se muestra en la siguiente figura:



**Figura 25.** Esquema de distribución tipo TT

En este esquema las intensidades de defecto fase-masa o fase-tierra pueden tener valores inferiores a los de cortocircuito, pero pueden ser suficientes para provocar la aparición de tensiones peligrosas.

### **8.1.8 Punto de conexión a la red.**

El presente proyecto no contempla punto de conexión a red, siendo éste la Estación de Bombeo del Sector VIII-1, estando los trabajos necesarios recogidos y justificados en el proyecto de la Fase I.

### **8.1.9 Infraestructura de conexión: centro de transformación y LMT evacuación.**

Desde la salida AC de cada uno de los inversores trifásicos (800 V), se canaliza la alimentación hasta un cuadro general de baja tensión, ubicado en el centro de transformación tipo interior, proyectado en el campo fotovoltaico. El motivo de su necesidad es el de elevar la tensión de salida de los inversores para poder así alimentar al cuadro de los equipos receptores (grupos de bombeo, tensión 6000 V) ubicado en el edificio de control de la Estación de Bombeo del Sector VIII-1, de la CR Canal del Zújar.

#### **8.1.9.1 Centro de transformación 6000/800 V.**

Como se ha comentado anteriormente, se diseña un centro de transformación tipo interior, bajo envolvente prefabricada de hormigón armado, homologado para estos usos, de potencia nominal 2x1000 kVA, relación de transformación 6000 / 800 V y dotados de la aparamenta necesaria para proteger tanto los trafos como la salida de línea subterránea de MT (fase 1) que conectará la generación fotovoltaica con el centro consumidor, donde se ubican los receptores.

El centro dispondrá de un acerado perimetral de hormigón, cara a la seguridad de la instalación y las personas.

#### **8.1.9.2 Línea subterránea de MT de evacuación (Fase 1).**

**En la Fase 1, el proyecto correspondiente ya incluyó el dimensionamiento y la ejecución de la línea de evacuación del campo fotovoltaico para una potencia de 2,70 MW a 6 kV, correspondiente a la potencia prevista en el proyecto de la fase 1 (0,62 MW) más la estimación de esta ampliación (hasta 2 MW). Por tanto, en este proyecto no se incluye ninguna línea nueva de evacuación, ni ampliación de la sección proyectada, solamente interconexión**

---

**(20 m aproximadamente) con la celda en el centro de transformación existente, para la continuidad eléctrica**

Los conductores diseñados fueron unipolares de aluminio homogéneo con sección normalizada 240 mm<sup>2</sup>, HEPRZ1 12/20 kV, que reúnen las características indicadas, así como RD 223/2008 Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión e ITC-LAT 06.

## **8.2 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DEL SECTOR IX-X**

Se diseña un campo fotovoltaico flotante de 1.991 kWp compuesto por 3.620 módulos fotovoltaicos de 550 Wp, agrupados en lazos de 25-26 módulos e instalados sobre estructura flotante y con 5° de inclinación. Se conectará a la estación de bombeo mediante línea de media tensión a 6.000 V que alimentará, una vez reducida la tensión a 500 V, a los elementos consumidores, sin plantear vertido de excedentes (autoconsumo sin excedentes).

Se instalará en la balsa de regulación nº 6 del canal del Zújar que ocupa una parcela catastral de 118.324 m<sup>2</sup>, concretamente la parcela 9032, polígono 9, TM Villagonzalo (Badajoz). Para realizar el diseño se ha tenido en cuenta la superficie de lámina disponible, considerando los niveles mínimo y máximo de agua (tomados los datos mediante medición topográfica). También se realizarán actuaciones en la parcela 9026 (estación de bombeo) del polígono 9 de Villagonzalo (Badajoz).

La energía procedente de la radiación solar (energía solar fotovoltaica) se convierte en energía eléctrica en su formato de corriente continua a través de una serie de paneles solares dispuestos en número apropiado en series. Estas series se agrupan formando paralelos que se conectan al equipo inversor, encargado de convertir la corriente continua generada en corriente alterna a 800 V, que se usará, una vez elevada su tensión a 6000 V para su transporte a la estación de bombeo, y una vez allí, reducida a 500 V, para la alimentación de motores de bombas de riego.

Asimismo, se ejecutará la instalación de modo que se asegure un grado de aislamiento eléctrico tipo clase II en lo que afecta a equipos tales como módulos e inversores, así como al resto de materiales, tales como conductores, cajas, armarios de conexión, etc. En cualquier caso, el cableado de corriente continua será de doble aislamiento.

La instalación fotovoltaica estará constituida, básicamente, por los siguientes elementos:

- Adecuación de los accesos a la balsa y zona de centros de transformación.
- Estructura soporte flotante.

- Módulos fotovoltaicos
- Inversores.
- Sistema DC/AC.
- Protecciones.
- Puesta a tierra.

### **8.2.1 Adecuación de los accesos a la balsa y zona de centros de transformación**

Previo a cualquier actuación es necesario adecuar el terreno de la parcela de la balsa donde se van a ubicar infraestructuras para que pueda servir por un lado para la colocación de casetas de trafos y de servicios auxiliares y, por otro, para preparar una plataforma de trabajo para el montaje-ensamblaje de todo lo relativo a la estructura flotante. Se realizarán los siguientes trabajos:

- Demolición del cerramiento existente en las dos zonas de acceso a la balsa en las dos esquinas junto al canal.
- Se realizará un desbroce de unos 20 cm en todas las zonas de actuación: centros de transformación y caseta de servicios auxiliares en Isla 1, acceso a balsa por lateral de Isla 1, centro de transformación y caseta de servicios auxiliares en Isla 2 y acceso a balsa por lateral de Isla 2.
- Construcción de explanada para centros de transformación y caseta de servicios auxiliares en Isla 1.
- Compactación del terreno tanto de casetas como de acceso al 100 % del Proctor normal.
- Relleno de 30 cm con zahorra compactada en parte de zona de casetas y de acceso.
- Construcción de solera de HA-25/B/20/IIa con mallazo electrosoldado 20x20 6-6 B500T para zonas de acceso al pantalán.
- Cerramiento cerramiento de postes de tubo de acero galvanizado en caliente de 5 cm de diámetro y 2,35 m de altura, a 3 m de separación, empotrados y anclados mediante dados de hormigón HM-20/B/20/IIa y guarnecidos con malla galvanizada doble torsión de 50 mm de paso de malla y diámetro 1,8 mm, de 2,0 m de altura. Para el acceso se colocará una puerta de 5 m con doble hoja, cuyas características son las mismas que las del cerramiento antes descrito.

En el plano 3.14 se recogen las distintas actuaciones.

### 8.2.2 Soportes prefabricados flotantes

La plataforma flotante consiste en un sistema modular de cubierta flotante solar formada por unidades que forman una retícula estructurada de flotadores. Los módulos flotantes sirven de apoyo a los paneles fotovoltaicos del generador, así como caminos de servicio, vías de acceso y evacuación eléctrica.

La flexibilidad del diseño de la cubierta flotante permite:

- Adaptación total a las condiciones de vaciado y llenado propias de las condiciones de explotación de la balsa.
- Adaptación a cubriciones parciales de la superficie gracias al modularidad del diseño con mayor o menor número de unidades flotantes.

El sistema de cubierta flotante está constituido por:

- Flotador modular encajable con inclinación 5°, fabricado en HDPE aditivado contra rayo UV.
- Flotador pasarela. Flotador destinado a operaciones de montaje, mantenimiento y colocación de canalizaciones, cableado e instalaciones secundarias de la instalación eléctrica FV, formado por flotador modular encajable y tapa transitable, fabricado en HDPE y opcionalmente inyectado con poliuretano.
- Uniones elásticas entre flotadores.
- Cabos perimetrales: amarres o cuerdas de fibras de poliéster o nailon que unen las
- alineaciones perimetrales de la plataforma solar con el sistema de cimentación.

Las uniones entre flotadores son uniones elásticas que permiten:

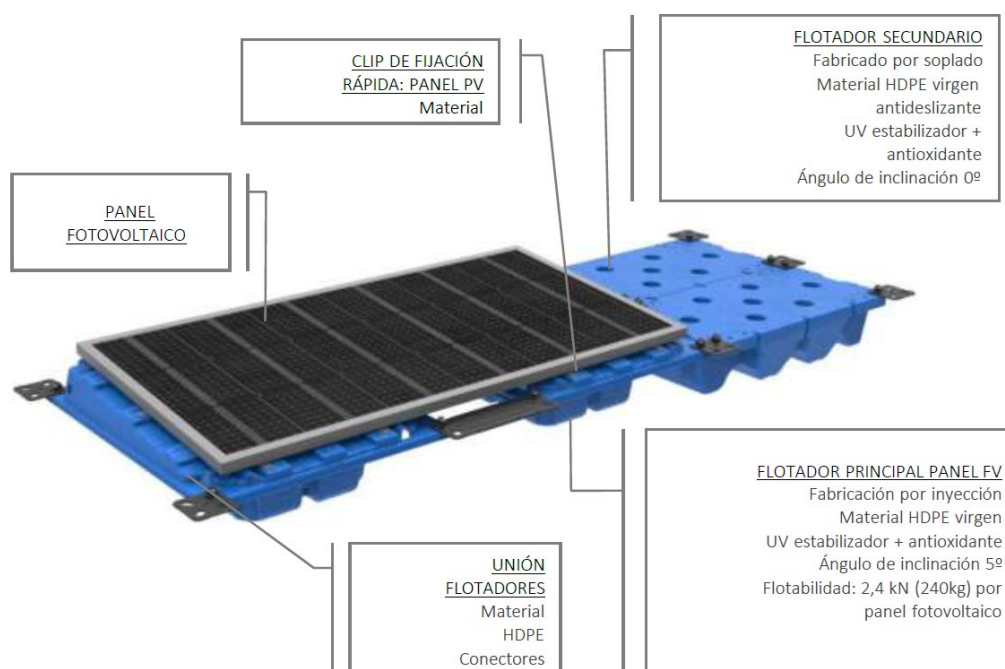
- El giro relativo entre flotadores en el talud.
- Absorber los desplazamientos propios y circunstanciales al producirse el contacto con el vaho de la balsa durante el llenado y vaciado de la misma.
- Constituir una plataforma flotante con más grados de libertad que permite su uso y acoplamiento en las distintas geometrías de la balsa.
- El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

La cubierta flotante se ancla al exterior mediante cabos perimetrales, amarres o cuerdas que unen las alineaciones perimetrales de la plataforma solar con el sistema de cimentación de fondo o anclaje perimetrales. La estructura sobre la que se montarán los módulos tendrá una inclinación de 5° sobre la horizontal y ángulo de acimut de -14°, que se ha tenido en cuenta para el estudio

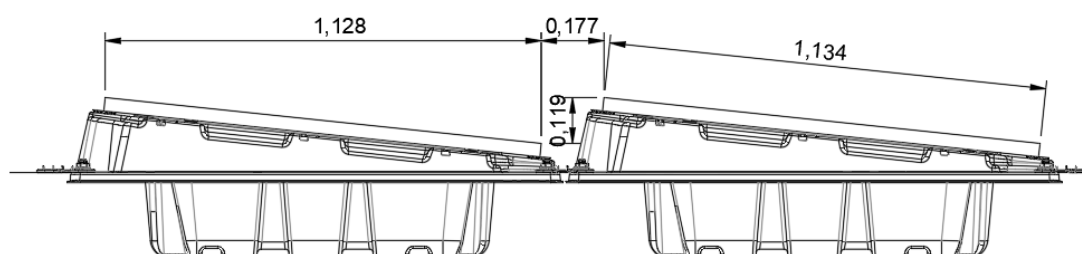
de la producción de la instalación.

Se propone como flotador principal a utilizar en la estructura flotante una pieza plástica, de planta rectangular, de geometría cóncava, que le confiere de flotabilidad y minimiza el uso de material termoplástico en su construcción. Con objeto de posibilitar el montaje inclinado de los paneles FV la pieza generará un plano inclinado a 5° sin la necesidad de utilizar elementos para sobre elevarlos.

Cada panel FV, dispuesto en posición horizontal, dispondrá de dos flotadores principales espaciados entre ellos y dispuesto en los extremos del mismo, de forma que se aumente la estabilidad del conjunto o unidad flotante (unidad básica de la estructura flotante).



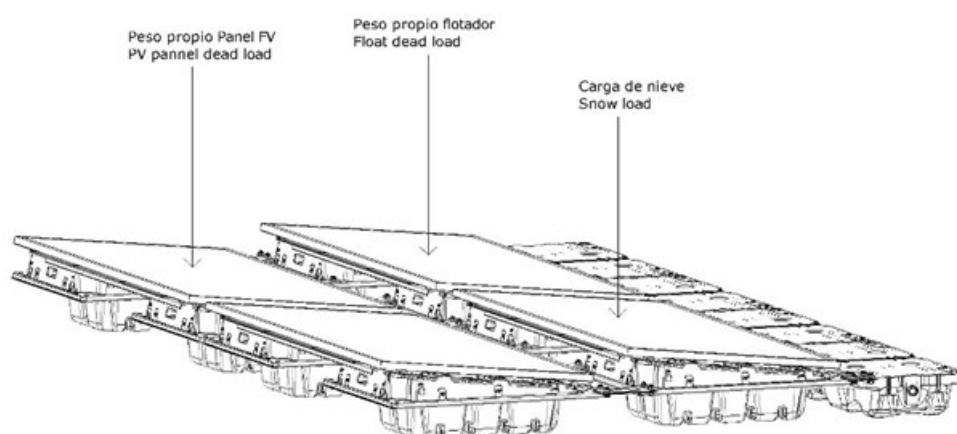
**Figura 26.** Unidad flotante, flotador principal y secundario.



**Figura 27.** Disposición de paneles solares en el Sector IX-X

No se dispone de datos batimétricos del embalse de detalle actual, si de las curvas de nivel del terreno cuan se ejecutó. Del levantamiento topográfico realizado mencionado anteriormente puede extraerse que la zona del fondo es una superficie relativamente plana y uniforme, y que los taludes tienen una pendiente muy suave.

La plataforma solar flotante está sometida a distintos tipos de cargas, que deben ser soportadas por la propia flotabilidad del sistema y por las estructuras de anclaje y amarre. De forma simplificada, la flotabilidad del sistema será la responsable de soportar las acciones verticales, que básicamente estarán generadas por las cargas gravitatorias derivadas del peso propio de la unidad flotante, el peso de los paneles fotovoltaicos y el peso de la nieve en su caso.



**Figura 28.** Cargas verticales

Por otro lado, los sistemas de anclaje y amarre deberán soportar las cargas con componente horizontal, que en este caso serán las cargas de viento, las cargas de oleaje y las cargas de corriente.

A partir de aquí, los cálculos de las cargas correspondientes sobre la cubierta solar flotante se fundamentan en la siguiente normativa:

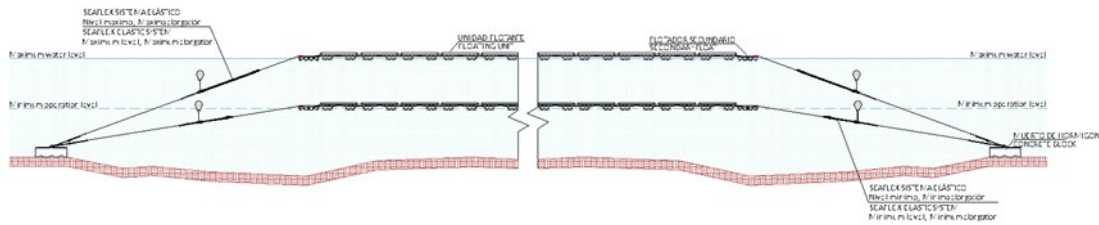
- CTE-SE\_AE, EC1: Acciones en las Estructuras.
- EUROCODIGO 1991-1-4: Viento.

Dadas las características geotécnicas del embalse y sus variaciones de nivel de agua, se considera que el sistema de amarre y anclaje debe estar compuesto por anclajes a fondo constituidos por bloques de hormigón armado, y amarres elásticos. Estos amarres elásticos están compuestos por una cuerda de poliéster y un sistema de gomas flexibles, denominado amarres elásticos.

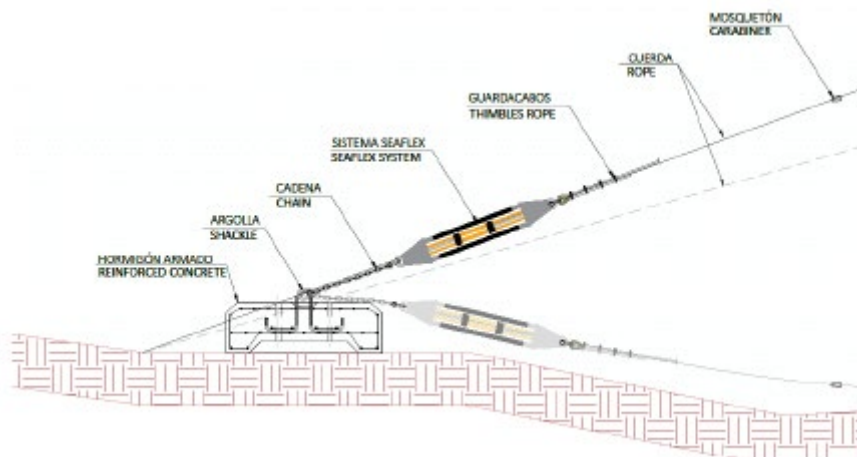
El sistema se dimensiona de forma que pueda soportar las cargas de viento, oleaje, corriente y



los desplazamientos horizontales derivados de las mismas, y los verticales fruto de las variaciones de nivel de agua. El sistema debe de ser capaz de asumir todas estas cargas y desplazamientos a todos los niveles de operación, e incluso permitir el asiento del sistema en el fondo del embalse en caso de períodos de gran sequía

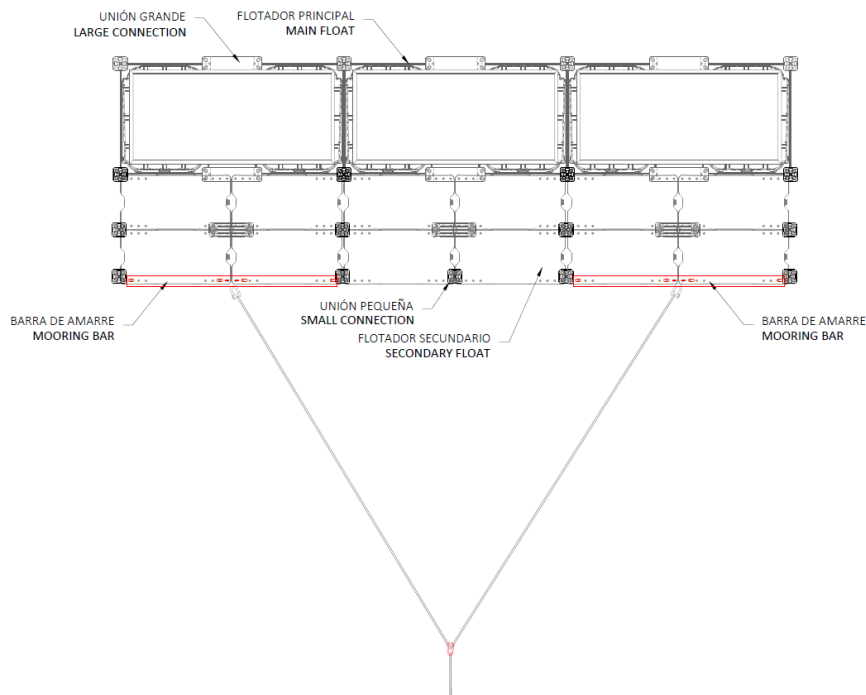


**Figura 29.** Anclaje a fondo



**Figura 30.** Anclaje a fondo - Detalle

El número de anclajes y amarres para cada alineación se determina a partir de la carga máxima admisible en los puntos de amarre a la planta y teniendo en consideración la distancia máxima entre ellos para un correcto funcionamiento. Se establece un amarre tipo “triángulo”, compuesto por dos barras de amarre, que se unen a los flotadores mediante cuatro tornillos. Estas barras de amarre se unen al cabo principal a través de un cabo auxiliar, que forma el triángulo de amarre.



**Figura 31.** Sistema de amarre con barras

Los anclajes se realizarán a fondo. Este tipo de anclajes consisten en una serie de muertos de hormigón a los que va sujeta la plataforma a través de las líneas de amarre o líneas de fondeo. El cálculo de los bloques de hormigón (o muertos de hormigón) se fundamenta en la determinación de su peso, de forma que la reacción por fricción entre el bloque y el fondo sea superior a la carga horizontal transmitida por el sistema, y dicho peso sea superior a la carga vertical derivada del amarre.

Las dimensiones de los muertos se determinan de forma que no resulten demasiado altos para minimizar el riesgo de vuelco, ni tan bajos que las otras dos dimensiones resulten excesivas. También se debe tener en cuenta que, si bien la cantidad de material es un factor importante, y que se debe minimizar, los bloques se fabrican a medida para cada aplicación por lo que puede resultar más rentable hacerlos todos iguales y utilizar un único molde.

En este caso, se considera que lo ideal sería realizar dos tipos de muertos, uno para las orientaciones Norte y Sur, y otro para las orientaciones Este y Oeste, cuyas dimensiones serán:

- Tipo 1 (Norte-Sur): 2,85 x 2,85 x 0,6 (12180kg)
- Tipo 2 (Este-Oeste): 2,4 x 2,4 x 0,6 (8640 kg)

Estarán fabricados con HA-30/b/20/IIIb, armado con doble mallazo de 12 mm por 110 mm con acero B500S y con argolla para enganche de 32 mm de diámetro de acero inoxidable AISI 316.

El dimensionado de la longitud de los cabos de amarre se realiza de forma que el sistema pueda

soportar las cargas resultantes a cualquier nivel de agua, es decir, para cualquier situación de carga y nivel de agua del embalse, y además se mantengan en estado de tensión en todo momento.

Los sistemas elásticos permiten además disminuir los picos de carga en los puntos de amarre a la planta, a diferencia de los sistemas convencionales (formados por cadenas y cables), que transmiten a la planta un pico de carga del orden de 3 veces superior a los adoptados.

El sistema elástico adoptado está formado por las denominadas unidades de amarre elástico, constituidas por cilindros fabricados con material elastómero anclados a piezas metálicas. Pueden estar constituidas por uno o varios cilindros y de longitud variable según las condiciones de operación.



**Figura 32.** Sistema de amarre elástico

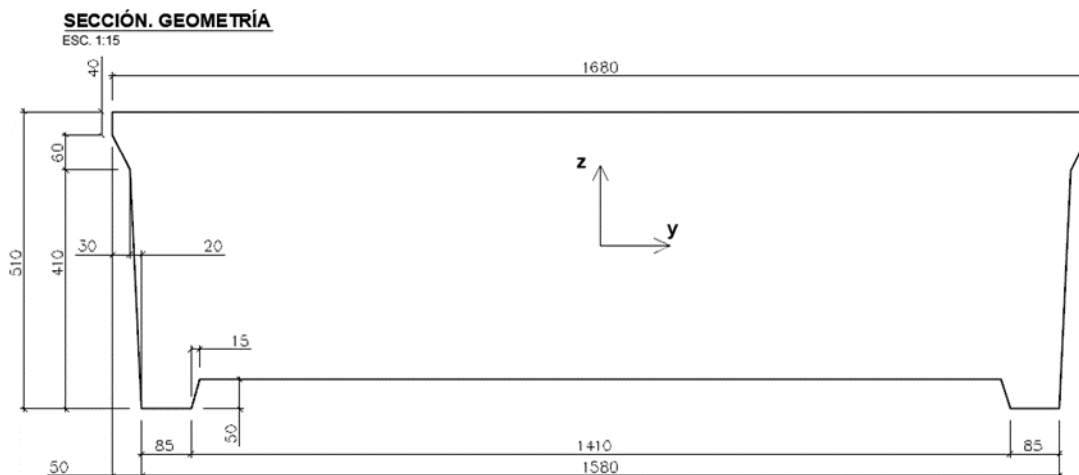
El número de gomas viene determinado por la carga de la línea de amarre y de la incorporación o no de sistema by-pass, que es un sistema que limita la elongación de las gomas (hasta la elongación de trabajo) y absorbe las cargas en estados límites últimos.

La longitud de las gomas es tal que su elongación para los distintos niveles de operación no supere la elongación máxima de diseño (80% de su longitud) a partir del cual empieza a trabajar el mencionado by-pass.

Así mismo, para un buen comportamiento del sistema la pretensión mínima (a nivel mínimo del embalse) debe de ser cercana al 15% y a nivel máximo cernada al 50%, de forma que para cualquier nivel de operación el sistema pueda tener aún un comportamiento elástico antes de entrar en carga el sistema de by-pas. En el caso de nivel máximo, el sistema dispone aún de un 30% de la longitud de las unidades de amarre elástico para trabajar en el rango elástico cuando está sometido a las cargas actuantes de oleaje, viento y corriente (hasta el 80%), momento a partir del cual el sistema pasa a comportarse como un sistema de amarre rígido, recuperando el comportamiento elástico cuando baja la intensidad de las cargas actuantes.

Para el acceso a las islas flotante se diseña una estructura tipo pantalán de dimensiones exteriores 1,68 m de ancho, 0,51 m y 13,6 m de longitud, realizadas con hormigón de muy alto rendimiento (HMAR o UHPC, hormigones con fibras). Se conoce por Hormigón de Muy Alto Rendimiento (HMAR, UHPFRC por sus siglas en inglés, Ultra High-Performance Fiber-Reinforced Concrete), a un material cementicio que combina sinérgicamente las tecnologías más recientes de los hormigones con fibras (HRF), los de alta resistencia (HAR) y los autocompactables (HAC). Según la Normativa Francesa NF P 18-470, la primera y más relevante que regula específicamente estos materiales, el HMAR se caracteriza por:

- Tener más de 120 MPa de resistencia característica a compresión.
- Tener un comportamiento dúctil a tracción gracias al uso de fibras que aportan un comportamiento pseudo-plástico a tracción acompañado de multi-micro fisuración.
- Tener una especial selección de partículas finas y ultrafinas que proporcionan un elevado empaquetamiento, alta durabilidad y autocompactación en estado fresco para facilitar su colocación.



**Figura 33.** Geometría exterior del Pantalán de 1680 x 510 mm

Para reducir el peso del elemento y disponer de la flotabilidad deseada, la sección se encuentra aligerada en su interior con poliestireno expandido (EPS). La sección por la zona aligerada se muestra en la Figura 33. Los aligeramientos se disponen de manera discontinua a lo largo de la longitud generando diafragmas de 5 cm de espesor en los extremos y 4 cm de espesor en las zonas interiores. Se tiene un total de 6 diafragmas interiores separados una distancia máxima a eje de 2,04 m.

Los inversores irán colocados sobre estructuras flotante tipo pasarela con una plataforma especial para sujeción (como se puede ver en los planos).

En resumen, el proyecto contempla:

- Nº Unidades Flotantes para soporte de paneles FV: 2.172 en Isla 1 y 1.448 en Isla 2
- Nº Flotadores secundarios (pasarelas): 610 en Isla 1 y 457 en Isla 2
- 10 estructuras para inversores.
- 4 piezas prefabricadas de pantalán para cada isla.

Los cálculos mecánicos de la estructura se incorporan en el Anejo Nº 6.

### **8.2.3 Módulos fotovoltaicos**

El parque solar fotovoltaico estará formado por un total de 2 campos solares (islas) con una potencia de 1.991 kWp. La Isla 1 tendrá 2.172 paneles y la Isla 2 con 1.448 paneles, haciendo un total de 3.620. Para la realización de este proyecto se utilizarán módulos de alto rendimiento y que presentan las siguientes características:

- Baja degradación y excelente rendimiento en condiciones de alta temperatura y baja radiación.
- Marco de aluminio robusto que asegura a los módulos soportar cargas de viento de hasta 2.400 Pa y cargas de nieve de hasta 5.400 Pa.
- Alta fiabilidad contra condiciones ambientales extremas (habiendo superado tests de niebla salina, amoníaco y granizo).
- Resistencia a la degradación inducida por potencial (DIP).
- Tolerancia solo positiva de 0 ~ +3%.
- Garantía del producto de 12 años.
- Garantía limitada de potencia lineal: Tendrá una degradación anual máxima de 0,4-0,5% en 30 años.

La tecnología de fabricación de estos módulos ha superado unas pruebas de homologación muy estrictas que permiten garantizar, por un lado, una gran resistencia a la intemperie y, por otro, un elevado aislamiento entre sus partes eléctricamente activas y accesibles externamente.

Los módulos se fabricarán con células de alto rendimiento de tecnología de silicio monocristalino y dispondrán de los certificados IEC-61215 (UNE-EN 61215), IEC 61730:2004 IEC-62716, IEC61701.

Los módulos presentan además una baja tolerancia (0 ~ +3%), siendo siempre positiva, lo que permite contar con bajas discrepancias en cuanto a las indicaciones generales.

El diseño de campo solar está vinculada tanto al módulo solar como a los inversores instalados. En la tabla adjunta puede observarse las características técnicas (eléctricas y físicas) que poseen

los paneles proyectados para suministro y que se resumen en las siguientes:

**Tabla 21.** Características técnicas de los paneles proyectados (II)

Potencia pico (Wp)	550
Eficiencia	21,33 %
Vmp (V)	40,90
Imp (A)	13,45
Voc (V)	49,62
Coef Voc (%/°C)	-0,28
Coef Pmax (%/°C)	-0,35
Superficie (m2)	2,58
Dimensiones (mm)	2.274x1.134x35
Máximo voltaje ( VCD)	1.500
Nº de celdas	144 (6x24)

Estas características son especificaciones en CEM (STC, condiciones estándares de medida), consistentes en una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup>, temperatura de célula de 25 °C y masa de aire de 1,5.

En cualquier caso, los módulos se asociarán dentro de su misma serie en función de su propia intensidad de máxima potencia (Imp), que es el criterio óptimo de asociación. Si bien, aunque hay una correlación entre la Imp y la Pmp, no siempre a mayor potencia tendremos una mayor corriente.

Cada serie dará una corriente diferente que se sumará a la del resto de las series hasta el inversor. Las tensiones de las series serán las mismas, y vendrán fijadas por el inversor DC/AC en su búsqueda del punto de máxima potencia. Se conectarán directamente a cada una de las entradas de CC del inversor correspondiente.

El número total de paneles de la instalación será de 3.620 unidos en series de 25-26 módulos fotovoltaicos. La distribución de dichas series se ajusta a su ubicación en la balsa.

La distancia de separación entre paneles viene dada por la estructura flotante.

#### **8.2.4 Inversores.**

Los inversores tendrán las mismas características de los descritos para el Sector VIII.1. Serán 10 unidades de una potencia de 185 kW.

La distribución de los string será:

- Inversores 1, 2, 3, 4, 5, 6. Potencia entrada DC: 199,10 kWp
  - o Sobredimensionado 0,93
  - o 12 strings compuestos por 26 módulos en serie cada uno.
  - o 2 strings compuestos por 25 módulos en serie cada uno.
- Inversores 7, 8, 9, 10. Potencia de entrada DC: 199,10 kWp
  - o Sobredimensionamiento 0,93
  - o 12 strings compuestos por 26 módulos en serie cada uno.
  - o 2 Strings compuestos por 25 módulos en serie cada uno.

La configuración de las dos islas en cuanto a módulos fotovoltaicos e inversores queda de la siguiente forma:

**Tabla 22.** Configuración de las dos islas en cuanto a módulos fotovoltaicos e inversores

<b>TABLA RESUMEN CONFIGURACIÓN ELÉCTRICA</b>		
<b>ISLAS</b>	<b>ISLA 1</b>	<b>ISLA 2</b>
POTENCIA PANEL (Wp)	<b>550</b>	550
NUMERO DE PANELES/STRING (UD)	<b>26</b>	26
NÚMERO TOTAL DE STRINGS (UD)	<b>84</b>	56
NÚMERO DE INVERSORES (UD)	<b>6</b>	4
POTENCIA INVERSORES (kW)	<b>185</b>	185
NÚMERO TOTAL DE PANELES FV (UD) [NP]	<b>2.172</b>	1.448
<b>POTENCIA AC (kW) [AC]</b>	<b>1.110,00</b>	<b>740,00</b>
<b>POTENCIA DC (kW) [DC]</b>	<b>1.194,60</b>	<b>796,40</b>

### 8.2.5 Cableado.

El sistema DC está formado por el conjunto de elementos de interconexión eléctrica en CC desde los módulos hasta los inversores. Sin embargo, el sistema AC incorpora la conexión a 800 V con el cuadro general CGD CA, ubicado en el centro de transformación de cada isla flotante

Según el pliego de condiciones técnicas del IDAE, el cableado cumplirá los puntos siguientes:

- Los conductores tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de CC tendrán la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del **1,5 %**, aunque debemos considerar que es una instalación de fuerza para alimentación de motores (bombas), por lo que podría ser superior.

Los conductores de la parte de CA tendrán la sección adecuada para que la caída de tensión sea inferior del **1,5 %**, según ITC-BT-40, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

- Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo con la normativa vigente.
- Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.
- Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

Se ha supuesto un valor del ángulo del factor de potencia del sistema muy próximo a  $0^\circ$ , de esta manera la componente reactiva de la línea presentaría un valor muy próximo a 0 y podría ser despreciado siendo el valor de la pérdida resistiva el principal presente en la línea.

#### 8.2.5.1 Corriente continua (CC)

Los módulos fotovoltaicos producen energía en corriente continua. Los cables preinstalados en los módulos de serie tienen una sección de  $4 \text{ mm}^2$  que será a través de los cuales se conecten los diferentes módulos que constituyen cada uno de los strings. Estas líneas discurrirán bajo la superficie de los módulos, por la parte trasera de las estructuras fijados con bridas.

Desde los extremos de cada string partirán 2 cables (positivo y negativo) hasta el inversor. Se tratará de cable solar flexible de sección  $6 \text{ mm}^2$  y tensión máxima asignada  $1,8 \text{ kV}_{\text{DC}}$  en cobre. Tanto su aislamiento como su cubierta exterior estarán hecho a base de elastómeros termoestables libres de halógenos.

Su designación completa será H1Z2Z2-K  $1,8 \text{ kV}_{\text{DC}} 2 \times 6 \text{ mm}^2$ .

Desde el final de cada fila de módulos hasta el inversor, este cableado discurrirá bajo bandeja perforada PVC con tapa dimensiones  $150 \times 60 \text{ mm}$ , según norma UNE EN 61537 así como las prescripciones técnicas de la ITC-BT-21.

#### 8.2.5.2 Corriente alterna (CA)

##### **Tramo Inversor - CGBT**

Desde el inversor, y ya en alterna, se evacuará la energía hasta el cuadro de baja tensión ubicado en el centro de transformación de cada isla flotante, mediante una línea enterrada, compuesta por tres conductores, uno para cada fase, de  $150 \text{ mm}^2$  de sección cada uno. Su aislamiento será de polietileno reticulado (XLPE) y su cubierta exterior de poliolefina termoplástica.

Su designación completa será RV  $0,6/1 \text{ kV Al } 3 \times 150 \text{ mm}^2$ .

Discurrirá, en un primer tramo por la isla flotante, bajo bandeja perforada PVC con tapa de



dimensiones 400x100 mm y, tras atravesar el pantalán, bajo tubo enterrado polietileno alta densidad corrugado doble pared, diámetro exterior 200 mm

### **Tramo CGBT - Transformador**

Para el tramo comprendido entre el cuadro general de baja tensión (CGBT) y el transformador en cada isla flotante, se realizará por medio de un juego de puentes III de cables unipolares de aluminio, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tensión asignada 0,6/1 kV, de sección 4(3x240mm<sup>2</sup>) para las fases.

El neutro del transformador se encuentra aislado, por tanto, no es necesario realizar la conexión entre la borna del neutro y el CGBT.

### **8.2.6 Protecciones**

La instalación contará con un sistema de protecciones adecuado, para que la unión entre la instalación fotovoltaica y la red de distribución se realice en condiciones adecuadas de seguridad, tanto para las personas como para los elementos que integran la red.

#### **8.2.6.1 Protecciones eléctricas en continua**

### **Contactos directos e indirectos**

El generador fotovoltaico se conectará en modo flotante, proporcionando niveles de protección adecuados frente a contactos directos e indirectos, siempre y cuando la resistencia de aislamiento de la parte de continua se mantenga por encima de unos niveles de seguridad y no ocurra un primer defecto a masas o a tierra.

En este último caso, se genera una situación de riesgo, que se soluciona mediante:

- Aislamiento de clase II en los módulos fotovoltaicos, cables y cajas de conexión.
- Controlador permanente de aislamiento, integrado en el inversor, que detecte la aparición de derivaciones a tierra. El inversor detendrá su funcionamiento y se activará una alarma visual en el equipo.

### **Sobreintensidades**

En ningún caso será necesario una protección adicional para los cables que discurren entre los string y los inversores, ya que al estar conectados únicamente 2 strings en cada entrada MPPT la máxima corriente de retorno que podría circular por cada string sería la corriente generada por un string de idénticas características, en este sentido el cable seleccionado (6 mm<sup>2</sup>) está

dimensionado para soportar esta carga de corriente sin sufrir desperfecto alguno. En el caso de los módulos, al tratarse de una conexión en paralelo únicamente de dos strings, la corriente inversa resultante de la falla en un string puede alcanzar como mucho el valor de la corriente de cortocircuito del string restante, para la cual están preparados los módulos y no sufrirían tampoco ningún desperfecto.

### **Sobretensiones**

El inversor instalado incluye protecciones contra sobretensiones en el lado de corriente continua, siguiendo las prescripciones del Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (REBT), y en especial la ITC-BT-40 Instalaciones generadoras de baja tensión. Además, presenta los restantes dispositivos de protección mencionados en el apartado donde se describe el inversor.

El inversor incluye un sistema de comunicación que informa del estado de los diferentes elementos y las posibles anomalías, y las transmite vía correo electrónico o SMS.

#### *8.2.6.2 Protecciones eléctricas en alterna*

### **Contactos directos e indirectos**

Para las protecciones eléctricas en alterna se deben diferenciar los dos sistemas de distribución que existen en la instalación fotovoltaica:

- Sistema IT: Se realizan en este sistema de distribución tanto la parte de continua de la instalación fotovoltaica como la parte de corriente alterna que va desde los inversores hasta el cuadro de protecciones ubicado en el centro de transformación.
- Sistema TT: Se realiza en este sistema de distribución todo lo referente a servicios auxiliares.

En función del esquema de distribución se utilizará un dispositivo de protección u otro.

### **Sobreintensidades**

Todo circuito estará protegido contra los efectos de las sobreintensidades que puedan presentarse en el mismo, para lo cual la interrupción de este circuito se realizará en un tiempo conveniente o estará dimensionado para las sobreintensidades previsibles.

Las sobreintensidades pueden estar motivadas por:

- Sobrecargas debidas a los aparatos o defectos de aislamiento de gran impedancia: El límite de intensidad de corriente admisible en un conductor ha de quedar en todo caso garantizada por el dispositivo de protección utilizado. El dispositivo de protección podrá estar constituido por un interruptor automático de corte omnipolar con curva térmica de corte, o por cortocircuitos fusibles calibrados de características de funcionamiento adecuadas.
- Cortocircuitos. En el origen de todo circuito se establecerá un dispositivo de protección contra cortocircuitos cuya capacidad de corte estará de acuerdo con la intensidad de cortocircuito que pueda presentarse en el punto de su conexión.
- Descargas eléctricas atmosféricas

En el lado de corriente alterna, además de la protección existente en la salida del inversor (protección contra sobretensiones y relés) se instalarán interruptores automáticos magnetotérmicos III/160 A.

### **Sobretensiones**

Una de las incidencias que pueden producirse en la instalación eléctrica es la sobretensión, que se produce cuando la tensión de la red de alimentación de los equipos es muy superior a la nominal. Estas situaciones se producen constantemente en la mayoría de las instalaciones eléctricas. Lo habitual es que se trate de pequeños picos de tensión de muy corta duración, que no afectan significativamente a los aparatos conectados. Este efecto es conocido como sobretensiones transitorias, coloquialmente transitorios. Si estos picos tienen una tensión muy elevada, pueden provocar efectos dañinos. El ejemplo más claro de una sobretensión transitoria es la que se produce por la caída de un rayo sobre un conductor de la red, o en una zona muy cercana, creando corrientes inducidas, aunque no exista contacto físico.

Los protectores contra sobretensiones se utilizan para minimizar los efectos perjudiciales de estos fenómenos. Se utilizan dos tipos principalmente, uno para las sobretensiones transitorias y otro para las sobretensiones permanentes.

Con el objetivo de cumplir lo establecido en la ITC-BT 23. Protección contra sobretensiones, el cuadro de protecciones de los servicios auxiliares incluirá en su interior la aparamenta necesaria para la correcta protección frente a sobretensiones de la instalación, tanto permanentes como transitorias.

A su vez, el inversor instalado incluye protecciones contra sobretensiones en el lado de corriente alterna, siguiendo las prescripciones del Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico de baja tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias. Concretamente cumplirá con las directivas comunitarias de Seguridad

Eléctrica (2014/35/UE) y Compatibilidad Electromagnética (2014/30/UE) ambas serán certificadas por el fabricante, incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

#### **8.2.7 Puesta a tierra.**

La instalación de puesta tierra cumplirá con lo dispuesto en el artículo 12 del RD 1699/2011 de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, concretamente sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una red de tierras independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el REBT, así como de las masas del resto del suministro.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la subestación y la instalación fotovoltaica, es decir, la red de tierra de la subestación y la red de tierra de la instalación fotovoltaica serán independientes y no estarán conectadas entre sí.

La red de tierras se realizará a través de picas de cobre y conductor de cobre desnudo. El valor de la resistencia de puesta a tierra se determinará en función de la que determine la legislación de referencia para este tipo de electrodos en función de la resistividad del terreno.

En cada isla se realizará una instalación de puesta a tierra constituida por un cable de cobre desnudo enterrado de 35 mm<sup>2</sup> de sección con picas en su extremo final.

Los módulos fotovoltaicos se conectarán a tierra con el objetivo de reducir el riesgo asociado a la acumulación de cargas estáticas. Con esta medida se consigue limitar la tensión que con respecto a tierra puedan presentar las masas metálicas, permitir a los vigilantes de aislamiento la detección de corrientes de fuga, así como propiciar el paso a tierra de las corrientes de falta o descarga de origen de alterna (fundamentalmente el inversor).

Para la conexión de los dispositivos al circuito de puesta a tierra será necesario disponer de bornas o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta los esfuerzos dinámicos y térmicos que se producen en caso de cortocircuito.

La instalación de puesta a tierra del parque fotovoltaico se deberá realizar teniendo en cuenta la ITC-RAT 13 del “Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión” (RD 337/2014, 9 mayo) y la ITC-BT 18 del “Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión”.

Para asegurar la protección contra contactos indirectos en la parte de baja tensión, continua y alterna, se configura la puesta a tierra de la planta fotovoltaica como flotante, esquema IT. Se ha seleccionado este esquema ya que es el que más asegura la continuidad del suministro. Gracias a este sistema un primer fallo en el aislamiento no causaría la desconexión del sistema, se generaría una señal de alarma a través del dispositivo de Control Permanente de Aislamiento que se instalará para tal fin. Un segundo fallo causaría un cortocircuito y haría actuar las protecciones cortando el paso de energía.

La instalación de puesta a tierra en cada isla flotante, se realiza mediante un conductor de Cu desnudo 35 mm<sup>2</sup> de sección, enterrado a una profundidad mínima de 80 cm para conseguir una resistencia <math><10 \Omega</math>, tal y como se detalla en el plano correspondiente de red de tierra.

Por otra parte, los servicios auxiliares de la instalación fotovoltaica se instalarán bajo el esquema de distribución TT. Dicho esquema tiene un punto de alimentación, generalmente el neutro, conectado directamente a tierra. Las masas de la instalación receptora están conectadas a una toma de tierra separada de la toma de tierra de la alimentación.

#### **8.2.8 Punto de conexión a la red.**

Se trata de la Estación de Bombeo del Sector IX-X existente. La ejecución de la conexión a la red (cabinas BT) desde las nuevas envolventes proyectadas (interruptor autom. gral corte omnipolar III/2000A con relé diferencial) se ejecutara con sendas líneas enterradas bajo tubo hasta arqueta ubicada en fachada de la estación de bombeo. Desde aquí se conectarán mediante bandeja de cables por el sótano de la estación con las cabinas de interruptor de protección de salida de los trafos convencionales. Estos cables se conectarán desde la parte inferior, accesible por el sótano de cables de la Estación junto al foso de bombas, directamente a las bornas de salida de dichos interruptores, asegurando de esta manera, la falta de tensión aguas arriba en caso de apertura de los interruptores convencionales

Interconexión CT1- Cabina 1 EB: RV-K 6(3x240) mm<sup>2</sup> Cu bajo tubo PEAD corrug Ø200 (x6)

Interconexión CT2- Cabina 2 EB: RV-K 4(3x240) mm<sup>2</sup> Cu bajo tubo PEAD corrug Ø200 (x4)

### **8.2.9 Infraestructura de conexión: centros de transformación y LMT de evacuación.**

Desde la salida AC de cada uno de los inversores trifásicos (800 V), se canaliza la alimentación hasta un cuadro general de CA, ubicado en el centro de transformación tipo interior, proyectado en cada una de las dos islas flotantes que componen en el campo fotovoltaico. El motivo de su necesidad es el de elevar la tensión de salida de los inversores hasta 6000 V para poder así transportar la potencia en condiciones técnicas, y posteriormente, ya en la Estación de Bombeo del Sector IX- X de la CR Canal del Zújar, reducir dicha tensión al nivel requerido para alimentar al cuadro de los equipos receptores (grupos de bombeo, tensión 500 V) ubicado en la sala de cabinas del edificio de control de la Estación de Bombeo.

#### **8.2.9.1 Centros de transformación 6000/800 V.**

Como se ha comentado anteriormente, se diseñan centros de transformación tipo interior para cada isla flotante, bajo envolvente prefabricada de hormigón armado, homologado para estos usos, de potencia nominal 2x630 kVA en la isla 1 y 1x1000 kVA en la isla 2, relación de transformación 6000 / 800 V y dotados de la aparamenta necesaria para proteger tanto los trafos como la salida de línea subterránea de MT que conectará la generación fotovoltaica con el centro consumidor, donde se ubican los receptores.

Para alimentar los servicios auxiliares en cada isla (Sistema de comunicaciones, alumbrado, sistema de videovigilancia, etc...) se instalan sendos trafos 6,3 kVA 800/400 V conectados a los cuadros de BT de evacuación de energía de los inversores. Por motivos de espacio, los servicios auxiliares en la isla 1, se concentrarán en caseta independiente, bajo envolvente autoportante de hormigón armado, con puerta de paso de hombre. En la isla 2, como el centro de transformación solo alberga un transformador, se opta por colocar una caseta de centro de transformación algo más grande, de las del tipo seccionamiento que usan las compañías eléctricas, cara a albergar los SSAA en zona separada, pero bajo la misma ubicación, y con puerta de acceso independiente de la del centro de transformación

Cada centro dispondrá de un acerado perimetral de hormigón, cara a la seguridad de la instalación y las personas, según plano correspondiente.

#### **8.2.9.2 Línea subterránea de MT de evacuación**

Se dimensionará la línea de evacuación del campo fotovoltaico para una potencia de 1,85 MW a 6 kV.

Los conductores diseñados son unipolares de aluminio homogéneo con sección normalizada 150 mm<sup>2</sup>, aislamiento etileno-propileno alto modulo 105°C HEPRZ1 12/20 kV, con pantalla metálica (H16) que reúnen las características indicadas, así como RD 223/2008 Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión (RLAT) e ITC-LAT 06, como se justifica en el anejo correspondiente.

Discurrirá por zanja de dimensiones 0,70x1,30 m, tendidos los cables en trébol sobre 5 cm de cama de arena. Tal y como exige el RLAT (ITC-LAT 06, Apto 4 *Instalación de cables aislados*, subapto 4.1 *Directamente enterrados*), para proteger el cable frente a excavaciones hechas por terceros, los cables dispondrán de una protección mecánica que en las condiciones de instalación soporte un impacto puntual de una energía de 20 J y que cubra la proyección en planta de los cables, materializada mediante placas de polietileno, así como una cinta de señalización que advierta la existencia del cable eléctrico de AT.

Las pantallas metálicas de los cables se conectarán a tierra en sus cajas terminales extremas, al principio y final de línea, tipo conexión rígida a tierra (*solid bonding*), que es la solución óptima para este tipo de líneas de MT (6 kV), al tresbolillo y de longitud moderada

#### **8.2.9.3 Centros de transformación 6000/500 V e interconexión Estación de Bombeo**

Para la conversión final de la energía generada en el campo fotovoltaico flotante necesaria previa a su utilización por la instalación convencional de la Estación de Bombeo (autoconsumo), se diseñan centros de transformación tipo interior, bajo envolvente prefabricada de hormigón armado, homologado para estos usos, de potencia nominal 2x630 kVA (CT-1) y 1x1000 kVA (CT-2), relación de transformación 6000 / 500 V y dotados de la aparamenta necesaria para proteger tanto los trafos como la salida de línea subterránea de MT que los alimenta.

Estos centros están dotados de armarios de protección con interruptor automático en BT (500 V) calibre 2000 A con relé diferencial tipo A sensibilidad 30 mA, para conexión con las celdas de protección de las líneas, que se ubicarán en la sala de control de la Estación de Bombeo (plano 3.9) de idénticas características a las descritas en los centros de transformación. Desde aquí se conectarán mediante bandeja de cables por el sótano de la Estación con las cabinas de interruptor de protección de salida de los trafos convencionales. Estos cables se conectarán desde la parte inferior, accesible por el sótano de cables de la Estación junto al foso de bombas, directamente a las bornas de salida de dichos interruptores, asegurando de esta manera, la falta de tensión aguas arriba en caso de apertura de los interruptores convencionales

#### **8.2.10 Reposición de servicios afectados.**

La línea eléctrica subterránea media tensión (6 kV) de conexión del campo fotovoltaico flotante

con la Estación de Bombeo del Sector IX-X cruzará en tres ocasiones el camino de servicio del Canal del Zújar, por lo que se preverá rotura y posterior reconstrucción del paquete de firme. Se recogen en el plano nº 3.12.

Las afecciones nº 1, 2 y 3 para el cruce del canal con el cableado incluyen suministro y colocación de plataforma de apoyo de hormigón sobre el canal (placa alveolar prefabricada de hormigón pretensado de canto 25 cm. en piezas de 1,20 m. de ancho).



**Figura 34.** Afección nº 1





**Figura 35. Afeccion nº 2**



**Figura 36. Afeccion nº 3**

La línea eléctrica subterránea media tensión (6 kV) de conexión del campo fotovoltaico flotante con la Estación de Bombeo del Sector IX-X discurrirá enterrada por la zona de servidumbre del Canal del Zújar.

Para acometer dichas actuaciones se dispone de la autorización de la Confederación Hidrográfica del Guadiana.

### **8.3 SERVICIOS AUXILIARES**

Este apartado tiene por objeto describir todo lo referente a servicios auxiliares de la instalación fotovoltaica y del centro de transformación. Los equipos o instalaciones contemplados como servicios auxiliares son los siguientes:

- Sistema de seguridad y videovigilancia.
- Iluminación del centro de transformación.
- Tomas de corriente del centro de transformación.
- Sistemas de monitorización, control y antivertido.

Las líneas que abastecen los servicios auxiliares discurrirán enterradas bajo tubo corrugado de siempre que la instalación sea exterior al centro de transformación.

La conexión en el secundario del transformador (800V) de aislamiento se realizará bajo un esquema de distribución TT, conexionando el neutro de este transformador de servicios auxiliares a tierra.

Se instalarán las protecciones correspondientes para cumplir la normativa vigente, siguiendo las diferentes instrucciones técnicas complementarias que sean de aplicación, como puede ser la ITC-BT-24 donde se definen las protecciones necesarias contra los contactos directos e indirectos en una instalación.

Para garantizar la continuidad en el servicio, de los servicios de seguridad y control se instalará un equipo de suministro ininterrumpido de energía, que permite mantener el servicio de los equipos esenciales en ausencia de red, un tiempo mínimo mientras se realizan las labores para subsanar los posibles fallos.

### **8.4 SISTEMA DE MONITORIZACIÓN Y CONTROL**

El objetivo de este anejo es dotar a las nuevas instalaciones de las infraestructuras de monitorización y control necesarias para que pueda realizarse un óptimo funcionamiento de las instalaciones proyectadas. En ellas se incluyen:

1. La monitorización y control del campo fotovoltaico como elemento generador de energía.
2. El sistema antivertido por estar su funcionamiento ligado al control de la energía producida en el campo fotovoltaico.

Se describen las instalaciones a proyectar de forma independiente para el Sector IX-X y para el Sector VIII.1. En el Sector VIII.1 en la Fase 1 ejecutada, ya se ha instalado un sistema de monitorización, control y antivertido que sólo habría que ampliar para las nuevas instalaciones. Por el contrario, para el Sector IX-X serán todas las instalaciones completamente nuevas, luego hay que diseñar al completo el sistema de monitorización, control y antivertido.

Las instalaciones contarán con un sistema de monitorización que permita a la Comunidad de Regantes del Canal Zújar que pueda realizar las modificaciones que sean necesarias en dicha plataforma. Deberá ser compatible con la plataforma y con hardware con los que se cuenta actualmente en la Comunidad de Regantes, pues ya tiene varias instalaciones fotovoltaicas en funcionamiento con un sistema de monitorización y control. La plataforma de monitorización que ya existe en las instalaciones fotovoltaicas de la Comunidad de Regantes son las que proporciona el propio fabricante de los inversores (sistema que no necesita hardware para su soporte ni licencia en la nube ni representa ningún coste para su uso).

Permitirá la elaboración de informes de trabajo, estado y operación de la planta fotovoltaica con relación a su producción energética y parámetros característicos.

Integrará todas las señales y el estado de todos los elementos activos de la planta fotovoltaica, incluyendo las notificaciones de alarmas.

Tendrá una plataforma o entorno que pueda ser accesible localmente vía estación de trabajo (Workstation o PC) o de forma remota automáticamente. El acceso a esta plataforma podrá hacerse desde cualquier dispositivo fijo (ordenador) o móvil (smartphone, tablet...).

El sistema de monitorización proporcionará información de las siguientes variables en tiempo real:

- Control de los dispositivos de la instalación fotovoltaica en tiempo real
- Voltaje y corriente continua a la entrada de inversor.
- Voltaje entre fases en la red, potencia total de salida del inversor.
- Potencia reactiva de salida del inversor.
- Potencia instantánea total.
- Históricos de energía producida, con resolución horaria, diaria, mensual, anual y total acumulada.
- Temperatura de módulo.
- Radiación solar y sus componentes.
- Porcentaje de cobertura de energía solar.
- Generación de alarmas.
- Generación y descarga de informes y gráficas interactivas.

- Variables del funcionamiento del centro de transformación.
- Actuación para evitar vertido a red unido al sistema antivertido.

El tiempo entre mediciones de datos será de menos de 1 minuto. El sistema de monitorización propuesto está diseñado con las siguientes características y filosofía:

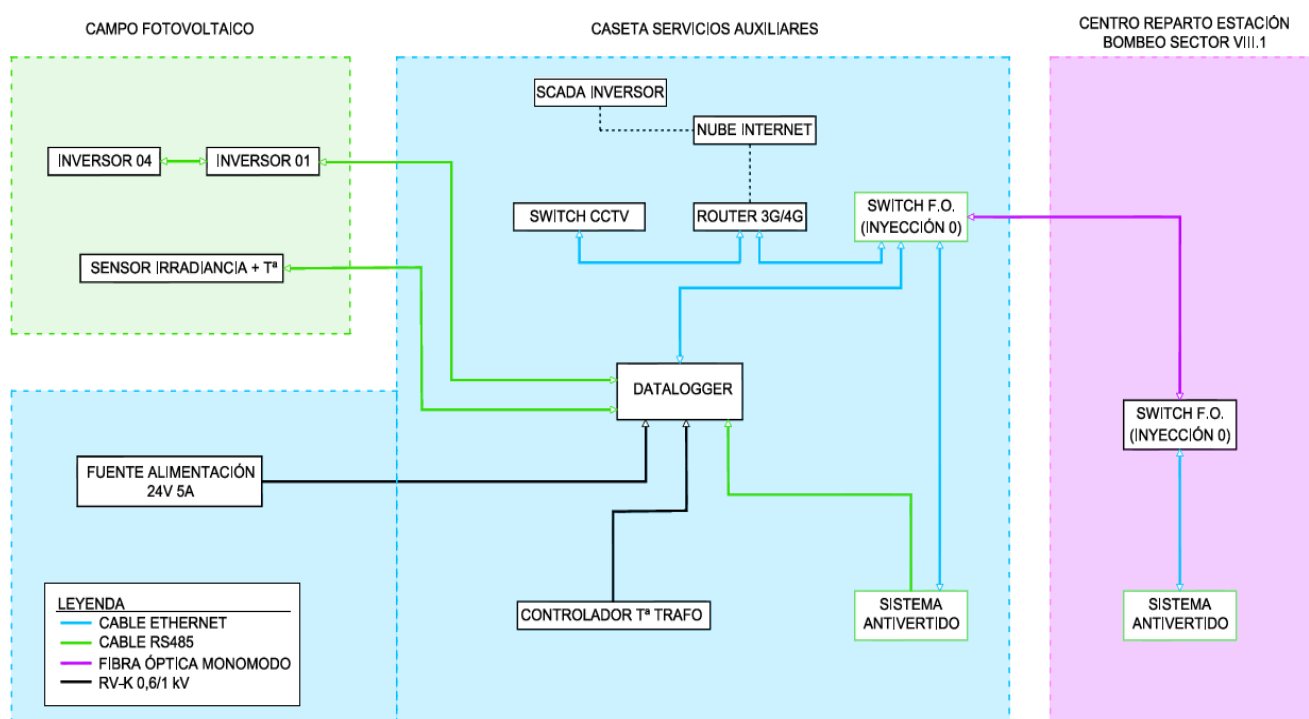
- Cuenta con una arquitectura modular: a nivel de hardware, contando con diferentes componentes y sensores que, por la concepción de la arquitectura del sistema, son independientes entre sí. El sistema admitirá la utilización de diferentes dispositivos de distintos fabricantes para realizar una misma funcionalidad, sin que el desempeño del sistema se vea afectado.
- Interfaces y protocolos estándar: El sistema permitirá utilizar equipos de diversos fabricantes y modelos, permitiendo la interconexión de cualquier dispositivo. Permite la conectividad Ethernet y RS485, pudiendo extenderse a Wifi o LoRa y permite implementar protocolos de monitorización estándares, como Modbus RTU/TCP.
- Escalabilidad: El sistema será fácilmente escalable, permitiendo añadir nuevos módulos en cada nivel de la arquitectura de manera sencilla. Sólo será necesario conectar el nuevo módulo a la red de monitorización. También cuenta con gran escalabilidad a nivel de datalogger/unidad de control, pudiendo distribuir la planta en distintas subestaciones, agrupando la monitorización de distintos dispositivos en una unidad de control determinada o disponiendo unidades de control de respaldo.
- Desarrollo ágil: A nivel de software y firmware el sistema será fácilmente escalable al presentar una arquitectura modular en vez de monolítica.
- Personalización: El sistema SCADA ofrecerá la información a través de informes analíticos, gráficas y tablas, mostrando alarmas y enviando reportes por correo electrónico de manera automática. Ofrecerá un alto nivel de personalización, no sólo de los datos mostrados a través de gráficas y tablas, sino de las alarmas y los reportes.

El funcionamiento del sistema será el siguiente:

1. Los inversores distribuidos por el campo fotovoltaico reciben la información precedente de cada uno de los string que tienen conectados aguas abajo
2. Mediante cable de comunicaciones RS485 llega hasta el datalogger ubicado en la zona del campo fotovoltaico donde se centralizan trafos y casetas de servicios auxiliares. El datalogger también recibe la información de las ondas de radiación y temperatura e información de los trafos.
3. El datalogger se conectará con cable ethernet a un router 3G/4G que enviará los datos a la nube del proveedor del sistema de gestión, los cuales podrán ser visualizados y explotados en el scada. A este router también se conectará el sistema de videovigilancia.

4. Al mismo tiempo el datalogger se conectará con cable de comunicaciones RS485 al sistema antivertido esclavo (ubicado en el campo fotovoltaico). En las estaciones de bombeo, en el punto de conexión del nuevo suministro, se instalará el sistema antivertido maestro que tomará lecturas de la energía tomada de la red. Al estar las estaciones de bombeo (punto de consumo de la energía) alejadas del punto de producción de la energía será necesaria una comunicación con fibra óptica monomodo con sus correspondientes switch (uno en campo fotovoltaico y otro en estación de bombeo).

Se muestra a continuación el esquema de monitorización de la instalación existente en el Sector VIII.1 (Fase 1) y en el Sector VIII.2, que obedece a lo explicado anteriormente:



**Figura 37.** Esquema de sistema de monitorización existente en Sector VIII.1 y VIII.2

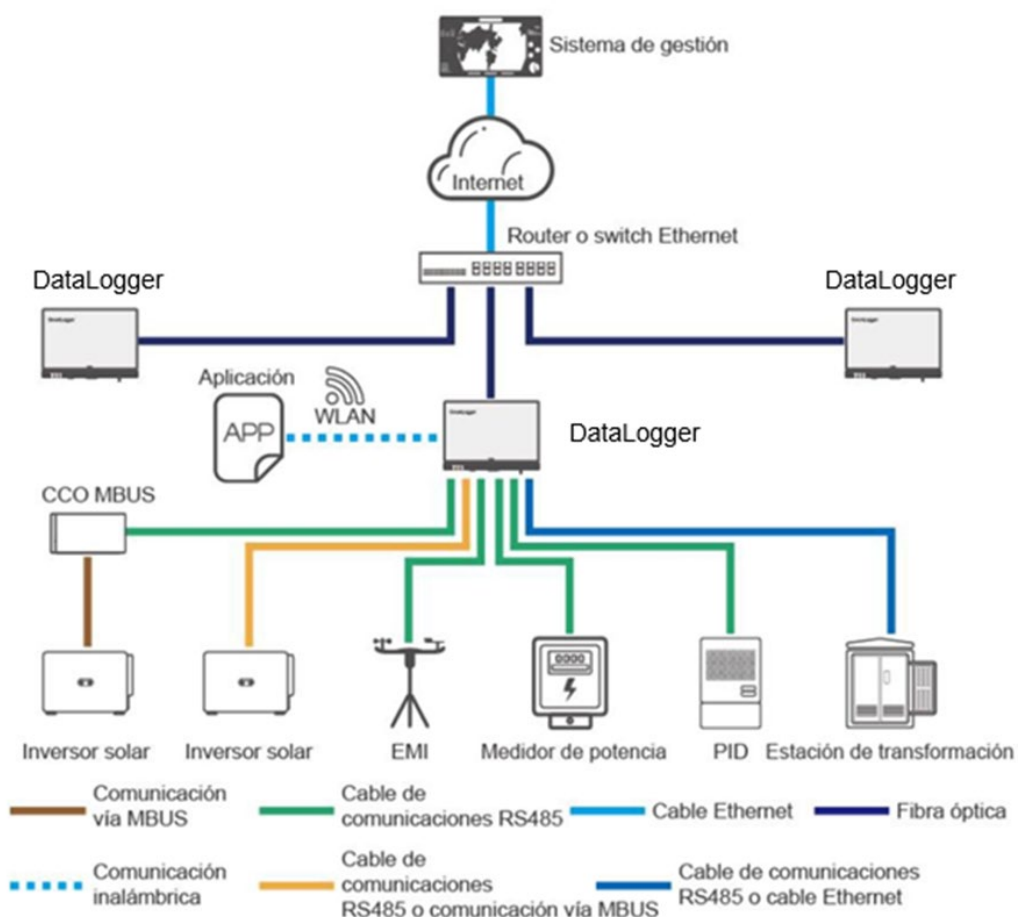
En los siguientes apartados se exponen los diferentes equipos y sistemas de monitorización, telegestión y telemedida que permitirán una monitorización completa de la instalación.

#### 8.4.1 Monitorización de inversores

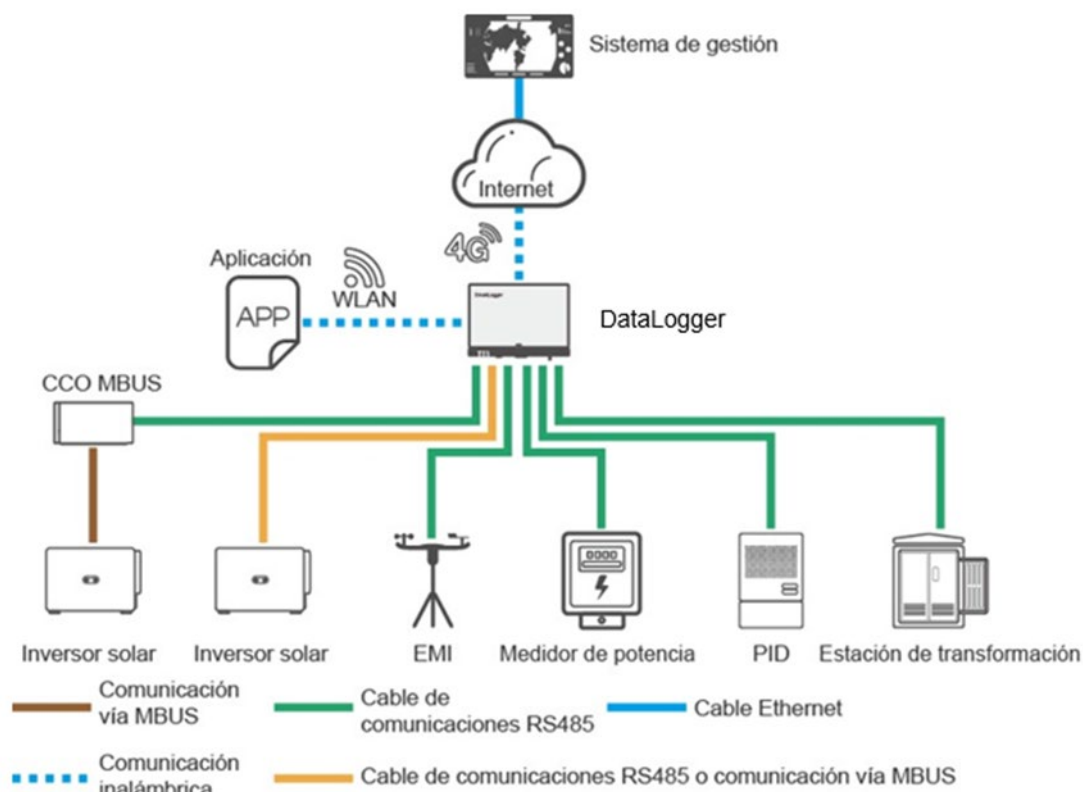
El datalogger deberá ser totalmente compatible con los inversores, tal como el ya existente en el Sector VIII.1 (Fase 1) y en el Sector VIII.2, ya que éste será el encargado de realizar la monitorización completa de la planta. Este dispositivo se ubica en el edificio de control de la planta, y a él se conectarán los inversores a través de sus entradas RS485.

El datalogger monitoriza y gestiona sistemas de alimentación fotovoltaica. Se encarga de la

convergencia de todos los puertos, la conversión de protocolos, la obtención y el almacenamiento de datos, y la monitorización y el mantenimiento centralizado de los dispositivos de sistemas de alimentación fotovoltaica. Admite diferentes topologías de conexión o integración en red (red en forma de anillo de fibra, red en forma de estrella de fibra y red en forma de estrella ethernet).



**Figura 38.** Topología de conexión tipo. Red en forma de estrella de fibra o Ethernet



**Figura 39.** Topología de conexión tipo. Conexión en red 4G

Utilizar el dispositivo de monitorización del mismo fabricante que los inversores asegura una completa compatibilidad entre ellos y un soporte técnico rápido. Los datos monitorizados por el dispositivo serán accesibles de manera remota a través del portal web destinado a ello o a través de la aplicación desarrollada para ello. Entre los principales parámetros que este dispositivo permite monitorizar y gestionar están:

- Gestión de la potencia reactiva a través de un voltaje límite.
- Protección ante voltajes desequilibrados.
- Escaneo de MPPT.
- Modo hibernación nocturno.
- Monitorización de los strings individuales.
- Detección de fallos por string referentes a parámetros como alta potencia o baja potencia entre otros.
- Definir la máxima potencia activa.
- Protección anti-isla.
- Programa de potencia remoto.

### **8.4.2 Router**

Se empleará un router industrial con tecnología 4G LTE capaz de alcanzar velocidades de descarga de hasta 150 Mbps. Dispondrá de 3 puertos LAN 10/100BaseTX con conector RJ45 y un punto de acceso WiFi 802.11b/g/n.

También incorporará un puerto WAN 10/100BaseTX con conector RJ45 pudiendo funcionar el router sobre este interfaz WAN con backup sobre la red 3G en caso de caída del mismo. Dispondrá de dual SIM pudiendo usar el segundo operador como backup del primero en caso de pérdida de señal o mala cobertura.

El router dispondrá de cliente VPN (PPTP, L2TP, IPsec, GRE, OpenVPN) permitirá conexiones seguras extremo a extremo, port forwarding, firewall y cliente dynDNS integrados. Posibilidad de reset remoto a través de SMS. El router tendrá una antena WiFi de 5dBi y una antena GSM de 3dBi, cable ethernet UTP y alimentador externo 200 Vac.

Las tarjetas SIM necesarias serán suministradas por la Comunidad de Regantes, pues ya posee contratos específicos para intercambio de datos para el conjunto de sus instalaciones.

### **8.4.3 Estudio de coberturas para el sistema de comunicaciones propuesto**

Las comunicaciones del sistema de monitorización para subir los datos al software de monitorización y seguridad son por medio de 3G/4G. Cabe decir que tanto en la estación de bombeo del Sector IX-X como en la estación de bombeo del Sector VIII.1 y su campo fotovoltaico ejecutado en la fase 1 citada, ya existen comunicaciones 3G/4G por lo que se puede asegurar la existencia de cobertura. En cualquier caso, en el Anejo nº 9 "Monitorización y control" se comprueba la cobertura que proporciona, por ejemplo, la compañía Movistar. Las antenas de los propios equipos previstos serán suficientes para las comunicaciones necesarias.

### **8.4.4 Switches**

Se instalarán los switches de última generación inteligentes necesarios para la conversión de fibra óptica a ethernet. Cumplirán con el estándar IEEE 802.3az de eficiencia energética de Ethernet. El soporte para la administración y configuración de IPv6 garantizará que su red permanezca protegida después de la actualización de IPv4 a IPv6.

#### Puertos e Interfaces

- Cantidad de puertos básicos de conmutación RJ-45 Ethernet: 8
- Puertos tipo básico de conmutación RJ-45 Ethernet: Gigabit Ethernet (10/100/1000)
- Cantidad de puertos SFP/SFP+: 2



- Cantidad de ranuras del módulo SFP: 2
- Conector eléctrico: Toma de entrada de CC

#### Conexión

- Estándares de red: IEEE 802.3, IEEE 802.3ab, IEEE 802.3u, IEEE 802.3x
- Soporte 10G: No
- Espejeo de puertos: Si
- Bidireccional completo (Full duplex): Si
- Soporte de control de flujo: Si
- Adición de vínculos: Si
- Auto MDI / MDI-X: Si
- Protocolo de árbol de expansión: Si
- Bloqueo de cabeza de línea (HOL): Si
- Auto-negociación: Si

#### **8.4.5 Sensor de radiación**

La radiación solar se medirá mediante un sensor de radiación. Así, se efectuará la supervisión del rendimiento de la instalación y de la producción de energía solar de la misma. El sensor de radiación estará comunicado e integrado con el sistema de monitorización de forma que pueda haber datos de medida en tiempo real y gestionables para la elaboración de análisis e informes de rendimiento del sistema fotovoltaico y la evaluación del recurso solar según normativa vigente.

La sonda contará con una carcasa robusta que se acopla firmemente a una esquina del panel fotovoltaico con un tornillo de fijación o con un adaptador que permite su instalación en el lateral o la parte superior de los paneles. El dispositivo proporciona datos en el protocolo digital MODBUS, estándar en la industria solar a través de una interfaz RS-485.

La medición de la radiación se verá reducida si la cúpula del piranómetro no está limpia, por lo que se deberá mantener la cúpula limpia utilizando agua o alcohol. Para que en el interior del piranómetro no se genere humedad que puedan alterar la medición de la radiación, el piranómetro deberá tener un pequeño depósito con desecante que mantenga seco.

#### **8.4.6 Sensor de temperatura**

Una variable importante a la hora de monitorear la instalación fotovoltaica es la supervisión de los módulos fotovoltaicos. Para poder supervisar la temperatura de funcionamiento de los módulos será necesario instalar sensores de temperatura que medirán la temperatura de los módulos.

El sensor de temperatura para paneles fotovoltaicos es un componente que se enchufa en la carcasa, de tal forma que se puede desmontar fácilmente en caso necesario, por ejemplo, para su recalibración. El dispositivo proporciona datos en el protocolo digital MODBUS, estándar en la industria solar a través de una interfaz RS-485.

#### **8.4.7 Sistema antivertido (Inyección 0)**

Para legalizar una instalación de autoconsumo sin excedentes se debe disponer de una solución antivertido acorde al RD 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

Según el artículo 4. Clasificación de modalidades de autoconsumo de dicho RD, la instalación objeto de este proyecto se encuadraría dentro de la Modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes.

Dicho sistema antivertido debe asegurar el funcionamiento según el Anexo I del RD 244/19 donde se especifican los requerimientos de funcionamiento, para acoplar la producción solar al consumo y no realizar el vertido de los excedentes a la red.

Para el sistema antivertido a instalar, se deberá aportar un informe de ensayos o certificado emitido por un laboratorio acreditado que demuestre el cumplimiento con los exigentes criterios establecidos por la ITC-BT-40 Anexo I: "Sistemas para evitar el vertido de energía a la red" (mismos requerimientos que la UNE 217001:2020).

La complejidad de estos sistemas radica en la sincronización entre consumo y generación, de forma que se asegure que no se pierde energía que fluya a la red de distribución o transporte dado que podría poner en peligro la integridad de las mismas o de las personas que trabajan en su mantenimiento. Esa sincronización básicamente depende de un analizador de redes instalado en el Punto Frontera, de tal forma que si detecta vertido a la red de distribución, un elemento de control intermedio manda reducir la potencia al inversor hasta el punto en el que no haya vertido. Es decir, la instalación fotovoltaica sigue generando energía, pero exactamente la que se consume en ese punto de consumo.

Para garantizar que el vertido de energía a la red de distribución sea nulo, de forma adicional al datalogger, será necesario la instalación de 2 equipos:

➤ **Equipo instalado en campo fotovoltaico**

Se trata de un regulador de potencia para el autoconsumo con cumplimiento de los criterios establecidos en la UNE 217001:2020 *Ensayos para sistemas que eviten el vertido de energía a la red de distribución* y RD 244/2019 de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones

administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Permitirá regular la potencia obtenida de fuentes renovables y aportar garantías físicas y lógicas para decidir qué potencia debemos o deseamos consumir de la red.

Integra en el mismo dispositivo regulador y un contador eliminando la necesidad de otros componentes externos en la regulación de la potencia. Permite regular la potencia obtenida de fuentes renovables utilizando la potencia real (potencia sin armónicos) y aportar garantías físicas y lógicas para decidir qué potencia debemos o deseamos consumir de la red. El objetivo final es limitar o eliminar la exportación de energía, de la manera más eficiente, consiguiendo maximizar la producción cumpliendo las restricciones normativas y técnicas. Aplicable a instalaciones monofásicas y trifásicas.

Es un controlador dinámico de potencia que permite regular el nivel de generación de los inversores de una instalación de producción (fotovoltaica, eólica, etc.) en función del consumo instantáneo. El objetivo final es limitar o eliminar la exportación de energía, de la manera más eficiente, consiguiendo maximizar la producción cumpliendo las restricciones normativas y técnicas.

Se instalará en la caseta de servicios auxiliares del campo fotovoltaico conectado al datalogger que controla los inversores y será un equipo multifunción con capacidad de:

- Gestionar múltiples modelos de inversores de distintos fabricantes. Comunicación TCP (SunSpec/Modbus) ó comunicación RS485 RTU (Modbus+. Requiere pasarela REN-TTL-485)
- Ajustado según legislación local Ej: España fase de mínimo consumo, media de consumos, ...)
- Aplicable a instalaciones monofásicas y trifásicas.
- Proporciona Servidor Modbus/TCP para monitorización
- Datos instantáneos en pantalla y mediante señalización luminosa y acústica.
- En modalidad autoconsumo sin excedentes: Evita la inyección de energía a la red (doble control físico y lógico) con cumplimiento de norma UNE 217001-IN y RD244/2019.

El cableado de comunicaciones necesario para conectar los diferentes equipos se ha recogido en las figuras correspondientes a cada instalación que se muestran más adelante.

➤ **Equipo instalado en estación de bombeo**

Otro equipo se ubicará en el centro de reparto o conexión a embarrado, en el punto frontera de la instalación junto a la conexión a la instalación eléctrica de la estación de bombeo.

Será también un controlador dinámico de potencia con inyección CERO. En este caso particular,

es necesario su uso debido a la distancia existente entre el punto frontera y la instalación de generación. Su función será exclusivamente como contador de la energía que se toma de la red eléctrica (o se pudiera verter), sin ninguna limitación de potencia. Se apoyará en la lectura de la medida mediante analizador de red, procedente de los trafos de intensidad a instalar en la barra de 44 kV de la SET (parque intemperie)

Se comunica mediante fibra óptica con el equipo de la planta fotovoltaica para transmitirle las lecturas de medidas de consumo de la red eléctrica. El cableado de comunicaciones necesario para conectar los diferentes equipos se ha recogido en las figuras correspondientes a cada instalación que se muestran más adelante.

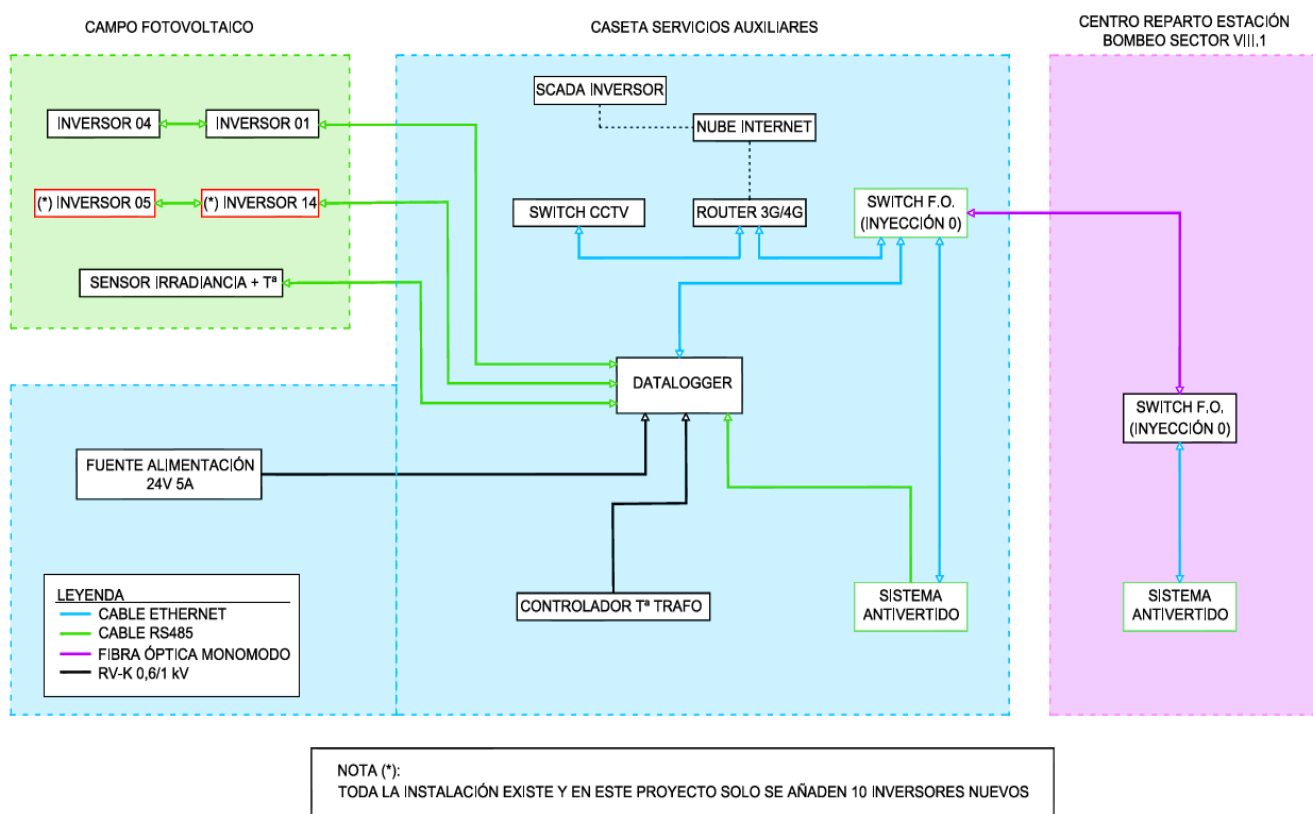
#### **8.4.8 Actuaciones proyectadas en el Sector VIII.1**

La Comunidad de Regantes del Canal del Zújar ha acometido varias actuaciones de construcción de campos fotovoltaicos para autoproducción. Dispone de dos instalaciones, una en el Sector VIII.1 Fase 1 (en ejecución) y otra en el Sector VIII.2 (ya ejecutada y en funcionamiento), que son muy similares a las que se diseñan en este proyecto, en lo que a monitorización-control-antivertido se refiere.

En la misma parcela donde se ha ejecutado la Fase 1 del Sector VIII.1, es donde se proyecta la ampliación prevista en el presente proyecto para su financiación a través del PRTR. Esta primera fase consta de una instalación de 620 kWp con 4 inversores de 185 kW. Existe una caseta de servicios auxiliares donde se encontrarán el datalogger (Smartlogger) y el sistema antivertido. La línea de evacuación también se incluye en la Fase 1 y la conexión a la estación de bombeo (con su correspondiente sistema antivertido en el punto frontera). Incluso el sistema de video-vigilancia de toda la parcela se incluye en esta primera fase con sus comunicaciones. En la Figura 37 se ha recogido su configuración.

Por tanto, en el presente proyecto para el campo fotovoltaico del Sector VIII.1 no hay que recoger ningún elemento nuevo. Solamente habrá que enlazar los 10 nuevos inversores entre sí con cable RS485 y conectarlos con el datalogger, quedando integrados en el sistema de monitorización y protegidos por el sistema antivertido. El scada se tendrá que actualizar añadiendo los 10 nuevos inversores.

En el siguiente esquema queda definida la configuración final



**Figura 40.** Esquema de sistema final de monitorización del Sector VIII.1

#### 8.4.9 Actuaciones proyectadas en el Sector IX-X

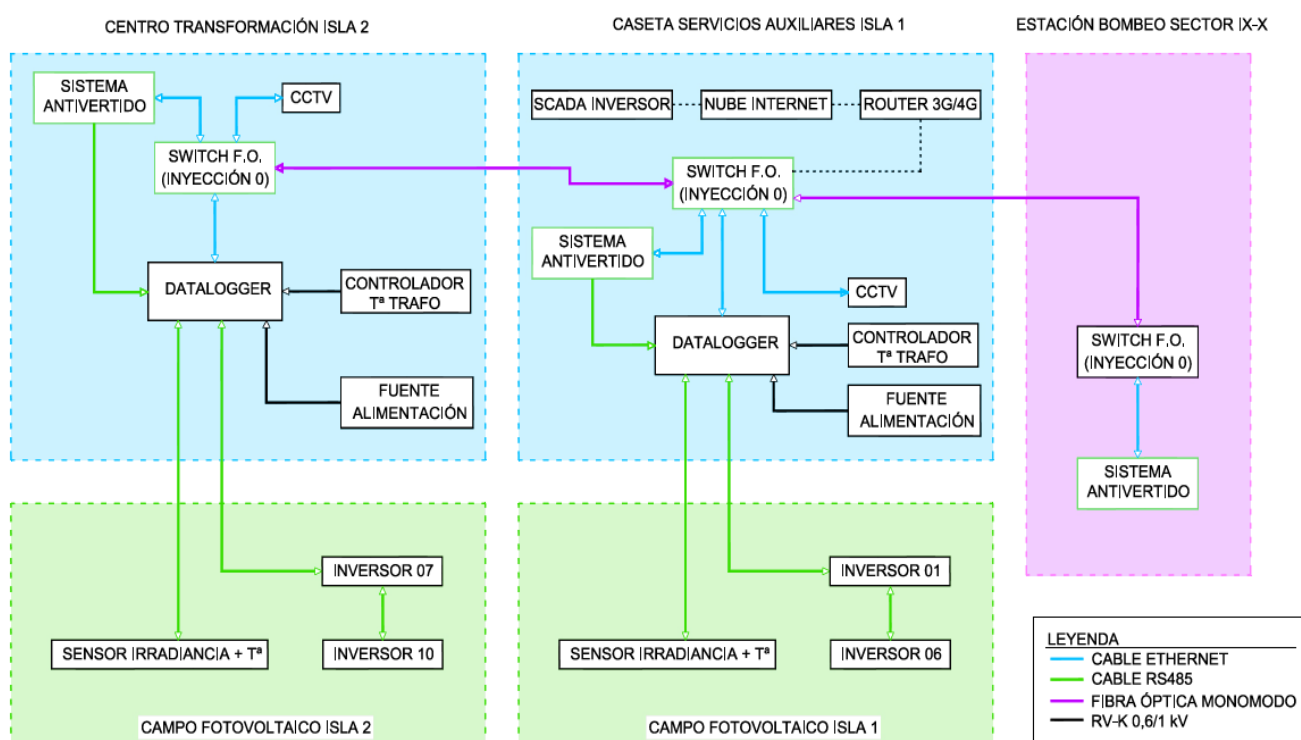
La planta fotovoltaica del Sector IX-X es completamente nuevo, luego habrá que instalar la monitorización, control y sistema antivertido (e incluso la seguridad y videovigilancia). **Por tanto, se diseña un sistema que sea totalmente compatible con el existente en las distintas plantas fotovoltaicas con las que cuenta la Comunidad de Regantes del canal del Zújar.**

El campo fotovoltaico flotante está dividido en dos islas separadas entre sí, por lo que se montarán dos sistemas de monitorización y dos sistemas antivertido. Se describe a continuación:

- En la Isla 2 existen 4 inversores más las sondas de radiación y temperatura que mediante cable RS485 llegará hasta la caseta del trafo donde también estarán los servicios auxiliares. En un rack se conectarán al datalogger y al switch de fibra óptica multimodo. Se incluirá un sistema antivertido en dicho rack conectado al datalogger y al switch.
- En la Isla 1 existen 6 inversores más las sondas de radiación y temperatura que mediante cable RS485 llegará hasta la caseta específica de los servicios auxiliares. En un rack se conectarán al datalogger y a switch de fibra óptica multimodo. Se incluirá un sistema antivertido en dicho rack conectado al datalogger y al switch.

- Desde la caseta de la Isla 2 hasta la caseta de servicios auxiliares de la Isla 1 se tenderá fibra óptica bajo tubo de protección que se conectará al switch existente en dicha caseta de la Isla 1 (al que se conecta también el datalogger y antivertido de la Isla 1).
- En la caseta de servicios auxiliares de la Isla 1 se instalará el router que dará salida a la información a la nube y al scada (y también servirá para la video-vigilancia).
- Para completar el sistema antivertido, en el punto frontera se instalará el correspondiente equipo con su switch de fibra, pues hay que conectar con fibra monomodo el punto de conexión a la red interior de la estación de bombeo del Sector IX-X con la caseta de servicios auxiliares de la Isla 1.

En el siguiente esquema queda definida la configuración final.



**Figura 41.** Esquema de sistema final de monitorización del Sector IX-X

#### 8.4.10 Comunicaciones

##### Bus de comunicaciones RS485

Se crearán buses de comunicaciones con Protocolo Modbus RS-485, como se puede contemplar en el apartado correspondiente de monitorización.

- Bus 1 (Inversores)
- Bus 2 (Sensor de radiación, estación meteorológica y CPA)

- Bus 3 (Sistema Antivertido)

### **Ethernet**

En la instalación existen diferentes equipos que tendrán que ser conectados a través de cableado ethernet para la correcta monitorización de la planta, entre los que se incluyen:

- Router.
- Switch del sistema de seguridad y videovigilancia.
- Sistema antivertido (con sus switches).
- Smartlogger.

Será un cable ethernet industrial cat.6 para instalación fija, con las siguientes características:

- Composición de producto: Hilo cobre sólido AWG22.
- Aislamiento de conductor realizado con polietileno (PE).
- Cubierta: PVC libre de halógenos

### **Fibra óptica**

Se empleará fibra óptica para comunicar los equipos principales del sistema antivertido, ya que se encuentran instalados en diferentes edificios y los sistemas de vigilancia se empleará fibra óptica monomodo OS1 de 8 hilos con las siguientes características:

- Construcción bajo único subconducto con gel hidrófugo y recubrimiento de fibras de vidrio y acero corrugado resistente a la humedad.
- Protección mecánica, anti-humedad y anti-roedor.
- Cubierta exterior con 2 tensores FRP embebidos en cubierta LSZH-FR con compuesto retardante de llama e hilo rasgado en interior.
- Conexión con CCS en estación de bombeo y filtrado existente, mediante cable fibra óptica monomodo incluyendo conexiones y conectores.

La fibra monomodo es ideal para enlaces de redes con gran ancho de banda y largas distancias distribuidos en áreas extensas, incluidas CATV, redes troncales en campus, aplicaciones de telecomunicaciones y grandes corporaciones. Esto se debe a sus altas velocidades de ancho de banda y distancias de 40 km o más.

## **8.5 SISTEMA DE SEGURIDAD Y VIDEOVIGILANCIA**

Para el Sector VIII.1 no se recoge ninguna actuación, ya que el sistema de seguridad y videovigilancia se ejecuta en la Fase 1, que no corresponde a este proyecto.

En el Sector IX-X se ha diseñado para la cubrir la totalidad de las parcelas donde se encuentran los centros de transformación y las casetas de servicios. Desde estos enclaves también se controlarán los accesos a las plataformas flotantes.

En la instalación existirá, un Centro de Control de Seguridad (CCS), desde el que se atenderán las operaciones de monitorización, parametrización, grabación y emisión de las señales y video. El CCS será, por tanto, el centro neurálgico de todo el sistema de seguridad, desde el cual se monitorizarán y gestionarán los subsistemas de seguridad, se establecerán todas las comunicaciones al exterior, y en su interior se alojarán los principales elementos de centralización de señales e integración de subsistemas de seguridad. Se ubicará en la caseta de servicios auxiliares de la Isla 1.

Los subsistemas que conforman el sistema de seguridad del presente proyecto son los siguientes:

### **A.1.-Subsistema de intrusión**

Como elementos pertenecientes al sistema de intrusión se instalarán un detector de movimiento exterior, un contacto magnético en las puertas de entrada de las zonas valladas en cada una de las islas flotantes, una sirena exterior, así como “támpor anti sabotaje” en las cajas exteriores que irán sujetas a los báculos que soportan las cámaras del subsistema de CCTV (**6 unidades**) distribuidos por todo el perímetro, en cada una de las zonas valladas.

Junto al CCS, en la estación de bombeo sector IX-X existente, se instalarán las medidas de detección de intrusión, las cuales se conectarán a una central de intrusión (alarma) que dispondrá de un teclado local para su control, según UNE EN 50131-1:2008/A3:2021 *Sistemas de alarma. Sistemas de alarma contra intrusión y atraco. Parte 1: Requisitos del sistema*

### **A.2.-Subsistema de Circuito Cerrado de Televisión (CCTV)**

Los sistemas de CCTV, pese a que pueden operar de manera aislada, suelen cubrir algunas de las funciones de las requeridas para los sistemas de seguridad. De esta manera, el CCTV deberá actuar como subsistema de CCTV, integrado en mayor o menor medida con otros subsistemas que refuercen y complementen sus funciones, para obtener el nivel de seguridad requerido en la instalación.



Se dispondrán cámaras fijas IP tipo domo (**1 unidad**) y cámaras térmicas de analítica embebida (**5 unidades**), así como focos de infrarrojos (**4 unidades**) ubicados según “Plano nº 3.16. Planta Fotovoltaica Sector IX-X. Sistema de seguridad y vigilancia” sobre báculos proyectados a lo largo del perímetro del campo fotovoltaico, a una altura de 4 metros.

Se ha definido y estudiado la instalación con objeto de tener una supervisión de análisis de video general de todas las zonas del perímetro del campo fotovoltaico. Se ubicarán en el mismo sentido de orientación, de forma que una supervise a la siguiente, minimizando ángulo muerto que éstas producen e incluyendo la eliminación del ángulo muerto, cubriendo la zona muerta entre cámaras contrapuestas.

### **A.3.-Subsistema de centralización**

El subsistema de centralización se encargará de transmitir (vía rúter 3G/4G) y procesar las señales de los distintos subsistemas, actuando automáticamente según su programación y presentando la información resultante a los operadores cuando esto sea necesario, de manera que estos puedan reaccionar ante las distintas incidencias que puedan presentarse.

El núcleo de este subsistema se ubicará en el CCS (Rack 24 unidades), donde se alojarán la mayor parte de los equipos que realizarán la labor de centralización de los subsistemas de seguridad. La unidad de grabación se ubicará en la caseta de servicios auxiliares de la Isla 1.

Se instalará en el CCS un switch de rango extendido que se encargará de gestionar las comunicaciones en la red de seguridad de todo el conjunto. Se considerará, por tanto, el suministro, instalación y configuración de los mismos.

## **8.6 ACCESOS A LAS OBRAS, DESVIOS DE TRÁFICO Y ZONA DE ACOPIOS.**

En la zona regable en general y en las zonas de actuación en particular, existe una amplia red de caminos que garantiza el acceso a las parcelas donde se realizarán las obras. Antes de iniciar la obra se preverán los accesos, así como los itinerarios y recorridos preestablecidos. Se marcará en planos y croquis suficientemente claros. No será necesario realizar ninguna ampliación del ancho de los mismos para el tránsito de maquinaria, ni ninguna señalización para segregar el paso de vehículos y el paso de peatones.

No se producirá ningún corte en los accesos existentes como consecuencia de la ejecución de las obras. Sólo cuando se cruce el camino de servicio del canal con la línea subterránea de evacuación que conecta la planta fotovoltaica flotante con la estación de bombeo del Sector IX-X se realizará un breve corte de tráfico en dicho camino que sólo afecta directamente a la Comunidad de Regantes pues dicho camino no es de uso público.

En lo que respecta a las zonas de acopios se dispondrán las siguientes:

- Para el Sector VIII.1.- En la misma parcela donde se ejecuta la planta fotovoltaica existe espacio sobrante donde poder hacer los acopios.
- Para el Sector IX-X.- Existen unas grandes franjas de terreno disponibles pues están expropiadas paralelas al camino de servicio del canal del Zújar. También se podrá usar la propia parcela de la estación de bombeo de dicho sector que dispone de un amplio espacio libre.

A continuación, se describen los accesos. En el Plano 5 se recogen los accesos y las zonas de acopio.

#### **8.6.1 Accesos obras Sector VIII-1**

Se accederá a la parcela donde se implantará el campo fotovoltaico a través de camino 4007-D, que a su vez parte del camino de la tubería C-4-1, ambos propiedad de la C.R. Canal del Zujar, por una entrada.

Dicho acceso se realiza a través de cancela metálica, en cerramiento de valla metálica hasta 2 metros de altura. Este cerramiento se realizará durante las obras correspondientes al proyecto de modernización energética a través de solar fotovoltaica en la zona regable del Zujar (Fase I).



**Figura 42.** Acceso a parcela Sector VIII-1

### 8.6.2 Accesos obras Sector IX-X

Se accederá a la estación de bombeo a través del camino de servicio del Canal del Zújar, propiedad de la Confederación Hidrográfica del Guadiana (en la actualidad cedida la explotación a la C.R. del Canal del Zújar), por una entrada. Desde este carril se podrá acceder a través de un camino terrizo a la parte trasera de la estación de bombeo.

Dichos accesos se realizan a través de cancelas metálicas, en cerramiento realizado con muro de hormigón en su parte inferior y valla metálica hasta 2 metros de altura.



**Figura 43.** Acceso 1 a estación de bombeo



**Figura 44.** Interior Acceso 2 a estación de bombeo

En este mismo camino se encuentra balsa de regulación nº 6 del Canal del Zújar.



**Figura 45.** Camino acceso balsa de regulación 6

Desde este camino se puede acceder a la zona este de la planta fotovoltaica, donde se va a ubicar el centro de transformación de la isla 2, a través de un paso hormigonado que atraviesa el Canal del Zújar



**Figura 46.** Paso sobre canal para acceso 3 zona este campo fotovoltaico

El acceso a la zona oeste del campo fotovoltaico, lugar donde se va a ubicar el centro de transformación de la isla 1, se realiza a través de un carril paralelo al camino anteriormente descrito. Se accede a través de una cancela metálica, en cerramiento realizado con muro de hormigón en su parte inferior y valla metálica hasta 2 metros de altura.



**Figura 47.** Camino acceso 4 zona oeste campo fotovoltaico

## 8.7 MEDIDAS AMBIENTALES DE INTEGRACIÓN EN EL PRTR

Las medidas ambientales que se han implementado en el proyecto para conseguir su integración y sostenibilidad ambiental, se recogen en el *Anejo 18 Documento ambiental*. De esas medidas, se describen a continuación las que se corresponden con la aplicación de las directrices elaboradas por el CSIC en el ámbito del PRTR.

### 8.7.1 Divulgación y formación en Buenas Prácticas Agrícolas

Como medida transversal a todas las demás que se diseñan en este documento ambiental, se desarrolla una medida de divulgación y formación en el Código de Buenas Prácticas Agrarias (CBPA), con el objetivo de transmitir una conciencia ecológica a los agricultores a través de la formación y la exposición de acciones demostrativas eficaces, para ayudar a alcanzar la sostenibilidad e integración ambiental de los regadíos.

En este sentido, se incorporan acciones concretas de divulgación y formación en buenas prácticas agrarias, dirigidas a los miembros de la Comunidad de usuarios del agua beneficiaria de la obra, que se desarrollarán antes de hacerse entrega de la misma. Se trata de una medida preventiva en la FASE DE CONSTRUCCIÓN del proyecto. Esta medida se ha desarrollado de

acuerdo con lo establecido en las directrices elaboradas por el CEBAS-CSIC en el ámbito del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

En el programa de divulgación y formación en buenas prácticas agrarias (BPA) se han incluido dos cursos que son los siguientes:

➤ **Curso general: *Optimización de la eficiencia del regadío y su gestión ambiental en el marco del CBPA***

Los objetivos generales son introducir el contexto administrativo y de políticas que han dado lugar al Plan y los principios que soportan la orientación de las directrices.

Este curso presenta unos contenidos comunes que se consideran esenciales para aplicar BPA en zonas agrícolas de regadío y para conseguir los objetivos globales marcados por las directrices.

Se expondrá una introducción sobre el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) y la aplicación del principio *Do Not Significant Harm* o DNSH por sus siglas en inglés, en el marco de dicho Plan y así como una visión general de las directrices 1, 2, 3 y 4 desarrolladas por el Centro de Edafología y Biología Aplicada del Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CEBAS-CSIC) en el ámbito del PRTR citado, en las que se abordan los cursos específicos para cada directriz, extrayendo de ellos los aspectos más relevantes y equilibrando los diferentes aspectos a tratar.

Serán impartidos aspectos formativos que son básicos, necesarios y relevantes a la hora de aplicar el CBPA en zonas agrícolas de regadío:

- i)* Conservación y calidad de los suelos en zonas agrícolas de regadío.
- ii)* Balance de agua en los suelos.
- iii)* Agricultura de precisión y uso sostenible de plaguicidas.
- iv)* Uso eficiente de fertilizantes nitrogenados.
- v)* Eficiencia del uso de la energía en redes de riego presurizadas.
- vi)* Principios básicos sobre el funcionamiento de los agroecosistemas.

➤ **Curso específico**

Se impartirá además un curso de formación específico en relación con las directrices 3 y 4 elaboradas por el CSIC titulado “**Implementación de medidas y buenas prácticas para la sostenibilidad ambiental de los paisajes agrarios de regadíos**” en el que se aplican los conocimientos adquiridos en el curso de contenidos comunes también

desarrollado a través de las directrices del CSIC en el ámbito del PRTR, en el que se tratará los principios básicos sobre el funcionamiento de los agroecosistemas y las estructuras vegetales de conservación y mejora de la habitabilidad para la fauna acompañante al paisaje agrario. Contenidos:

- i)* Introducción: Recapitulación del módulo 7 del curso general de contenidos comunes, metodología y técnicas para la diversificación del paisaje rural.
- ii)* Normativa vigente.
- iii)* Infraestructura verde. Soluciones basadas en la naturaleza. Renaturalización.
- iv)* Implementación de barreras vegetales: localización, diseño, ejecución y mantenimiento.
- v)* Implementación de acciones para la conservación de fauna en los paisajes de regadío.
- vi)* Casos prácticos a realizar

#### **8.7.2 Estructuras vegetales en alineación**

Con la intención de naturalizar las zonas de actuación e integrar ecológicamente las instalaciones fotovoltaicas en su entorno, se pretende implantar una estructura vegetal lineal en los perímetros vallados, buscando también mejorar el control de la escorrentía y la conectividad hidrológica, a la vez que se aumenta la biodiversidad con especies que atraigan polinizadores y enemigos naturales. Habrá dos zonas de actuación:

- Sector VIII.1.- Toda la planta fotovoltaica estará vallada. Paralelo a este vallado se plantará una pantalla vegetal de naturalización.
- Sector IX-X.- La balsa ya está rodeada de vegetación natural por ser un pequeño embalse naturalizado. En los dos recintos vallados donde se instalen los centros de transformación se plantará una pantalla vegetal de naturalización.

En ninguno de los dos casos, se crean taludes por movimiento de tierras.

Las estructuras vegetales en alineación serán las siguientes:

- Arbustos perennes en alineación (con 1 o varias líneas de plantación): Consistirá en la creación de una o varias líneas de plantación establecidas mediante la implementación de alineaciones de arbustos sin herbáceas anuales, de tal forma que su presencia futura de estas estructuras de vegetación no dificulte la gestión de la actividad agrícola. Las especies a implantar serán:

- Arbustos:

Adelfa (*Nerium oleander*)

Brezo (*Erica multiflora*)

- Matas:

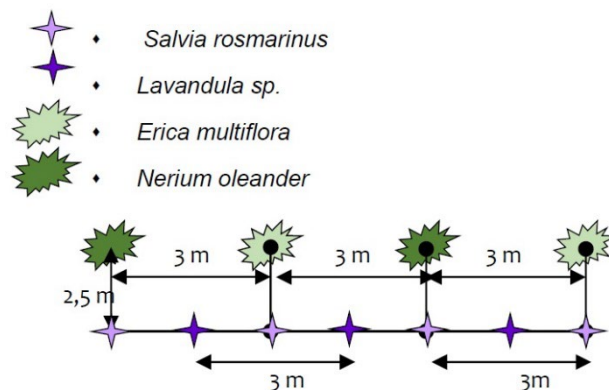
Romero (*Salvia rosmarinus*)

Lavanda (*Lavandula dentata*)

Plantación

Los arbustos se dispondrán en línea con una distancia de 3 m entre plantas, mientras que las matas se dispondrán en línea paralela con una distancia de 1,5 m.

La actuación incluirá la apertura de hoyos de 30 x 30 x 30 cm, replanteo, distribución de la planta, abonado, tapado, aporcado, formación de alcorque y primer riego (30 l), según el siguiente esquema:



**Figura 48.** Distribución arbustos

La franja a plantar tendrá una longitud total de 963 metros en los emplazamientos antes descritos, por lo que el número de plantas necesarias para su formación son las siguientes:



**Tabla 23.** Número de plantas necesarias en alineación

Ubicación	Especie	Longitud	Densidad	Nº de plantas
Sector VIII.1	Adelfa	728	6 m/planta	122
	Brezo	728	6 m/planta	122
	Romero	728	3 m/planta	243
	Lavanda	728	3 m/planta	243
Sector IX-X (Trafo isla 1)	Adelfa	158	6 m/planta	27
	Brezo	158	6 m/planta	27
	Romero	158	3 m/planta	53
	Lavanda	158	3 m/planta	53
Sector IX-X (Trafo isla 2)	Adelfa	77	6 m/planta	13
	Brezo	77	6 m/planta	13
	Romero	77	3 m/planta	26
	Lavanda	77	3 m/planta	26

<b>Suma número de plantas por especie</b>	<b>Adelfa</b>	-	-	<b>162</b>
	<b>Brezo</b>	-	-	<b>162</b>
	<b>Romero</b>	-	-	<b>322</b>
	<b>Lavanda</b>	-	-	<b>322</b>

Además, se asegurará el mantenimiento con riego y la reposición de marras durante los 3 primeros años tras la ejecución de las obras, tal y como se describe en el Plan de Vigilancia Ambiental.

### 8.7.3 Incremento de disponibilidad de espacios para nidificación de aves

Se instalarán cajas nido para aves y refugios para murciélagos en las edificaciones existentes en las dos estaciones de bombeo (sector VIII.1 y sector IX-X). Con esta actuación se quiere incrementar las poblaciones de animales beneficiosos, fundamentalmente por su labor de control de plagas de insectos. Este servicio ecosistémico contribuye a aumentar las producciones y su calidad, reduciendo la necesidad de pesticidas.

Los nidos se instalarán en las paredes de los edificios existentes para las instalaciones de riego, siendo específicos para las siguientes especies de la zona:

- Vencejo común (*Apus apus*)
- Golondrina común (*Hirundo rustica*)
- Avión Común (*Delinchon urbicum*)

- Murciélago (varias especies)



**Imagen 1. Caja nido para vencejos**



**Imagen 2. Caja nido para murciélagos**

#### Caja nido tipo vencejo. Características y colocación

Se instalarán 8 unidades (4 ud. en la estación de bombeo del sector VIII.1 y 4 ud. en la estación de bombeo del sector IX-X), construidas con madera sostenible. Tiene frontal abatible para su inspección y limpieza. Las maderas se unen con tirafondos para que tengan mayor consistencia y durabilidad. Están dispuestas de colgadores de acero inoxidable para su colocación en la pared.

Se colocarán a una altura superior a los 10 m, siempre en orientación Norte, huyendo de la radiación solar directa. Si es posible, las cajas deben instalarse preferiblemente bajo vigas, cornisas o tejados, de modo que no se mojen si llueve, lo que alargará mucho su vida útil. Es preferible instalarlas en pequeños grupos antes que solitarias debido a las costumbres coloniales de los vencejos.

#### Caja nido tipo murciélago. Características y colocación

Se instalarán 4 unidades (2 ud. en la estación de bombeo del sector VIII.1 y 2 ud. en la estación de bombeo del sector IX-X), construidas con madera sostenible. Tiene frontal abatible para su inspección y limpieza. Las maderas se unen con tirafondos para que tengan mayor consistencia y durabilidad. Están dispuestas de colgadores de acero inoxidable para su colocación en la pared.

Se recomienda colocar en la pared del depósito elevado y estación de bombeo. Colocar de 3 a 5 m de altura, orientada hacia el norte, evitando que durante el día les dé el sol.

Con el fin de analizar los mejores emplazamientos para la ubicación de las cajas nido, se realizará un estudio previo en la zona (se describe en el Plan de Vigilancia Ambiental).

#### **8.7.4 Charca para anfibios**

Se creará una charca -bebedero para fauna silvestre en la parcela donde se ubica el campo fotovoltaico del Sector VIII.1, quedando emplazada en el espacio que queda disponible.

A través de la creación de este cuerpo de agua se busca incrementar la biodiversidad del paisaje agrario, poniendo a disposición de la fauna un lugar integrado dentro del entorno del proyecto. Al mismo tiempo, la ubicación elegida permitirá establecer una conexión ecológica con las plantaciones proyectadas a través de otras medidas contempladas en el apartado de medidas para mejora de la flora y vegetación.

La charca-bebedero tendrá las siguientes características:

- El diseño será de planta circular o lo más parecido, adaptándose lo máximo al terreno disponible, de diámetro aproximado de 6 a 8 m, y con una superficie aproximada de 20-30 m<sup>2</sup>.
- El vaso de será de hormigón naturalizado en fresco con piedras del lugar (caso de que existan).
- Para prevenir accidentes por ahogamientos, se debe limitar la profundidad de las mismas a no más de 20 cm.
- El llenado se realizará mediante agua de lluvia, escorrentía natural, y en caso necesario mediante aportación con cuba desde el hidrante que dispone la parcela, propiedad de la comunidad de regantes del Canal del Zújar.
- Se tomarán medidas para su naturalización e integración ambiental.

La ejecución se llevará a cabo de la siguiente manera:

1. Replanteo y localización de la charca.

2. Adecuación del terreno. En función de la topografía incluirá: excavación del vaso y de la zanja perimetral para anclar las láminas impermeabilizantes.
3. Retirada de la parcela de los restos vegetales, piedras, o materiales de charcas antiguas, en su caso.
4. El vaso de será de hormigón naturalizado en fresco con piedras del lugar (caso de que existan).
5. Instalación de geotextil no tejido de filamentos de polipropileno, unidos mecánicamente por agujado, estabilizados frente a los rayos UV, gramajes de 286 a 325 g/m<sup>2</sup>, resistencia a la tracción de 25 KN/m, con función de protección de la lámina impermeabilizante frente al posible punzonamiento ocasionado por la presencia de piedras cortantes en el terreno excavado.
6. Instalación de capa impermeabilizante (geomembrana) de caucho de etileno propileno (EPDM) de al menos 1 mm de espesor, incluyendo su anclaje en los laterales.
7. Aporte de una capa tierra vegetal de al menos 5 cm de espesor.
8. Colocación de escollera perimetral protectora, y para refugio
9. Se debe colocar piedras que sobresalgan de la lámina de agua en el interior de la charca para reducir la profundidad de esta en determinadas zonas, favoreciendo la entrada y salida del bebedero de las aves.
10. La charca será revegetada con una banda de 1 a 2 m de anchura para propiciar su naturalización e integración en el medio. Para ello de utilizarán las mismas especies propuestas para el seto perimetral.

A modo de ejemplo se muestran a continuación algunos ejemplos de charcas bebederos ya construidas.



**Imagen 3. Detalle piedras sobre ejemplo de charca y borde de piedra**



**Imagen 4.. Vista general ejemplo de charca bebedero**

## **8.8 ESTUDIO ESPECÍFICO DE ACCIONES SÍSMICAS**

Las acciones sísmicas no tienen afección a ninguna de las actuaciones proyectadas.

## **9 AHORRO DE ENERGÍA**

Una vez se ha calculado la energía mensual y anual que pueden producir los campos fotovoltaicos, hay que tener en consideración que el destino de esta energía es el autoconsumo en las estaciones de bombeo, luego tienen que estar en funcionamiento para que la energía producida se pueda usar.

Las estaciones de bombeo están en funcionamiento durante la campaña de riego para lo cual se consideran los meses de abril (mitad), mayo, junio, julio, agosto, septiembre y octubre (mitad). La energía que se produce en el resto de meses no se usará para nada.

Además, hay que considerar que en algunos meses la producción del campo fotovoltaico es mayor que el consumo de las estaciones de bombeo (obtenido de los consumos de 5 años, 2016-2020), luego tampoco se aprovechará toda la energía producida.

Por último, aunque la energía producida mensualmente sea menor que la consumida no tiene por qué coincidir instantáneamente, ya que el consumo de las estaciones de bombeo cambia constantemente al funcionar a la demanda y estar arrancando y parando las bombas muy frecuentemente.

Los datos de los que se dispone para conocer los hábitos de consumo de las estaciones de bombeo son las facturas de la compañía suministradora, las cuales discriminan por periodos tarifarios con valores totales mensuales dentro de cada periodo. Para poder usarlos y compararlos con las producciones del campo fotovoltaico se pasan a consumos horarios por periodo de forma proporcional al número de horas. Con esta operación obtenemos de forma estimada el máximo consumo horario en kW que podría absorber la estación de bombeo.

Por otro lado, se calcula la energía producida por el campo fotovoltaico por periodos tarifarios. No se considera la energía que se pueda producir por debajo de radiaciones de  $100 \text{ W/m}^2$ , ya que puede haber problemas en la conversión de la radiación en energía por los módulos fotovoltaicos-inversor por la baja tensión-intensidad. En cada mes y para cada periodo tarifario se determina el número de horas que el campo fotovoltaico estaría produciendo energía.

Con estos dos parámetros podemos determinar para cada mes y cada periodo tarifario, que es lo que se puede autoconsumir de la energía producida, siendo siempre el menor de los valores

estimados.

Además, en los meses donde los consumos de energía son muy elevados en los bombeos (como son junio, julio y agosto) respecto a la producción del campo fotovoltaico se podría entender que todo lo producido se autoconsume. Sin embargo, se pueden dar desacoplamientos entre la demanda de energía del bombeo y la oferta del campo fotovoltaico en momentos puntuales, por ser el riego a demanda, y que no se aproveche toda la energía producida. Se considerará que el 20% de la energía autoproducida en los citados meses no se aprovechará.

En las siguientes tablas se muestran por meses los resultados de la producción neta de los campos fotovoltaicos, los consumos medios de energía eléctrica de la estación de bombeo, autoconsumo potencial (máximo que se podría dar) y real (el que realmente se puede producir) estimados mensualmente para las plantas fotovoltaicas.

**Tabla 24.** Datos de autoconsumo de energía Sector VIII.1

<b>Mes</b>	<b>Energía producida neta (kWh)</b>	<b>Consumo eléctrico medio kWh</b>	<b>Autoconsumo máximo kWh</b>	<b>Autoconsumo real kWh</b>
<b>Enero</b>	122.488	1.587	583	0
<b>Febrero</b>	142.363	6.290	2.563	0
<b>Marzo</b>	197.787	39.753	19.963	0
<b>Abril</b>	226.124	92.081	47.195	18.878
<b>Mayo</b>	270.843	283.076	150.288	120.230
<b>Junio</b>	286.089	1.067.748	286.089	228.871
<b>Julio</b>	311.455	1.453.265	311.455	249.164
<b>Agosto</b>	298.345	1.112.096	298.345	238.676
<b>Septiembre</b>	232.517	378.372	197.656	158.125
<b>Octubre</b>	179.608	157.688	79.455	31.782
<b>Noviembre</b>	129.326	20.817	9.448	0
<b>Diciembre</b>	113.852	2.723	843	0
<b>Totales</b>	<b>2.510.795</b>	<b>4.615.498</b>	<b>1.403.882</b>	<b>1.045.726</b>

**Tabla 25.** Datos de autoconsumo de energía Sector IX-X

Mes	Energía producida neta (kWh)	Consumo eléctrico medio kWh	Autoconsumo máximo kWh	Autoconsumo real kWh
Enero	84.855	1.393,40	492	0
Febrero	108.341	1.743,60	698	0
Marzo	152.678	26.475,80	13.695	0
Abril	250.296	86.166,80	46.574	18.630
Mayo	310.123	253.997,40	140.441	112.352
Junio	332.548	843.176,60	332.548	266.038
Julio	361.493	1.149.553,20	361.493	289.194
Agosto	327.254	1.065.931,60	327.254	261.803
Septiembre	249.425	389.338,20	201.380	161.104
Octubre	137.748	105.761,20	54.006	21.602
Noviembre	90.281	9.764,40	4.332	0
Diciembre	78.305	682,00	199	0
<b>Totales</b>	<b>2.483.346</b>	<b>3.933.984</b>	<b>1.483.112</b>	<b>1.130.724</b>

El porcentaje de energía autoconsumida respecto a la generada es del 41,65 % para el Sector VIII.1 y del 45,53 % para el Sector IX-X.

En el Apéndice 2 del Anejo nº 7, se desarrollan todos los cálculos justificativos.

El ahorro de energía que se alcanzará con el presente proyecto sería de **2.176.450 kWh**, que coincide con el autoconsumo estimado real que se puede dar y que se ha calculado anteriormente.

**Tabla 26.** Autoconsumo de energía total

	Ahorro de energía (kWh/año)
<b>Sector VIII.1</b>	<b>1.045.726</b>
<b>Sector IX-X</b>	<b>1.130.724</b>
<b>TOTALES</b>	<b>2.176.450</b>

Tomando como base los datos del documento *Factores de emisión. Registro de huella de carbono, compensación y proyectos de absorción de dióxido de carbono* publicado en julio de 2022 por el MITERD y la Oficina Española de Cambio Climático, los factores de emisión a aplicar y los cálculos correspondientes son los siguientes:



**Tabla 27.** estimación de la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> equivalente

COMPañÍA	AHORRO ENERGÍA (kWh/año)	FACTOR MIX (kgCO <sub>2</sub> e/kWh/año)	AHORRO EMISIONES (kgCO <sub>2</sub> e/año)
NATURGY	2.176.450	0,259	563.700,55

Por tanto, con la actuación proyectada se conseguirá una reducción de las emisiones de **563.700,55 kg CO<sub>2</sub>e/año**.

El consumo de agua medio del Sector VIII.1 y del IX-X de la Comunidad de Regantes del Canal del Zújar es de 26.877.417 m<sup>3</sup>/año (consumo medio de las campañas 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020 facilitado por la Comunidad General de Regantes). Partiendo del consumo de energía medio actual anteriormente indicado 8.549.482 kWh/año (4.615.498 kWh/año del Sector VIII.1 y 3.933.984 kWh/año del Sector IX-X), se obtiene que para bombear un metro cúbico de agua son necesarios 0,3181 kWh/m<sup>3</sup>.

Tras la actuación de mejora el consumo de energía pasara a ser de 6.373.032 kWh/año. Si consideramos el mismo consumo de agua actual (26.877.417 m<sup>3</sup>/año) se obtiene que para bombear un metro cúbico de agua son necesarios 0,2371 kWh/m<sup>3</sup>. Por tanto, el ahorro medio obtenido será de 0,081 kWh/m<sup>3</sup> (que equivale al 25,46 % de ahorro).

El ahorro energético obtenido implicará una disminución de los costes energéticos de la Comunidad de Regantes. El término de potencia no cambiará ya que no se tiene que contratar más potencia para el nuevo bombeo (pues funcionará cuando no funciona el existente) ni se puede reducir la potencia actualmente contratada (en máxima demanda el bombeo existente funcionará igual que antes de la actuación). Por tanto, el ahorro se producirá directamente por la disminución del consumo de energía (kWh).

La Comunidad de Regantes tiene un consumo discriminado en seis periodos tarifarios y al ser un riego a la demanda, el consumo se distribuye más o menos uniformemente a lo largo de dichos periodos. Los precios medios de actuales de la energía pagados son muy variables, pues la comunidad tiene un contrato indexado por lo que el precio del kWh cambia todos los días y en la factura aparecen precios medios mensuales. Para estimar los ahorros en costes energéticos actuales y futuros se puede tomar un precio de 0,15 €/kWh más IVA (0,1815 €/kWh). Con este precio del kWh, el ahorro previsto de 2.176.450 kWh/año implicará un ahorro económico de 395.025,68 €/año.

## **10 REQUISITOS ADMINISTRATIVOS**

### **10.1 MARCO NORMATIVO**

La redacción, tramitación, contratación y ejecución de las obras a las que se refiere el presente proyecto, se realiza al amparo y de conformidad con lo establecido en las siguientes disposiciones jurídicas y normativas:

- Ley 9/2017, de 8 de noviembre, de Contratos del Sector Público, por el que se transponen al ordenamiento jurídico español las Directivas del Parlamento Europeo y del Consejo 2014/23/UE y 2014/24/UE, de 26 de febrero de 2014
- Real Decreto 817/2009, de 8 de mayo, por el que se desarrolla parcialmente la Ley 30/2007, de 30 de octubre, de Contratos del Sector Público (BOE nº 118 del 15 de mayo de 2009).
- Real Decreto 1098/2001, de 12 de octubre por el que se aprueba el Reglamento General de Contratos de las Administraciones Públicas (BOE nº 257 del 26 de octubre de 2001), en cuanto no se oponga a la Ley 30/2007.
- Real Decreto 773/2015, de 28 de agosto, por el que se modifican determinados preceptos del Reglamento General de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas, aprobado por el Real Decreto 1098/2001, de 12 de octubre.
- Real Decreto 1359/2011, de 7 de octubre, por el que se aprueba la relación de materiales básicos y las fórmulas-tipo generales de revisión de precios de los contratos de obras y de contratos de suministro de fabricación de armamento y equipamiento de las Administraciones Públicas.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación (BOE nº 74 del 28 de marzo de 2006).
- Real Decreto 1247/2008, de 18 de julio, por el que se aprueba la instrucción de hormigón estructural (EHE-08: (BOE nº 203 del 22 de agosto de 2008). Aunque esté derogada la EHE (Real Decreto 1247/2008, de 18 de julio, por el que se aprueba la instrucción de hormigón estructural EHE-08, por el Real Decreto 470/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba el Código Estructural, todavía es de aplicación a proyectos cuya orden de redacción, se hubiese efectuado con anterioridad a su entrada en vigor, según Disposición transitoria única Aplicación a proyectos y obras: “Lo dispuesto en este Real decreto no será de aplicación a los proyectos cuya orden de redacción o de estudio, en el ámbito de las Administraciones públicas, o encargo, en otros casos, se hubiese efectuado con anterioridad a su entrada en vigor, ni a las obras de ellos derivadas, siempre que estas se inicien en un

plazo no superior a un año para las obras de edificación, ni de tres años para las de ingeniería civil, desde dicha entrada en vigor, salvo que por el correspondiente órgano competente, o en su caso por el promotor, se acordase acomodar el proyecto al contenido del Código estructural”

- Orden de 28 de julio de 1974 por la que se aprueba el Pliego de prescripciones técnicas generales para tuberías de abastecimientos de agua y se crea una Comisión Permanente de Tuberías de Abastecimiento de Agua y de Saneamiento de Poblaciones (BOE nº 236 del 2 de octubre de 1974 y BOE nº 237 del 3 de octubre de 1974).
- Orden Ministerial de 6 de febrero de 1976, por la que se aprueba el Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para Obras de Carreteras y Puentes de la Dirección General de Carreteras y Caminos Vecinales (PG-3L>75): (BOE nº 162 del 7 de julio de 1976).
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (BOE nº 224 del 18 de septiembre de 2002).
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC LAT 01 a 09 (BOE nº 68 del 19 de marzo de 2008).
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Pliego de Condiciones Técnicas del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales (BOE nº 269 del 10 de noviembre de 1995).
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción (BOE nº 256 del 25 de octubre de 1997).
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental (BOE nº 296 del 11 de diciembre de 2013).
- Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular (BOE nº 85 de 9 de abril de 2022).
- Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición (BOE nº 38 del 13 de febrero de 2008).
- Orden ARM 1312/2009 de 20 de mayo, por la que se regulan los sistemas para realizar el control efectivo de los volúmenes de agua utilizados por los aprovechamientos de agua del dominio público hidráulico, de los retornos al citado dominio público hidráulico y de los vertidos al mismo (BOE nº 128 del 27 de mayo de 2009).
- Ley 16/1985, de 25 de junio, del Patrimonio Histórico Español (BOE nº 155 del 29 de junio de 1985).
- Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas (BOE nº 176 del 24 de julio de 2001).
- Real Decreto 9/2008, de 11 de enero, por el que se modifica el Reglamento del Dominio Público Hidráulico, aprobado por el Real Decreto 849/1986, de 11 de abril.
- Real Decreto 1/2016, de 8 de marzo, por el que se aprueba la revisión de los Planes Hidrológicos de las demarcaciones hidrográficas del Cantábrico Occidental, Guadalquivir, Ceuta, Melilla, Segura y Júcar, y de la parte española de las demarcaciones hidrográficas del Cantábrico Oriental, Miño-Sil, Duero, Tajo, Guadiana y Ebro.
- Norma UNE 318002-3:2021, Técnicas de riego. Telecontrol de zonas regables. Parte 3: Interoperabilidad.
- Ley de 16 de diciembre de 1954 sobre expropiación forzosa (BOE nº 351 del 17 de diciembre de 1954).
- Orden de 23 de julio de 1992 por la que se regula la composición y funciones de la junta superior de monumentos y conjuntos históricos.

- Orden de 23 de julio de 1992 por la que se regula la composición y funciones de la junta superior de excavaciones y exploraciones arqueológicas.
- Real Decreto 1111/1986, de 10 de enero, de desarrollo parcial de la Ley 16/1985, de 25 de junio, del Patrimonio Histórico Español.
- Real Decreto 496/1987, de 18 de marzo, por el que se aprueba el Reglamento de la Ley 23/1982, reguladora del Patrimonio Nacional.
- Real Decreto 1680/1991, de 15 de noviembre, por el que se desarrolla la disposición adicional novena de la Ley 16/1985, de 25 de junio, del Patrimonio Histórico Español, sobre garantía del Estado para obras de interés cultural.
- Real Decreto 64/1994 de 21 de enero por el que se modifica el Real Decreto 111/1986, de 10 de enero, de desarrollo parcial de la Ley 16/1985, de 25 de junio del Patrimonio Histórico Español (BOE nº 52 de 02/03/1994).
- Real Decreto 162/2002, de 8 de febrero, por el que se modifica el artículo 58 del Real Decreto 111/1986 de 10 de enero de desarrollo parcial de la Ley 16/1985, de 25 de junio, del Patrimonio Histórico Español (BOE nº 35 de 09/02/2002).
- Real Decreto 600/2011, de 29 de abril, por el que se modifica el Reglamento de la Ley 23/1982, de 16 de junio, reguladora del Patrimonio Nacional, aprobada por Real Decreto 496/1987, de 18 de marzo.
- Real Decreto 214/2014, de 28 de marzo, por el que se modifica el Reglamento de la Ley 23/1982, de 16 de junio, reguladora del Patrimonio Nacional, aprobada por Real Decreto 496/1987, de 18 de marzo.

#### AUTONÓMICAS

- Ley 16/2015, de 23 de abril, de protección ambiental de la Comunidad Autónoma de Extremadura (D.O.E. número 81, de 29 de abril de 2015).
- Decreto 19/1997, de 4 de febrero, de Reglamentación de Ruidos y Vibraciones (D.O.E. número 18, de 11 de febrero de 1997).
- Decreto 20/2011, de 25 de febrero, por el que se establece el régimen jurídico de la producción, posesión y gestión de los residuos de construcción y demolición en la Comunidad Autónoma de Extremadura (D.O.E. número 43, de 3 de marzo de 2011)

- Ley 2/1999, de 29 de marzo, de Patrimonio Histórico y Cultural de Extremadura (D.O.E. número 59, de 22 de mayo de 1999).
- Decreto 93/1997, de 1 de julio, por el que se regula la actividad arqueológica en la Comunidad Autónoma de Extremadura
- Ley 3/2011, de 17 de febrero de 2011, de modificación parcial de la Ley 2/1999.

Y demás normativa complementaria y resto de normas legislativas e instrucciones técnicas específicas actualmente vigentes.

## **10.2 ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD**

Al encontrarse la actuación prevista dentro los supuestos incluidos en artículo 4, apartado 1, del Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en las obras de construcción, se ha redactado un Estudio de Seguridad y Salud que se incluye como Separata Nº 1 «Estudio de seguridad y salud» del presente Proyecto, que servirá como base para que el contratista elabore el correspondiente Plan de Seguridad y Salud, en función de los sistemas de ejecución a emplear y la normativa legal vigente.

Asciende el Presupuesto de Ejecución Material del Estudio de Seguridad y Salud del Proyecto a la cantidad de VEINTICINCO MIL OCHOCIENTOS CUARENTA Y SIETE EUROS CON SESENTA Y SEIS CÉNTIMOS (25.847,66 €).

## **10.3 APLICACIÓN DE LA LEY 21/2013 DE EVALUACIÓN AMBIENTAL**

La viabilidad del proyecto se fundamenta en la disminución del consumo de energía convencional procedente de la red mediante la autoproducción de energía renovable fotovoltaica (autoconsumo sin excedentes) buscando el máximo ahorro energético, que al mismo tiempo redundando directamente en la sostenibilidad del regadío tanto desde el punto de vista ambiental (reducción de consumo de energía y de emisión de CO<sub>2</sub>) como del económico (por bajar los costes de explotación).

Se ha comprobado que las actuaciones del proyecto no se encuentran incluidas en ninguno de los supuestos establecidos en la Ley 21/2013, de 9 de diciembre de evaluación ambiental, por lo que no se considera que esté sometido a un procedimiento bajo los instrumentos recogidos en dicha Ley.

Sin embargo, se redacta el documento ambiental que se incluye como Anejo 18 del proyecto, como justificación de la exención de tramitación ambiental y como fundamento del cumplimiento de las exigencias establecidas en la normativa europea para todos los proyectos incluidos en el Plan de Recuperación Transformación y Resiliencia de España.

A través de este documento se han podido identificar los factores ambientales que se relacionan con la ejecución y explotación de las plantas solares fotovoltaicas contempladas en el proyecto, permitiendo valorar el alcance de los impactos previstos sobre ellos y definir las medidas para prevenir, corregir o compensar sus efectos.

Esta zona, eminentemente agrícola, presenta un escaso valor natural y, por lo tanto, baja calidad en lo que a vegetación se refiere. Además, las actuaciones a realizar se localizan en recintos ya urbanizados o con instalaciones existentes, luego no existen afecciones significativas a vegetación natural.

Del análisis se concluye que no se ejerce ninguna afección sobre la Red Natura 2000. Por otra parte, las actuaciones se encuentran dentro de dos zonas de importancia para las aves (IBAs) denominadas Don Benito - Guareña (ES285) y Alange (ES277). En este sentido se concluye que, dada la naturaleza y la actividad desarrollada por el proyecto, no se espera generar afecciones sobre las aves presentes en IBA, habiéndose diseñado de igual modo una serie de medidas preventivas y compensatorias dirigidas a asegurar la no afección, así como a contribuir a la mejora de la habitabilidad de las aves mediante la plantación de estructuras vegetales y la colocación de cajas nido en el entorno del proyecto.

En lo que respecta a las masas de agua, se determina que al ser el objeto del proyecto la generación de electricidad a través de una fuente limpia y renovable, no tiene capacidad de modificar o alterar las masas de agua tanto superficiales como subterráneas presentes en el ámbito de estudio en ninguna de sus fases.

Entre los impactos positivos que el proyecto ejerce sobre el medio ambiente, cabe destacar la contribución a la mitigación del cambio climático que supone la reducción efectiva de las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera derivada de la disminución de la dependencia de la energía eléctrica que posibilita la explotación de las nuevas infraestructuras.

Entre las medidas que se establecen, destacan la plantación de estructuras vegetales para polinizadores, la instalación de cajas nido y refugios para fauna y la creación de charca-bebedero para anfibios y aves. Además, como medida transversal a todas las demás que se diseñan en este documento ambiental, se desarrolla una medida de divulgación y formación en el Código de Buenas Prácticas Agrarias (CBPA), con el objetivo de transmitir una conciencia ecológica a los agricultores a través de la formación y la exposición de acciones demostrativas eficaces, para

ayudar a alcanzar la sostenibilidad e integración ambiental de los regadíos.

A fin de proteger el patrimonio arqueológico y siguiendo las indicaciones del órgano correspondiente, se llevará a cabo un seguimiento de las actuaciones que impliquen movimientos de tierras y desbroces EN EL Sector VIII.1.

Todas las medidas han sido recogidas en el correspondiente Plan de Vigilancia Ambiental, en el que se detalla la metodología de aplicación y ejecución, así como el programa de seguimiento, que se extenderá en alguno de los casos a lo largo de los 5 años posteriores a la entrega de las obras a fin de asegurar el correcto funcionamiento de dichas medidas.

El documento incluye asimismo un estudio de vulnerabilidad del proyecto frente a riesgos, tal como se exige en la justificación del objetivo de Adaptación al Cambio Climático recogido en la normativa europea y como se recoge en la mencionada ley 21/2013 de evaluación ambiental.

Por todo lo recogido en el documento ambiental, se considera que la ejecución y posterior explotación del *Proyecto de modernización energética a través de solar fotovoltaica en la zona regable del Zújar (Badajoz)*, es compatible con la conservación de todos los factores ambientales analizados y contribuye sustancialmente a la mitigación de los efectos del cambio climático y la integración medioambiental del regadío.

#### **10.4 PLIEGO DE PRESCRIPCIONES TÉCNICAS PARTICULARES**

El Pliego de Prescripciones Técnicas Particulares que se incluye en el presente proyecto como Documento nº 3 regula las condiciones de tipo técnico que deben cumplir los diferentes materiales, así como también la ejecución de las obras con expresión de la forma en que ésta se llevará a cabo, las obligaciones de orden técnico que correspondan al contratista, la manera en que se llevará a cabo la medición y valoración de las unidades ejecutadas y el control de calidad de los materiales empleados y del proceso de ejecución.

#### **10.5 OCUPACIÓN Y DISPONIBILIDAD DE LOS TERRENOS: EXPROPIACIONES**

Tal como se explica en el Anejo Nº 12 «Expropiaciones y servidumbres», para la ejecución del presente proyecto **no es necesaria la expropiación ni ocupación de ninguna superficie que afecte a particulares pues todas las actuaciones se realizarán en parcelas que son propiedad de la Comunidad de Regantes Canal del Zújar (Sector VIII.1) o de la Confederación Hidrográfica de la Guadiana (Sector IX-X).**



Del mismo modo, **no se impondrá ninguna servidumbre nueva.**

El campo solar se proyecta sobre las siguientes parcelas catastrales, las cuales son propiedad de la Comunidad de Regantes Canal del Zújar:

**Tabla 28.** Parcelas catastrales C.R. Canal del Zújar

MUNICIPIO	POLÍGONO	PARCELA	REFERENCIA CATASTRAL	SUPERFICIE
Guareña (Badajoz)	513	48	06060A513000480000ZF	23.327 m <sup>2</sup>
Guareña (Badajoz)	513	49	06060A513000490000ZM	9.419 m <sup>2</sup>

El campo solar del Sector IX-X, así como la línea de evacuación, las casetas de centros de transformación y servicios auxiliares se proyectan sobre las siguientes parcelas catastrales, las cuales son propiedad de la Confederación Hidrográfica del Guadiana:

**Tabla 29.** Parcelas catastrales propiedad de la Confederación Hidrográfica del Guadiana

MUNICIPIO	POLÍGONO	PARCELA	REFERENCIA CATASTRAL	SUPERFICIE
Villagonzalo (Badajoz)	9	90	06151A009000900000PS	449 m <sup>2</sup>
Villagonzalo (Badajoz)	9	9007	06151A009090070000PD	122.303 m <sup>2</sup>
Villagonzalo (Badajoz)	9	9026	06151A009090260000PG	13.084 m <sup>2</sup>
Villagonzalo (Badajoz)	9	9032	06151A009090320000PL	118.324 m <sup>2</sup>

Todas las instalaciones que se encuentran en estas parcelas y sobre las que se actúan son gestionadas y explotadas por la Comunidad de Regantes Canal del Zújar en base a la Encomienda de Gestión que tienen otorgada por la Confederación Hidrográfica del Guadiana durante 75 años. A dicho Organismo se solicitó la autorización para realizar dichas actuaciones y ya se dispone del permiso el cual se adjunta en el Anejo nº 13 «Servicios afectados, reposiciones, permisos y licencias» del presente proyecto.

## 10.6 SERVICIOS AFECTADOS, REPOSICIONES, PERMISOS Y LICENCIAS

En el Anejo N° 13 «Servicios afectados, reposiciones, permisos y licencias» se recogen y valoran las afecciones producidas y los permisos solicitados. Como ya se ha expuesto en otros

documentos del presente proyecto todas las actuaciones se desarrollan en parcelas que son de Confederación Hidrográfica de la Guadiana (CHG) y de la Comunidad de Regantes Canal del Zújar. Por tanto, no se consideran servicios afectados, sino como reposiciones y sólo se ha solicitado permiso a la CHG, pues será el único afectado por las actuaciones.

A dicho Organismo se ha solicitado la autorización para realizar dichas actuaciones. El día 21 de marzo de 2022 se solicitó por registro telemático autorización administrativa para la utilización de la balsa de regulación para la instalación fotovoltaica flotante y trazado de línea de evacuación por el camino de servicio del Canal del Zújar, zona de expropiación y cruces del canal para autoconsumo de la estación de bombeo del sector IX-X de la C.R. del Canal del Zújar, en el T.M. de Villagonzalo.

El Servicio de Explotación de la Confederación Hidrográfica del Guadiana realiza el 1 de abril de 2022 el reconocimiento y confrontación de las actuaciones planteadas en la solicitud tomándose los datos pertinentes para la redacción del oportuno informe de carácter técnico.

Con fecha 5 de abril de 2022, el Servicio de Explotación emite informe favorable a lo solicitado indicando una serie de condiciones técnicas y particulares a cumplir.

La tipología de las actuaciones y su ubicación hace que no se produzcan afecciones a servicios externos como tales. Con la ejecución de las obras será necesario realizar alguna reposición de instalaciones actuales. Sin embargo, por sus características no se crea un capítulo de reposiciones específico, si no que se han incluido dentro de los distintos capítulos del presupuesto, pues en realidad son parte de la obra a ejecutar. Corresponde a la reposición del camino de servicio del canal con 40 cm de hormigón y los 7 cm de asfalto, además de hormigonar a su alrededor los tubos de PEAD en los pasos aéreos.

Por otro lado, se ha tramitado la autorización referente a afecciones arqueológicas, lo cual se recoge en el Anejo nº 3: «Estudio arqueológico». En el sector VIII.1 se tendrá que hacer un seguimiento arqueológico del movimiento de tierras, lo cual se ha recogido en el presupuesto en el capítulo de «Medidas ambientales». Para el Sector IX-X se recibió informe sectorial en el que se informaba que dicho proyecto no presenta incidencias sobre el Patrimonio Arqueológico conocido.

También, se ha presentado ante la Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Consejería para la Transición Ecológica y Sostenibilidad de la Junta de Extremadura, la documentación necesaria para la Autorización Administrativa Previa, la cual no ha sido aún resuelta, si bien este organismo no impone condicionantes propios pues sólo incorpora en su resolución los condicionantes que planteen los cuatro organismos a los que se envía separata del proyecto que son: CHG (se tiene respuesta directa), Cultura-arqueología (se tiene respuesta

directa), IDE-Iberdrola (no tenemos afecciones) y ayuntamientos (actuaciones compatibles con planeamiento urbanístico).

Por tanto, todos los permisos necesarios para la ejecución de las plantas fotovoltaicas se encuentran conseguidos, quedando pendiente la resolución de Autorización Administrativa Previa y de Construcción de la Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Consejería para la Transición Ecológica y Sostenibilidad de la Junta de Extremadura, la cual no implicará en su futura aprobación ninguna modificación del proyecto, ni técnica ni presupuestaria.

En el Anejo nº 13 “Servicios afectados, reposiciones, permisos y licencias” se recoge en detalle toda información y documentos.

## **10.7 GESTIÓN DE RESIDUOS**

En el Anejo Nº 14 «Estudio de gestión de residuos de construcción y demolición» se recogen todos los aspectos relacionados con la producción y gestión de los residuos de la construcción y demolición que afectan a la obra de acuerdo con la **Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular**, por el que se regulan los mismos. En el estudio se ha realizado una identificación de los residuos a generar, una estimación de la cantidad de los residuos (tanto en peso como en volumen) que se prevé que se producirán en los trabajos directamente relacionados con la obra y que habrá de servir de base para la redacción del correspondiente Plan de Gestión de Residuos por parte del Constructor. En dicho Plan se desarrollarán y complementarán las previsiones contenidas en este documento en función de los proveedores concretos y su propio sistema de ejecución de la obra.

Independientemente de si la cantidad de residuos estimada alcanza o no el límite establecido en para la separación en obra de los residuos, se dispondrá en una zona de la obra una zona de acopio, chatarras y otros residuos; se almacenarán los residuos de manera diferenciada para evitar su mezcla y facilitar así su reutilización, valoración y eliminación posterior.

La valoración de la gestión de residuos de construcción forma parte del presupuesto del presente proyecto en un capítulo independiente (Capítulo 4 «Gestión de residuos»).

Los costes de carga y transportes de residuos generados hasta las zonas de acopio habilitadas en cada uno de los dos sectores, forman parte del presupuesto de la obra, presupuestándose en distintos capítulos del mismo.

En el capítulo 4 «Gestión de residuos» se valora el coste en gestor autorizado de los residuos anteriormente estimados, valorando su transporte y el canon de gestión, según su tipología.

Asciende el Presupuesto de Ejecución Material de la Gestión de Residuos del Proyecto a la cantidad de CUATRO MIL OCHOCIENTOS CUARENTA Y OCHO EUROS con CINCUENTA Y CUATRO CÉNTIMOS (4.848,54 €).

## **10.8 CLASIFICACION DEL CONTRATISTA Y FÓRMULA DE REVISIÓN DE PRECIOS**

La Clasificación del Contratista que ha de exigirse en la licitación de las obras definidas en el presente Proyecto, queda definida en cumplimiento de lo previsto en:

- Ley 9/2017, de 8 de noviembre, de Contratos del Sector Público.
- Real Decreto 1098/2001, de 12 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento General de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas.
- Real Decreto 773/2015, de 28 de agosto, por el que se modifican preceptos del Reglamento General de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas, aprobado por el Real Decreto 1098/2001.

Conforme al Artículo 11. Determinación de los criterios de selección de las empresas, del Real Decreto 773/2015: 3. en los contratos de obras cuando el valor estimado del contrato sea igual o superior a 500.000 euros será requisito indispensable que el empresario se encuentre debidamente clasificado como contratista de obras de las Administraciones Públicas. Para dichos contratos, la clasificación del empresario en el grupo o subgrupo que en función del objeto del contrato corresponda, con categoría igual o superior a la exigida para el contrato, acreditará sus condiciones de solvencia para contratar.

En el Artículo 25 del Reglamento General de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas, Real Decreto 1098/2001, se establecen los grupos y subgrupos a considerar para la clasificación de los contratistas. El Artículo 26 del Real Decreto 773/2015, modifica el artículo 26 del Reglamento General de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas, reajustando los umbrales de las distintas categorías, que pasan a denominarse mediante números crecientes.

Por tanto, se exigirá a la empresa adjudicataria de las obras, que como mínimo esté clasificada dentro de los siguientes grupos y subgrupos, y categorías:

### **Grupo I: Instalaciones eléctricas**

Subgrupo 9. Instalaciones eléctricas sin cualificación específica, con código en relación a la categoría 5. **I-9-5**

El presente proyecto no estará sujeto a revisión de precios, por ser su duración menor de 12

meses.

### **10.9 PLAZO DE EJECUCIÓN, PLAN DE OBRA Y PERIODO DE GARANTÍA,**

Se considera un plazo para la ejecución de las obras de NUEVE (9) MESES.

Atendiendo en lo que se dispone en la Ley 9/2017, de 8 de noviembre de Contratos del Sector Público, en el Anejo Nº 10 «Programa de ejecución de obras», se ha establecido un plan de obra o programa de trabajos a seguir en la ejecución de las diferentes obras e instalaciones de que consta el proyecto. La programación se realiza sobre un diagrama de barras (diagrama de Gantt), estudiando las unidades de obra que se puedan ejecutar alternativamente o secuencialmente.

El periodo de garantía de las obras se establece en veinticuatro (24) meses.

### **10.10 PROGRAMA DE CONTROL DE CALIDAD**

Tanto para la recepción y control de los materiales, como de la ejecución de las diferentes unidades de obra, se deben efectuar los correspondientes ensayos durante las obras, que figuran en el Anejo Nº 15 «Control de calidad».

A partir de las mediciones correspondientes a las unidades de obra fundamentales del proyecto, y atendiendo a las especificaciones al respecto del Pliego de Prescripciones Técnicas, se ha calculado el número de ensayos a prever en cada una de las unidades de obra seleccionadas en el proceso de autocontrol y el correspondiente a los ensayos de contraste a iniciativa del Director de Obras.

El importe para el control de calidad de contraste de las obras no supera el 1% del presupuesto de las obras, por lo que será asumido por el contratista. El importe de los ensayos de autocontrol será asumido por el contratista.

### **10.11 MANIFESTACIÓN DE OBRA COMPLETA**

El presente proyecto comprende una obra completa de acuerdo con el Real Decreto 1098/2001, de 12 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento general de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas. Se entiende por obra completa aquellas susceptibles de ser entregadas al uso general o al servicio correspondiente, sin perjuicio de las ulteriores ampliaciones de que posteriormente puedan ser objeto y comprenderán todos y cada uno de los

elementos que sean precisos para la utilización de la obra.

## **11 DOCUMENTOS QUE INTEGRAN EL PROYECTO**

### **DOCUMENTO N° 1: MEMORIA Y ANEJOS A LA MEMORIA.**

#### ❖ MEMORIA

#### ❖ ANEJOS A LA MEMORIA:

- Anejo 1.- Características de la obra. Ficha técnica.
- Anejo 2.- Datos del levantamiento topográfico. Replanteo.
- Anejo 3.- Estudio arqueológico.
- Anejo 4.- Estudio de alternativas. Justificación de la solución adoptada.
- Anejo 5.- Estudio geotécnico.
- Anejo 6.- Cálculos mecánicos.
- Anejo 7.- Dimensionamiento de las instalaciones fotovoltaicas y ahorro de energía.
- Anejo 8.- Cálculo instalaciones eléctricas.
- Anejo 9.- Monitorización y control.
- Anejo 10.- Programa de ejecución de obras.
- Anejo 11.- Justificación de precios.
- Anejo 12.- Expropiaciones y servidumbres.
- Anejo 13.- Servicios afectados, reposiciones, permisos y licencias.
- Anejo 14.- Gestión de residuos.
- Anejo 15.- Programa de control de calidad.
- Anejo 16.- Puesta en marcha de las instalaciones
- Anejo 17.- Estudio de viabilidad económica
- Anejo 18.- Documento ambiental
- Anejo 19.- Información y documentación relacionada con el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia

### **DOCUMENTO N° 2: PLANOS**

### **DOCUMENTO N° 3: PLIEGO DE PRESCRIPCIONES TÉCNICAS.**

### **DOCUMENTO N° 4: PRESUPUESTO**

**DOCUMENTO Nº 5: SEPARATA Nº 1: ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD****12 PRESUPUESTO**

Se recoge en el Documento nº 4 las mediciones auxiliares y generales, el cuadro de precios nº 1 (precios de las unidades de obra), el cuadro de precios nº 2 (precios descompuestos), los presupuestos parciales y el resumen general del presupuesto.

Para configurar las unidades de obra del proyecto, mayoritariamente se han utilizado los precios unitarios de la tarifa vigente de la Empresa de Transformación Agraria S.A. (TRAGSA), es decir, los precios de la Tarifa TRAGSA 2022.

Asimismo, se han confeccionado aquellas unidades de obra no existentes en la Tarifa TRAGSA 2022 a partir de precios simples de dichas tarifas, incluyendo los nuevos costes a añadir en la unidad creada a partir de tarifas del mercado actuales suministradas por los fabricantes correspondientes.

En el Anejo nº 11 “Justificación de precios” se determinan los precios unitarios de ejecución material de las diferentes unidades de obra del proyecto a partir de los costes horarios la mano de obra y de la maquinaria, y del coste de los materiales a pie de obra.

Las mediciones de las unidades de obra se han realizado sobre el terreno y reflejado en los planos que figuran en el presente proyecto.

Aplicando los precios a las mediciones de obra correspondientes, se obtiene el Presupuesto resumido a continuación:

**Tabla 30.** Resumen presupuesto

<b>CÓDIGO</b>	<b>RESUMEN</b>	<b>IMPORTE (€)</b>
<b>01</b>	<b>CAMPO FOTOVOLTAICO SECTOR VIII.1</b>	<b>1.089.069,79</b>
01.01	ADECUACIÓN DEL TERRENO	63.101,72
01.02	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	504.372,00
01.03	ESTRUCTURA SOPORTE	204.702,41
01.04	INFRAESTRUCTURA DE CONEXIÓN	117.650,28
01.05	INSTALACIÓN ELÉCTRICA	186.406,87
01.06	RED DE TIERRAS	10.615,18
01.07	MONITORIZACIÓN Y SISTEMA ANTIVERTIDO	2.221,33
<b>02</b>	<b>CAMPO FOTOVOLTAICO SECTOR IX-X</b>	<b>2.068.816,72</b>
02.01	ADECUACIÓN PARCELA	24.530,12
02.02	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	604.648,60
02.03	ESTRUCTURA SOPORTE	672.422,33
02.04	INFRAESTRUCTURA DE CONEXIÓN	489.268,64
02.05	INSTALACIÓN ELÉCTRICA	208.713,09
02.06	RED DE TIERRAS	4.808,76
02.07	SISTEMA DE VIDEOVIGILANCIA	39.304,71
02.08	MONITORIZACIÓN Y SISTEMA ANTIVERTIDO	25.120,47
<b>03</b>	<b>SEGURIDAD Y SALUD</b>	<b>25.847,66</b>
03.01	INSTALACIONES PROVISIONALES DE OBRA	10.816,52
03.02	SEÑALIZACIONES	1.875,02
03.03	PROTECCIONES INDIVIDUALES	7.016,32
03.04	PROTECCIONES COLECTIVAS	6.139,80
<b>04</b>	<b>GESTIÓN DE RESIDUOS</b>	<b>4.848,54</b>
<b>05</b>	<b>MEDIDAS AMBIENTALES</b>	<b>27.282,82</b>
<b>06</b>	<b>SEÑALIZACIÓN PRTR</b>	<b>3.623,93</b>
<b>07</b>	<b>PUESTA EN MARCHA INSTALACIONES</b>	<b>3.809,24</b>

<b>PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>	<b>3.223.298,70</b>
13 % GASTOS GENERALES	419.028,83
6 % BENEFICIO INDUSTRIAL	193.397,92
<b>PRESUPUESTO BASE DE LICITACIÓN (SIN IVA)</b>	<b>3.835.725,45</b>
21 % IVA	805.502,34
<b>PRESUPUESTO BASE DE LICITACIÓN</b>	<b>4.641.227,79</b>

Asciende el Presupuesto Base de Licitación a la expresada cantidad de **CUATRO MILLONES SEISCIENTOS CUARENTA Y UN MIL DOSCIENTOS VEINTISIETE EUROS CON SETENTA Y NUEVE CÉNTIMOS (4.641.227,79 €)**.



### 13 PRESUPUESTO PARA CONOCIMIENTO DE LA ADMINISTRACIÓN

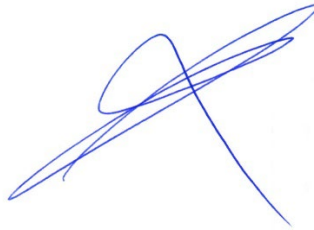
Al no ser necesarias expropiaciones para la ejecución de las obras, el Presupuesto para Conocimiento de la Administración coincide con el Presupuesto Base de Licitación.

<b>PRESUPUESTO PARA CONOCIMIENTO DE LA ADMINISTRACIÓN</b>	<b>4.641.227,79 €</b>
---	-----------------------

Asciende el Presupuesto para Conocimiento de la Administración a la expresada cantidad de **CUATRO MILLONES SEISCIENTOS CUARENTA Y UN MIL DOSCIENTOS VEINTISIETE EUROS CON SETENTA Y NUEVE CÉNTIMOS (4.641.227,79 €)**.

Noviembre de 2022

INGENIERO AGRONOMO Cdo N°: 1.503  
C.O.I.A. de Andalucía



Fdo.: Antonio Romero López