


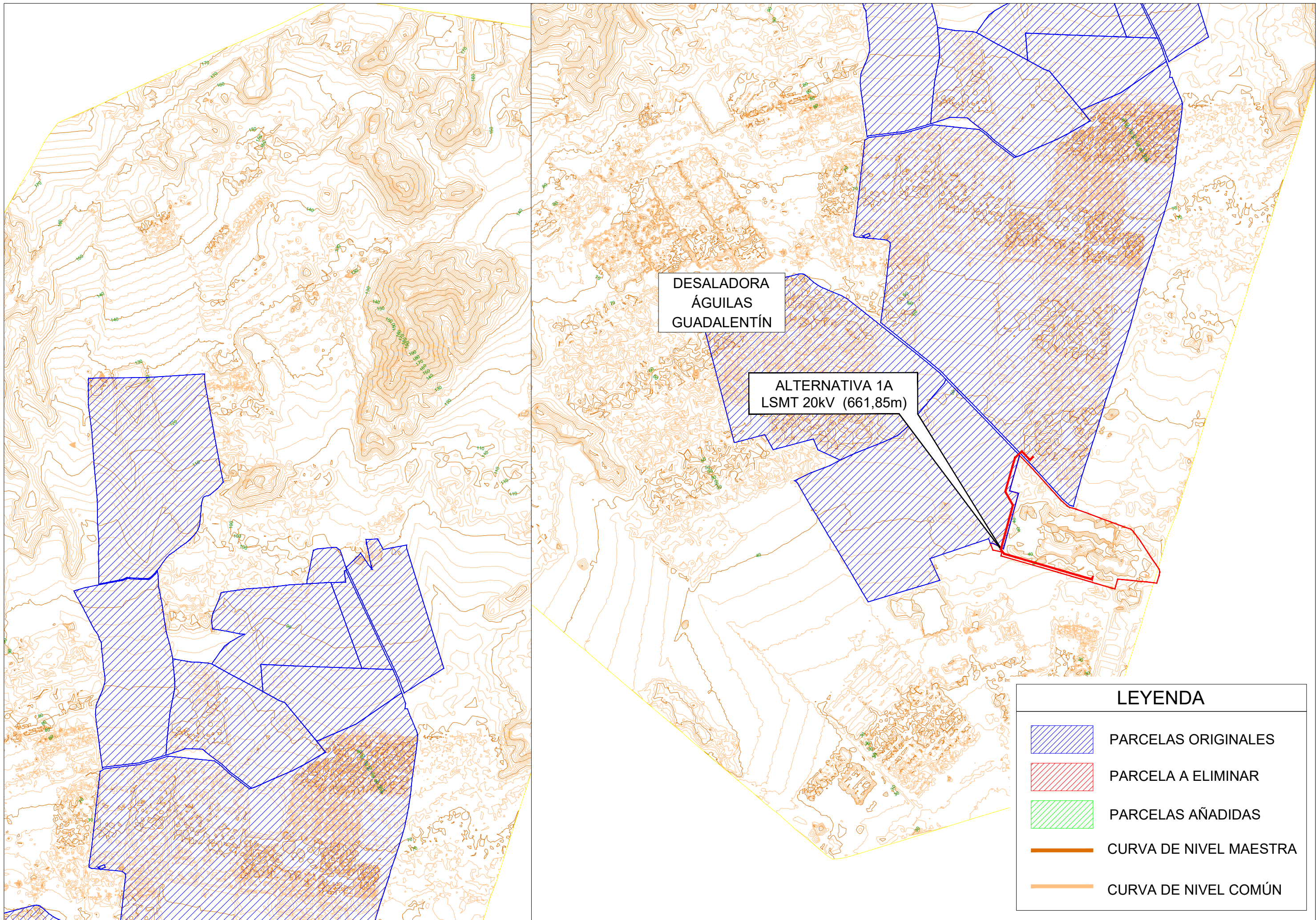


TIPO DE DOCUMENTO
ANTEPROYECTO

TÍTULO DEL PROYECTO
“DESALADORA DE ÁGUILAS-GUADALENTÍN, ÁGUILAS (MURCIA). PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA.”

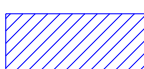

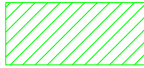


DOCUMENTOS
TOMO I: DOCUMENTO Nº1: MEMORIA Y ANEJOS

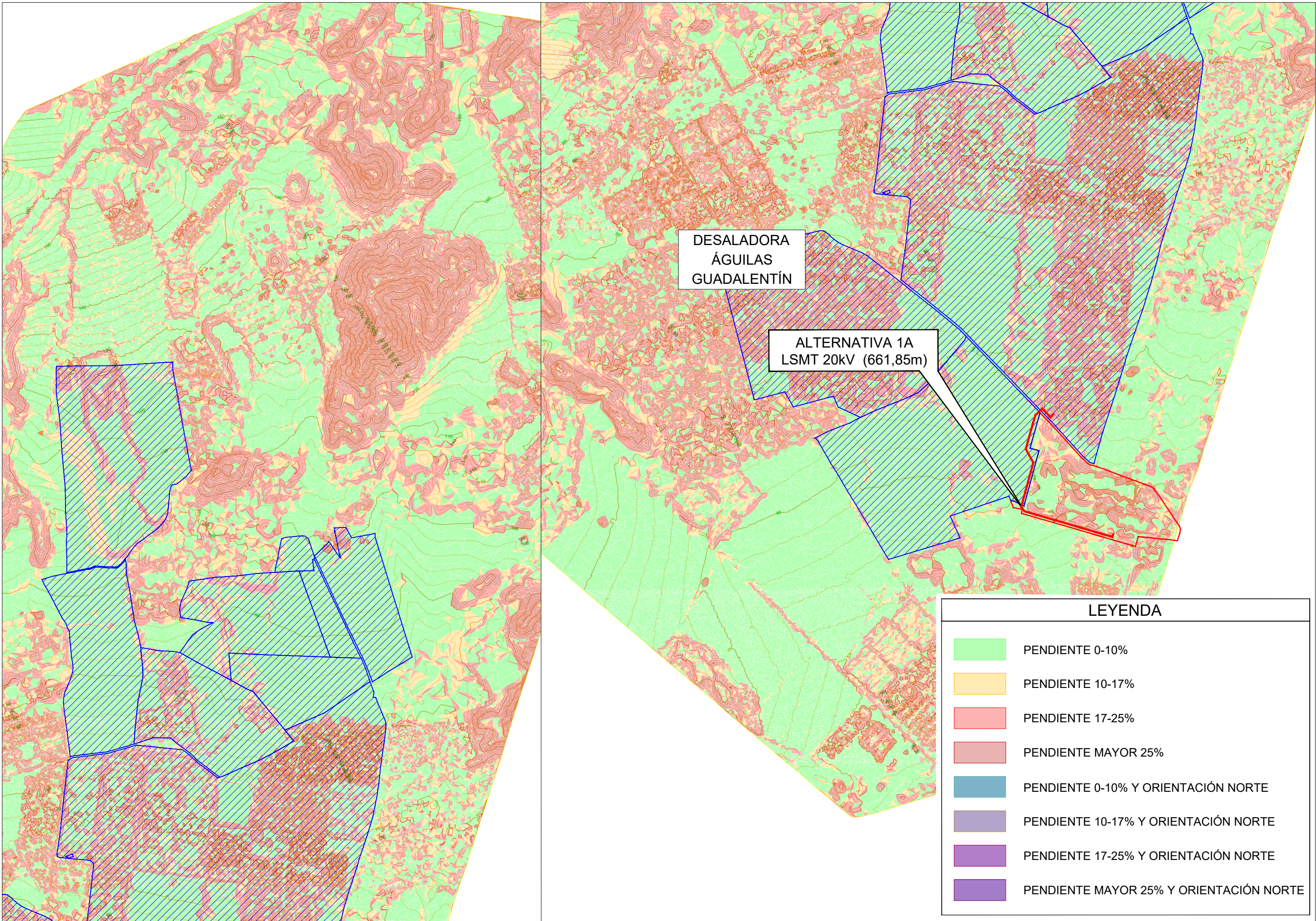
CONSULTOR	AUTOR DEL DOCUMENTO	Vº Bº ACUAMED	PRESUPUESTO BASE LICITACIÓN SIN IVA	CLAVE
INGENIERÍA MURCIANA S.L. 	D. JAVIER CASTELLOTE MARTÍNEZ	D. DANIEL GARCÍA MANSO	38.259.962,72 €	2.1.e.13
			TOMO	FECHA DE REDACCIÓN
			TOMO I DE V (Parte 4 de 5)	NOVIEMBRE - 2025



DESALADORA
ÁGUILAS
GUADALENTÍN

ALTERNATIVA 1A
LSMT 20kV (661,85m)

LEYENDA	
	PARCELAS ORIGINALES
	PARCELA A ELIMINAR
	PARCELAS AÑADIDAS
	CURVA DE NIVEL MAESTRA
	CURVA DE NIVEL COMÚN



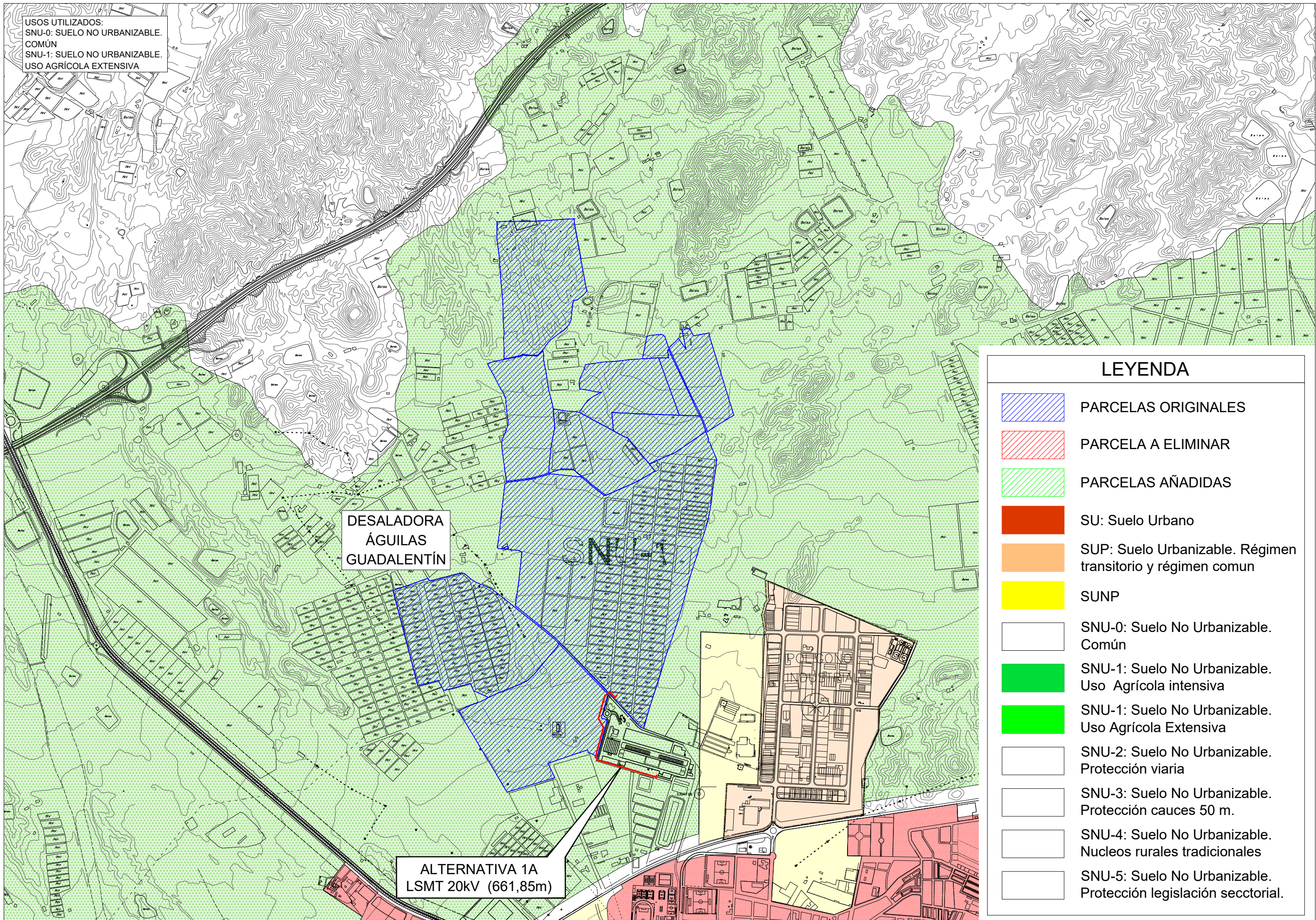
DESALADORA
ÁGUILAS
GUADALENTÍN

ALTERNATIVA 1A
LSMT 20kV (661,85m)

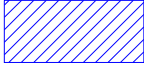
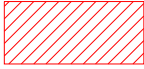
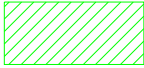







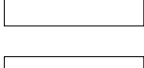


LEYENDA

	PENDIENTE 0-10%
	PENDIENTE 10-17%
	PENDIENTE 17-25%
	PENDIENTE MAYOR 25%
	PENDIENTE 0-10% Y ORIENTACIÓN NORTE
	PENDIENTE 10-17% Y ORIENTACIÓN NORTE
	PENDIENTE 17-25% Y ORIENTACIÓN NORTE
	PENDIENTE MAYOR 25% Y ORIENTACIÓN NORTE

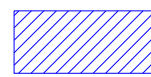
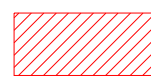
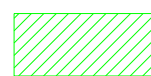
USOS UTILIZADOS:
 SNU-0: SUELO NO URBANIZABLE.
 COMÚN
 SNU-1: SUELO NO URBANIZABLE.
 USO AGRÍCOLA EXTENSIVA

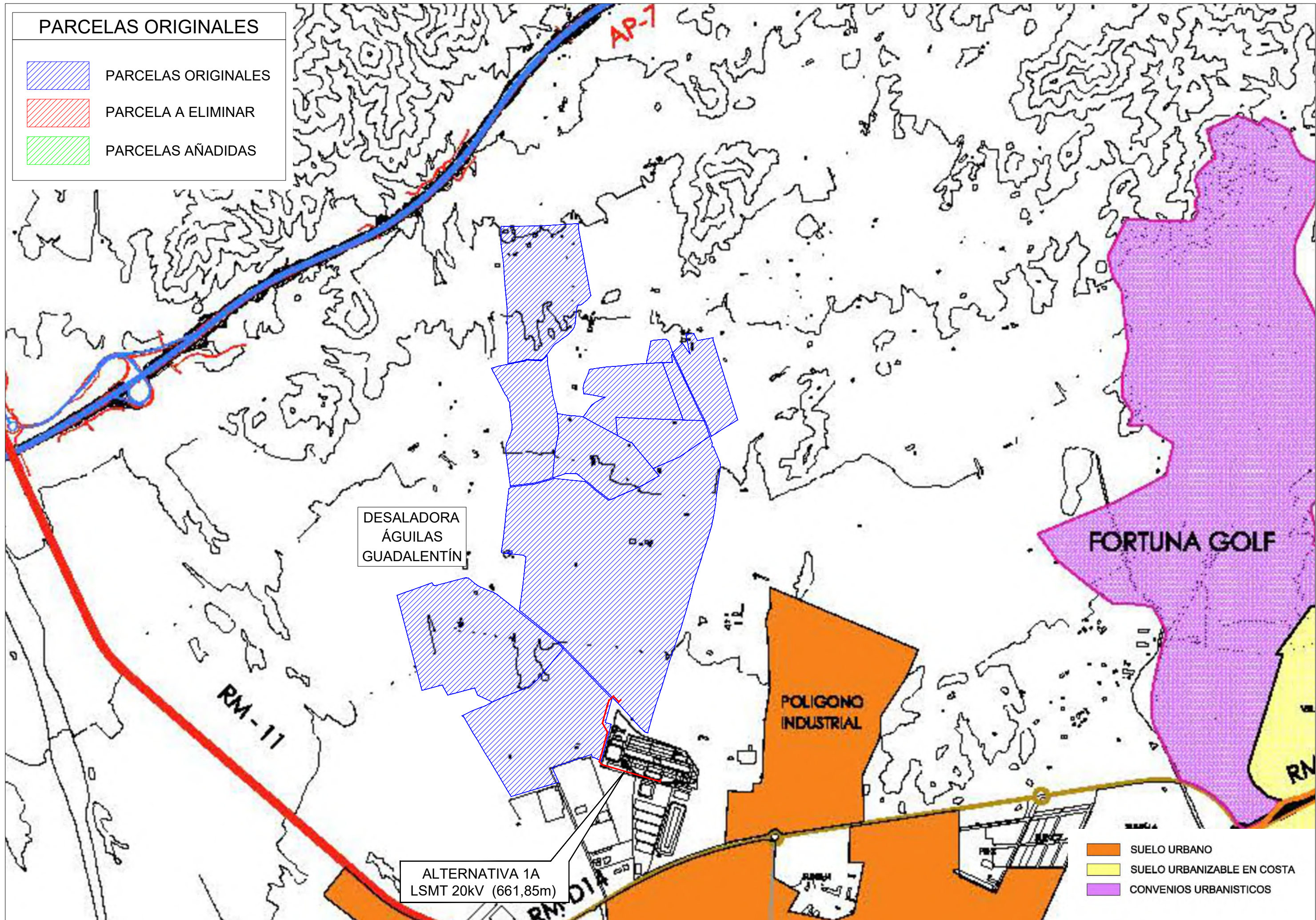


LEYENDA

-  PARCELAS ORIGINALES
-  PARCELA A ELIMINAR
-  PARCELAS AÑADIDAS
-  SU: Suelo Urbano
-  SUP: Suelo Urbanizable. Régimen transitorio y régimen común
-  SUNP
-  SNU-0: Suelo No Urbanizable. Común
-  SNU-1: Suelo No Urbanizable. Uso Agrícola intensiva
-  SNU-1: Suelo No Urbanizable. Uso Agrícola Extensiva
-  SNU-2: Suelo No Urbanizable. Protección viaria
-  SNU-3: Suelo No Urbanizable. Protección cauces 50 m.
-  SNU-4: Suelo No Urbanizable. Nucleos rurales tradicionales
-  SNU-5: Suelo No Urbanizable. Protección legislación sectorial.




PARCELAS ORIGINALES

-  PARCELAS ORIGINALES
-  PARCELA A ELIMINAR
-  PARCELAS AÑADIDAS

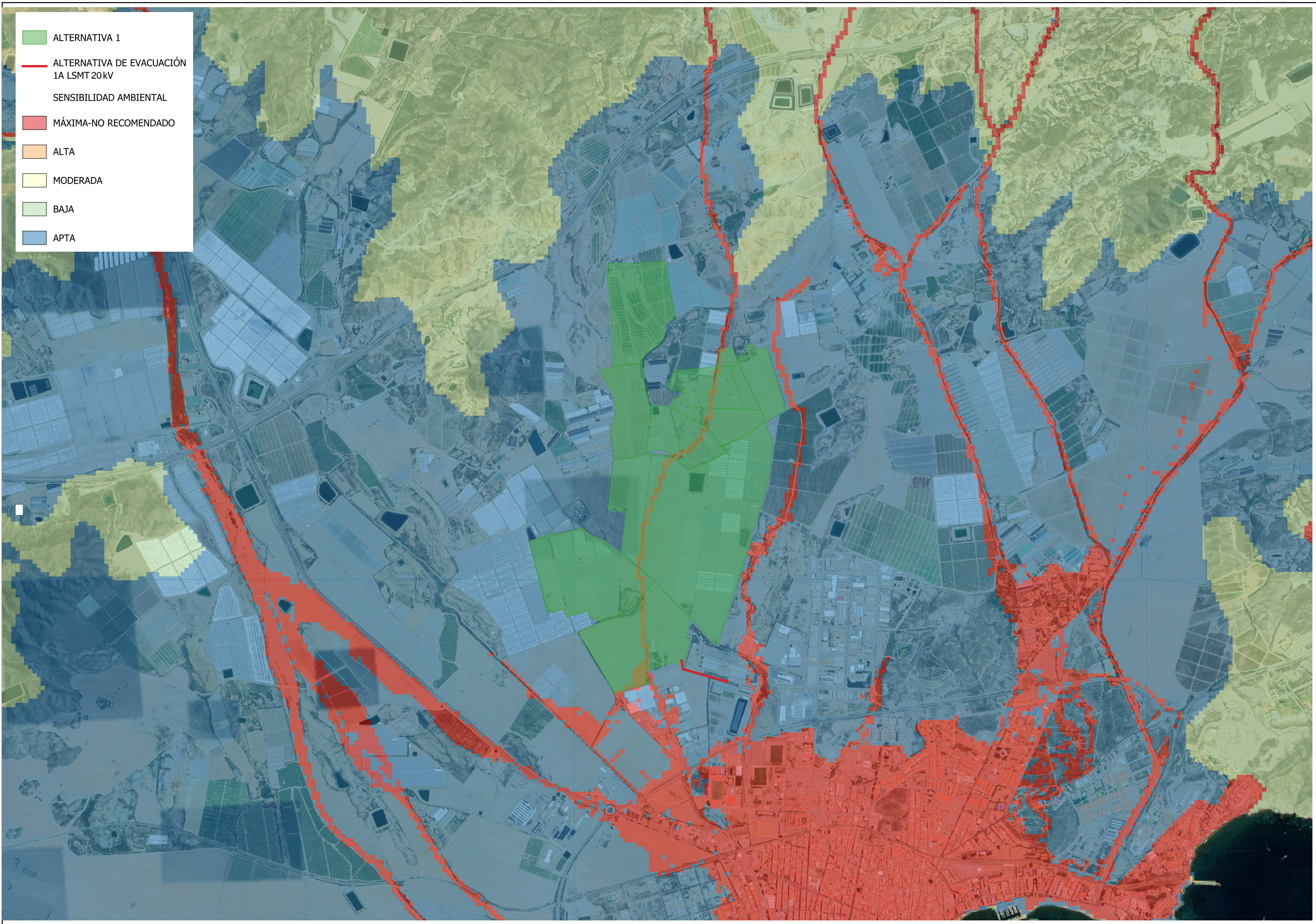


DESALADORA
ÁGUILAS
GUADALENTÍN

ALTERNATIVA 1A
LSMT 20kV (661,85m)

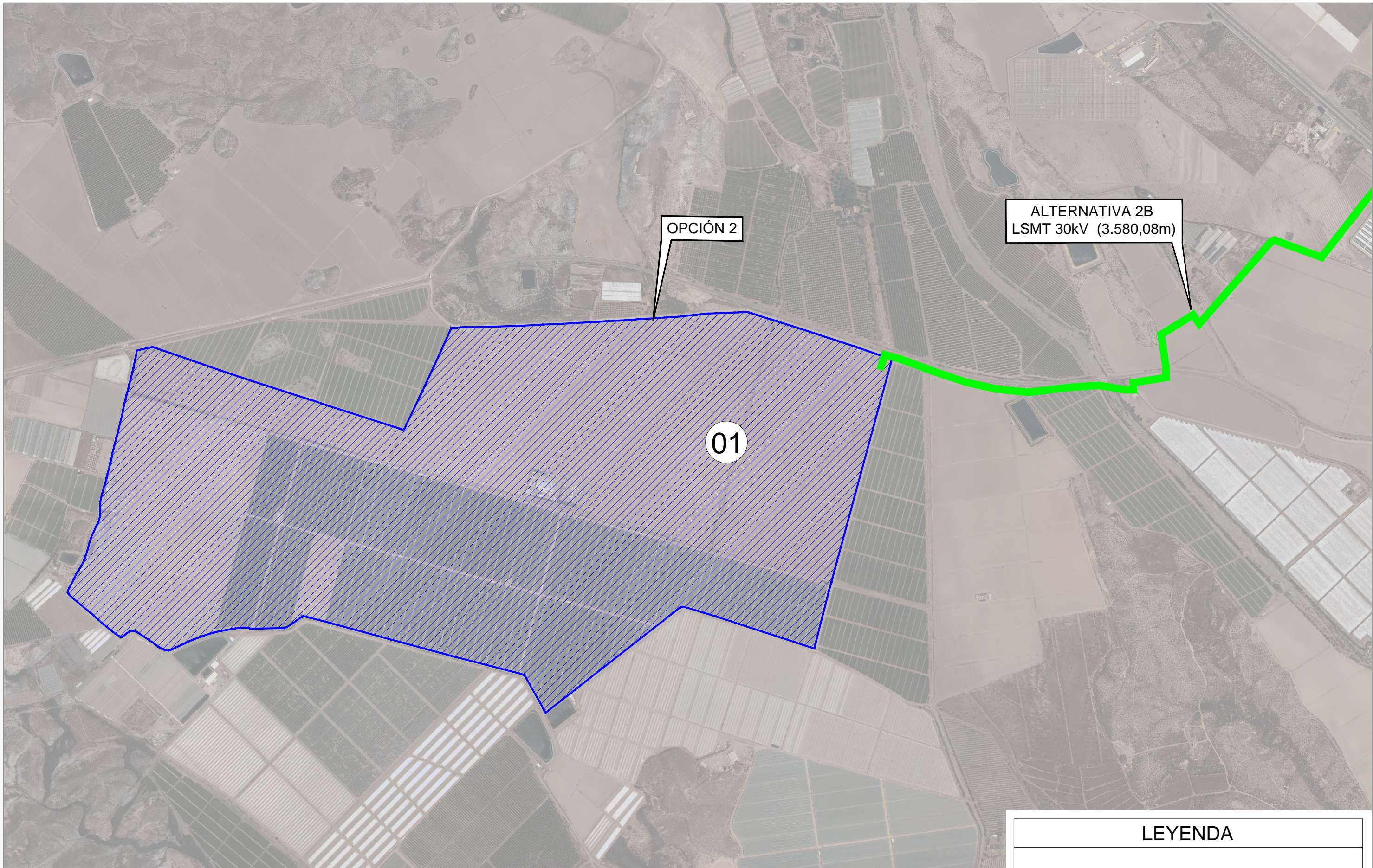
-  SUELO URBANO
-  SUELO URBANIZABLE EN COSTA
-  CONVENIOS URBANISTICOS

■ ALTERNATIVA 1
— ALTERNATIVA DE EVACUACIÓN 1A LSMT 20KV
SENSIBILIDAD AMBIENTAL
■ MÁXIMA-NO RECOMENDADO
■ ALTA
■ MODERADA
■ BAJA
■ APTA



ÍNDICE PLANOS ALTERNATIVA 2 DE PSFV.

1. PAR-01	PLANTA GENERAL OPCIÓN 2. PARCELARIO
2. EMP-01	PLANTA GENERAL OPCIÓN 2. EMPLAZAMIENTO
3. YA-01	PLANTA GENERAL OPCIÓN 2. YACIMIENTOS Y BIENES DE INTERÉS CULTURAL
4. VI-01	PLANTA GENERAL OPCIÓN 2. VÍAS PECUARIAS
5. ZE-01	PLANTA GENERAL OPCIÓN 2. ZEPA
6. LI-01	PLANTA GENERAL OPCIÓN 2. LIC
7. HI-01	PLANTA GENERAL OPCIÓN 2. HIDROGRAFÍA Y ZONA INUNDABLE
8. IN-01	PLANTA GENERAL OPCIÓN 2. HIDROGRAFÍA Y ZONA INUNDABLE
9. RE-01	PLANTA GENERAL OPCIÓN 2. ZONA REGABLE
10. HAB-01	PLANTA GENERAL OPCIÓN 2. HABITATS
11. FO-01	PLANTA GENERAL OPCIÓN 2. FORESTAL
12. LI-01	PLANTA GENERAL OPCIÓN 2. LÍNEAS ELÉCTRICAS
13. -01	PLANTA GENERAL OPCIÓN 2. FERROCARRIL
14. CU-01	PLANTA GENERAL OPCIÓN 2. CURVAS DE NIVEL
15. PE-01	PLANTA GENERAL OPCIÓN 2. PENDIENTES Y ORIENTACIÓN.
16. PGOU-01	PLANTA GENERAL OPCIÓN 2. PGOU
17. SA-04	SENSIBILIDAD AMBIENTAL – MITECO (OPCIÓN 2.B.)

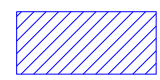


ALTERNATIVA 2B
LSMT 30kV (3.580,08m)

OPCIÓN 2

01

LEYENDA

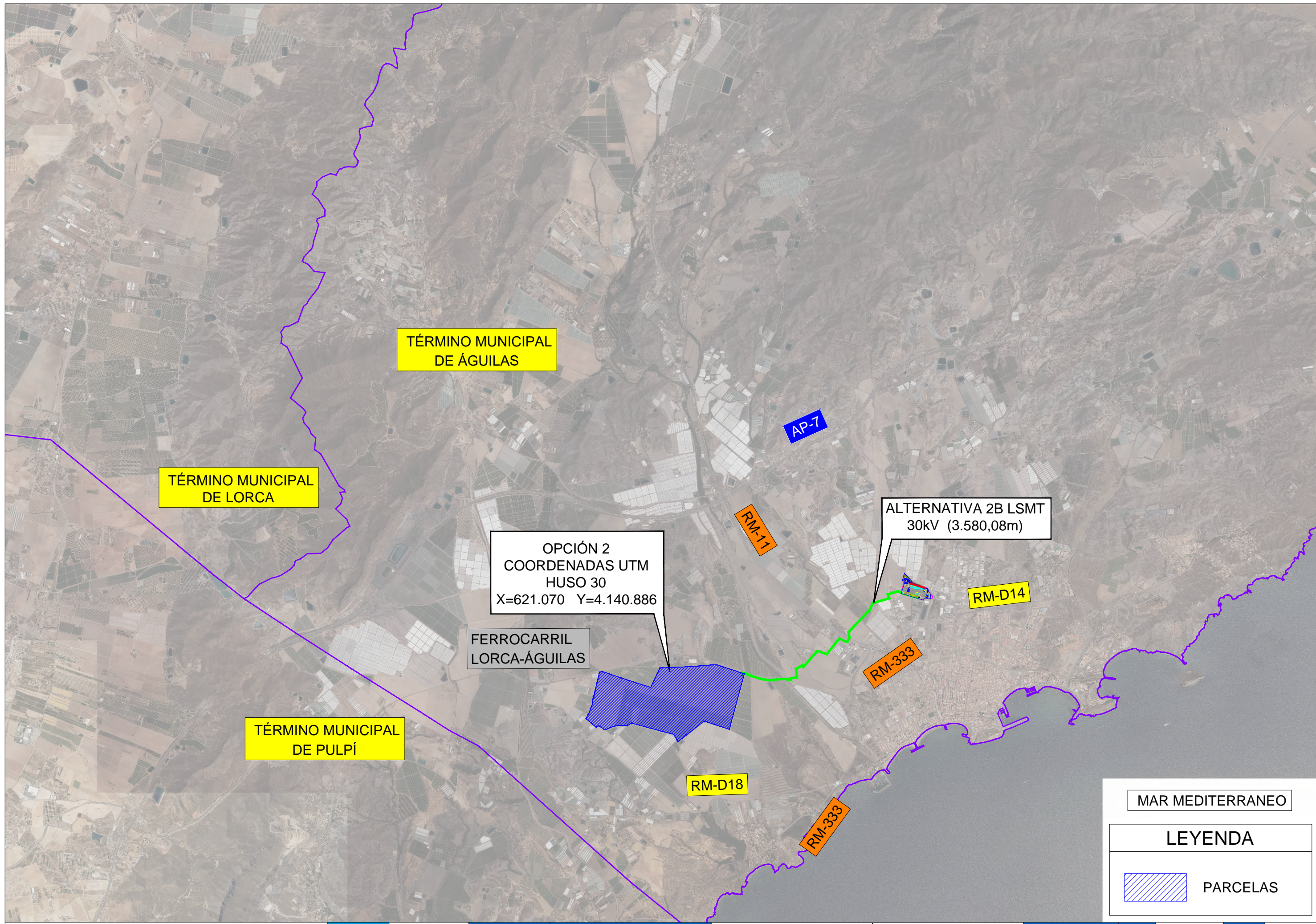


PARCELAS



NUMERO DE PARCELA

FTV ÁGUILAS-GUADELENTÍN OPCION 2										
Nº	PROVINCIA	MUNICIPIO	Ref. Catastral	POL.	PAR.	CULTIVO-APROVECHAMIENTO	TIPO DE SUELO SEGÚN PGOU	S. TOTAL (m2)	S. ÚTIL (m2)	% S. ÚTIL
1	Murcia	Aguilas	30003A022000110000XD	22	11	HR HORTICOLAS-TIERRA ARABLE	SNU-1	1779990	1779990	100,00%



TÉRMINO MUNICIPAL DE ÁGUILAS

TÉRMINO MUNICIPAL DE LORCA

TÉRMINO MUNICIPAL DE PULPÍ

OPCIÓN 2
COORDENADAS UTM
HUSO 30
X=621.070 Y=4.140.886

FERROCARRIL
LORCA-ÁGUILAS

AP-7

RM-11

ALTERNATIVA 2B LSMT
30kV (3.580,08m)

RM-D14

RM-333

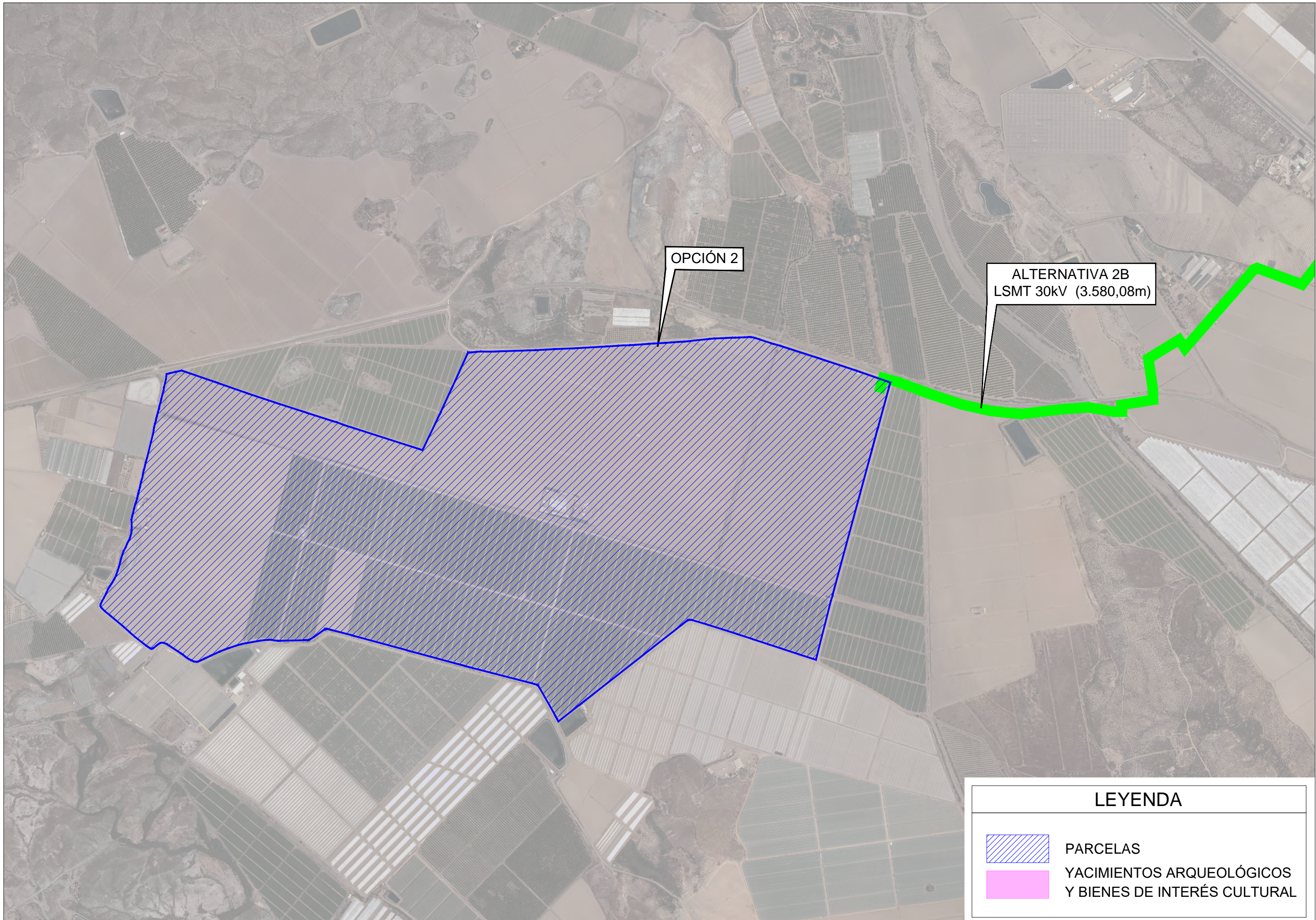
RM-D18

RM-333

MAR MEDITERRANEO

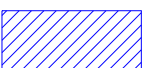

LEYENDA

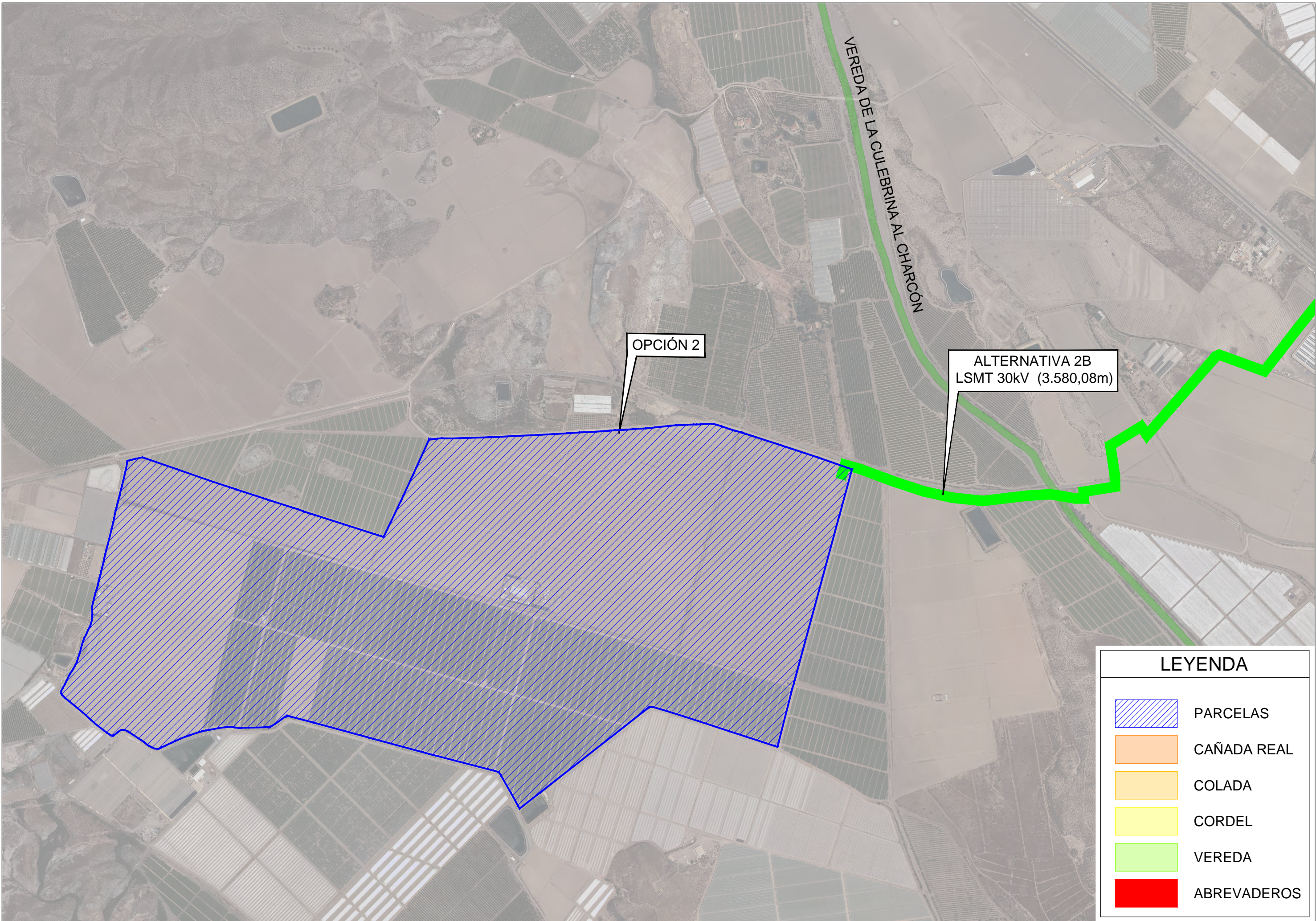
 PARCELAS



OPCIÓN 2

ALTERNATIVA 2B
LSMT 30kV (3.580,08m)

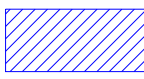

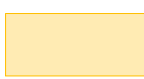
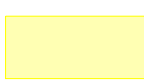
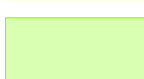

LEYENDA	
	PARCELAS
	YACIMIENTOS ARQUEOLÓGICOS Y BIENES DE INTERÉS CULTURAL

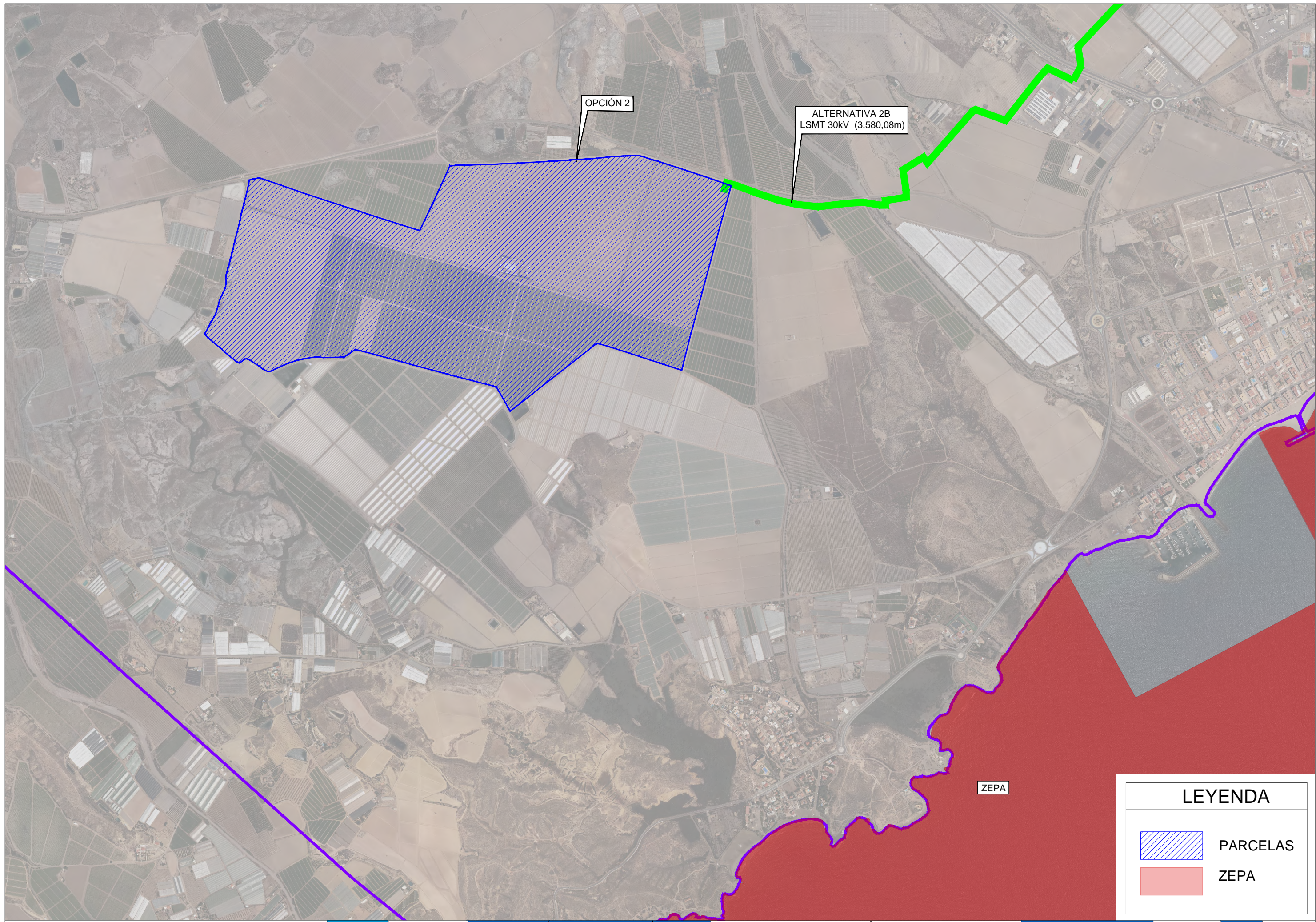


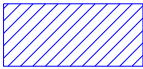
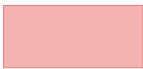
OPCIÓN 2

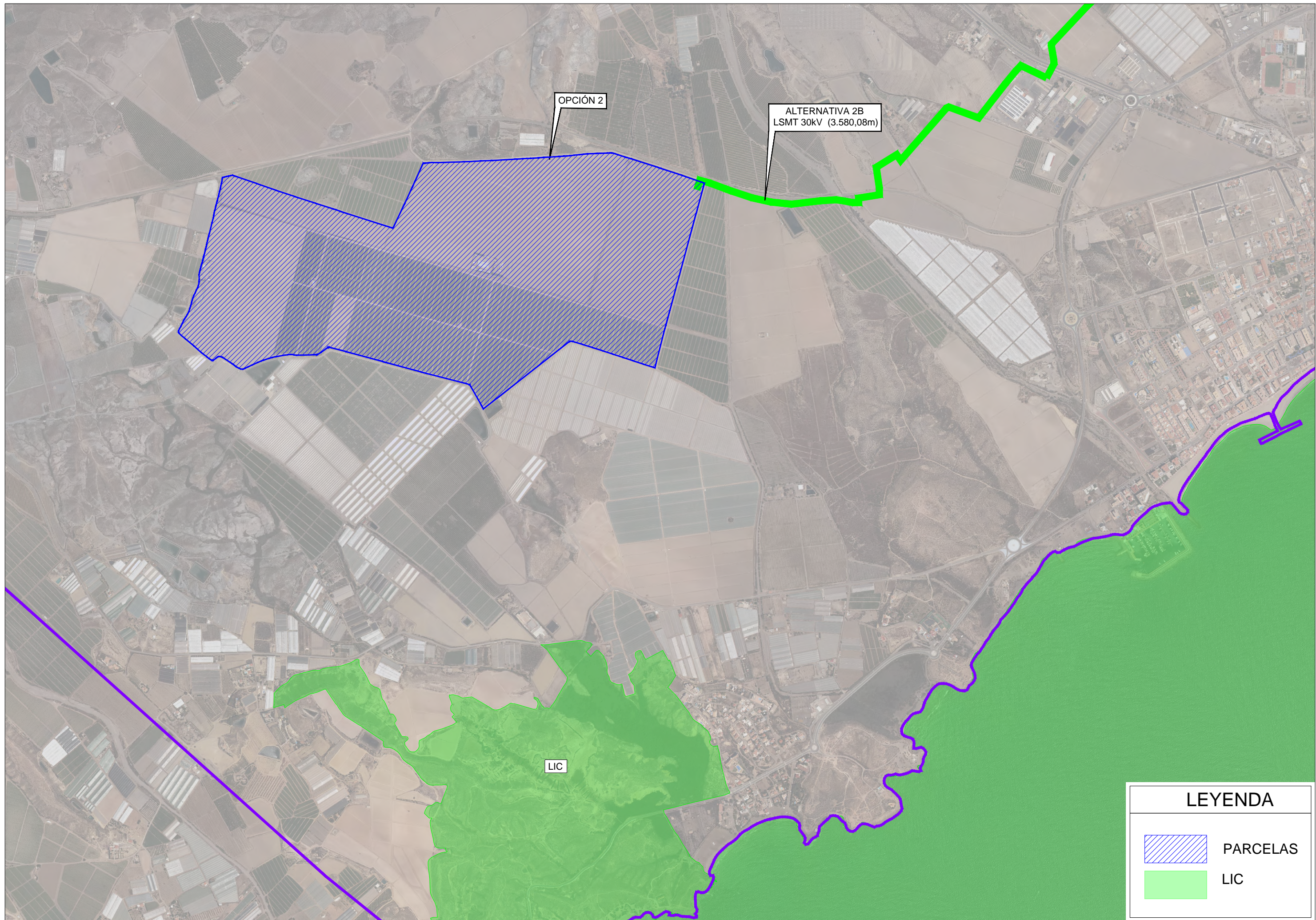
ALTERNATIVA 2B
LSMT 30kV (3.580,08m)

VEREDA DE LA CULEBRINA AL CHARCON

LEYENDA	
	PARCELAS
	CAÑADA REAL
	COLADA
	CORDEL
	VEREDA
	ABREVADEROS



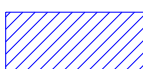
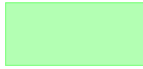
LEYENDA	
	PARCELAS
	ZEPA

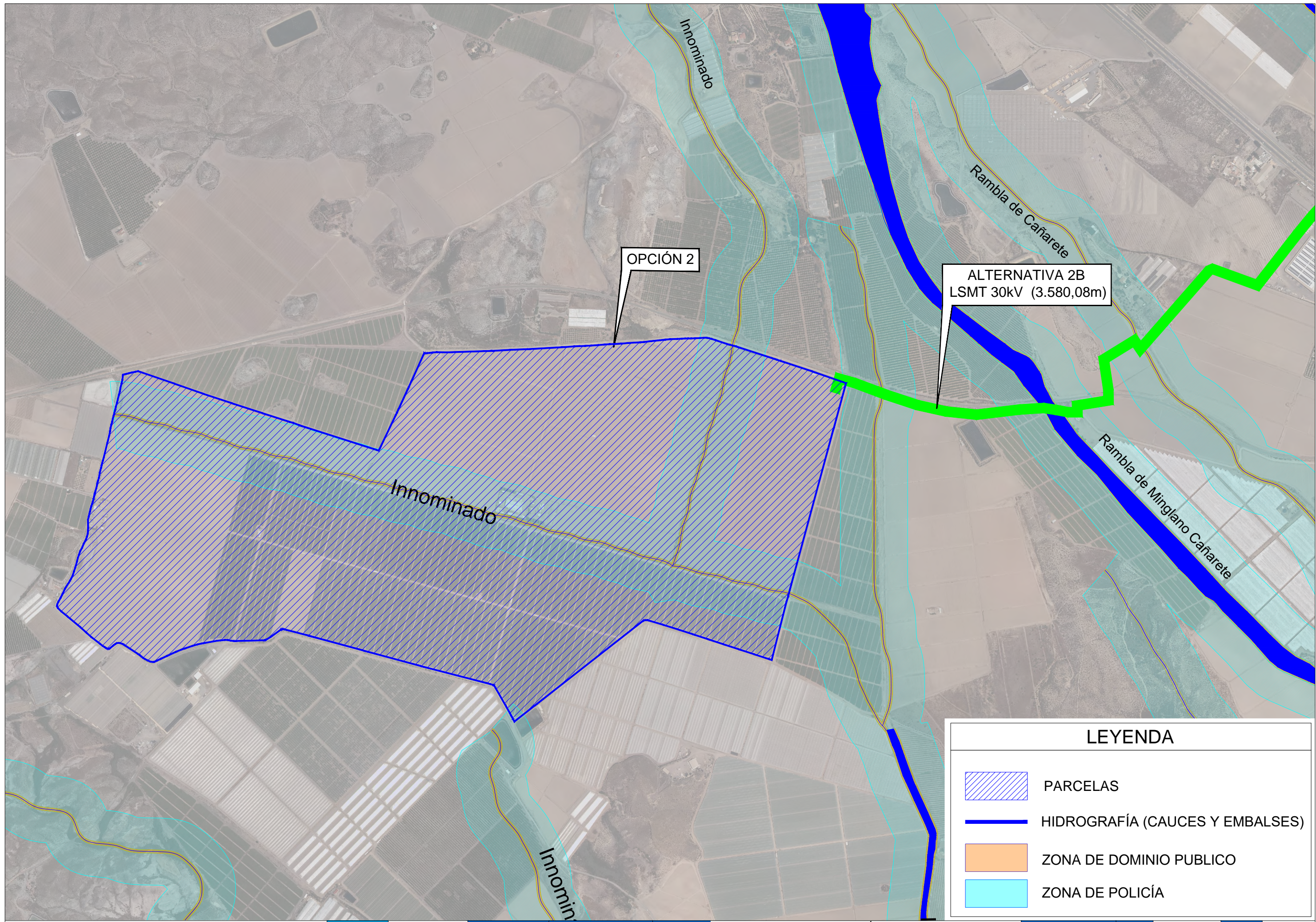


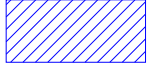



OPCIÓN 2

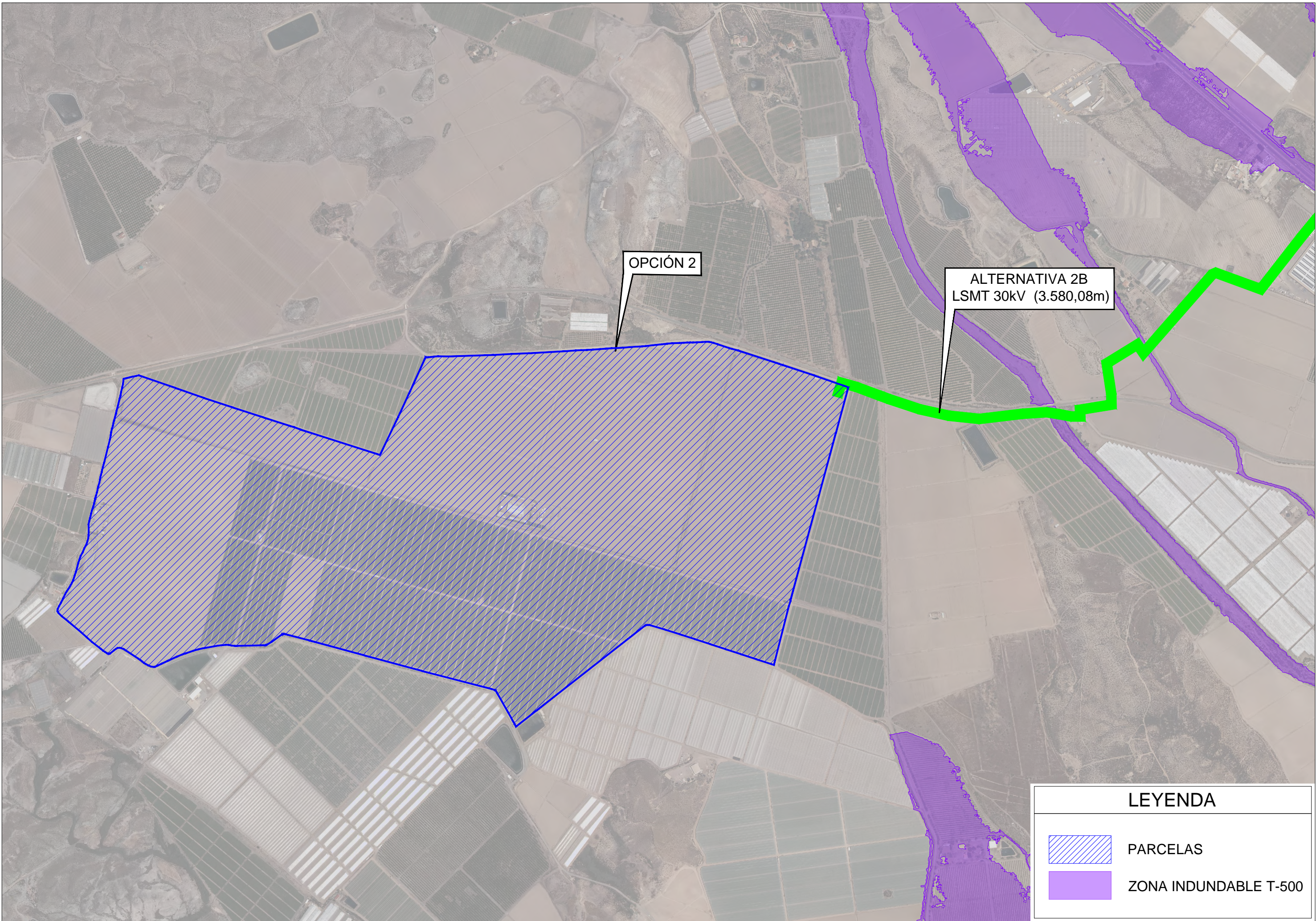
ALTERNATIVA 2B
LSMT 30kV (3.580,08m)

LIC

LEYENDA	
	PARCELAS
	LIC

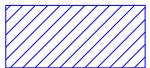



LEYENDA	
	PARCELAS
	HIDROGRAFÍA (CAUCES Y EMBALSES)
	ZONA DE DOMINIO PUBLICO
	ZONA DE POLICÍA



OPCIÓN 2

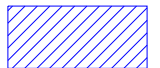

ALTERNATIVA 2B
LSMT 30kV (3.580,08m)

LEYENDA	
	PARCELAS
	ZONA INDUNDABLE T-500



OPCIÓN 2

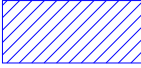

ALTERNATIVA 2B
LSMT 30kV (3.580,08m)

LEYENDA	
	PARCELAS
	PERÍMETRO REGABLE



OPCIÓN 2

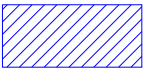
ALTERNATIVA 2B
LSMT 30kV (3.580,08m)

LEYENDA	
	PARCELAS
	HABITATS

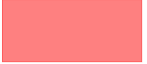
OPCIÓN 2

ALTERNATIVA 2B
LSMT 30kV (3.580,08m)

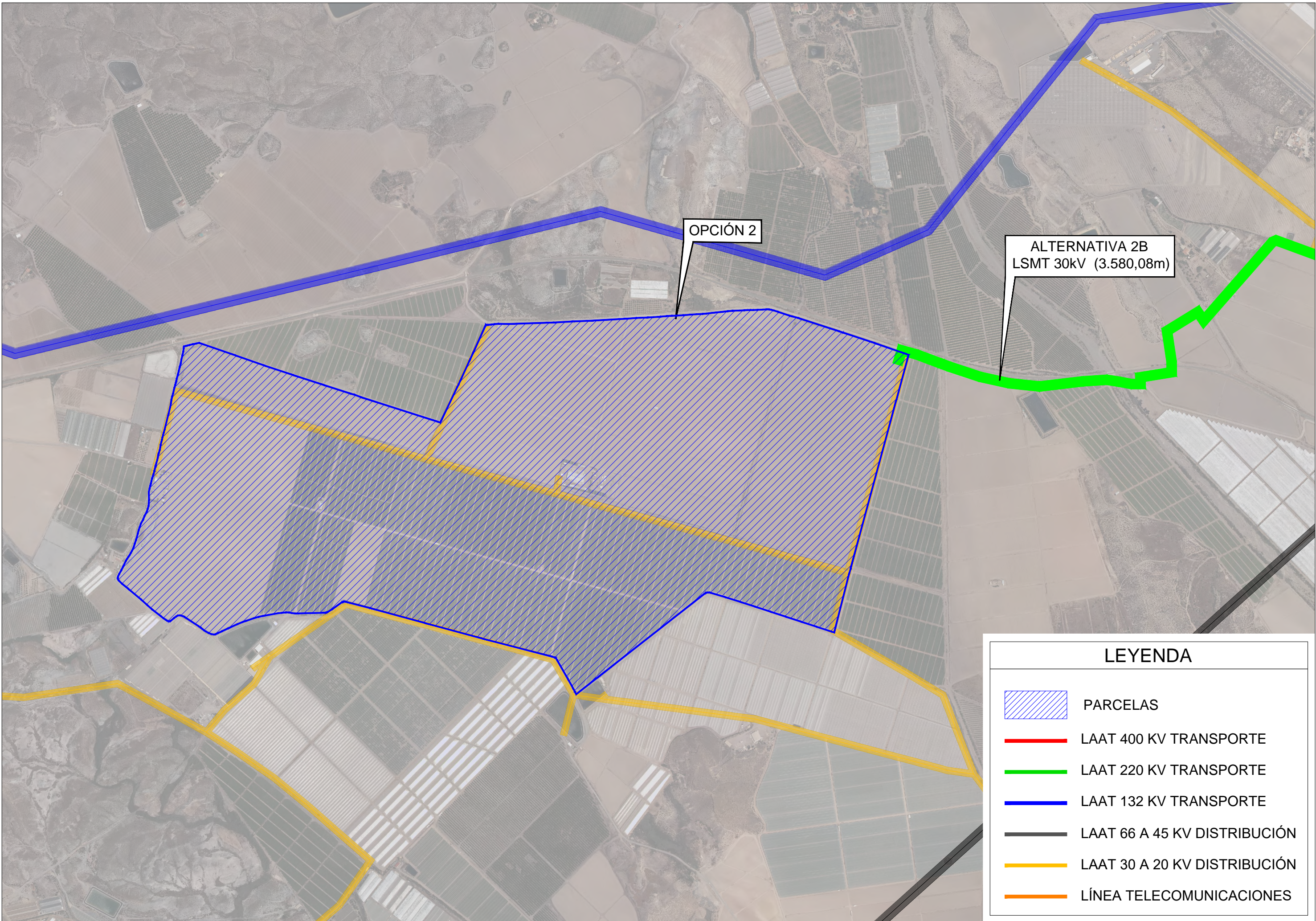
LEYENDA

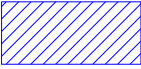








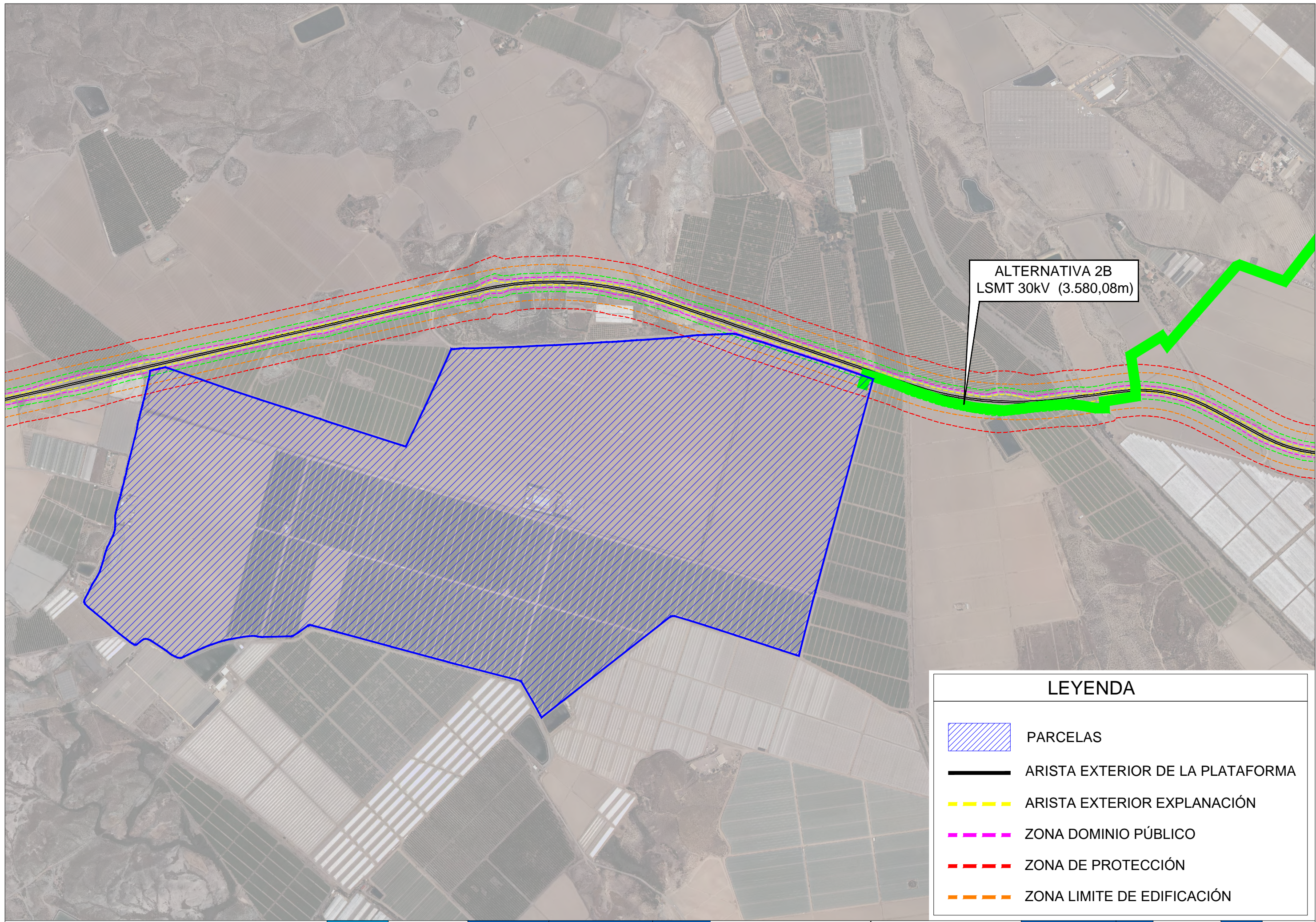
PARCELAS




FORESTAL

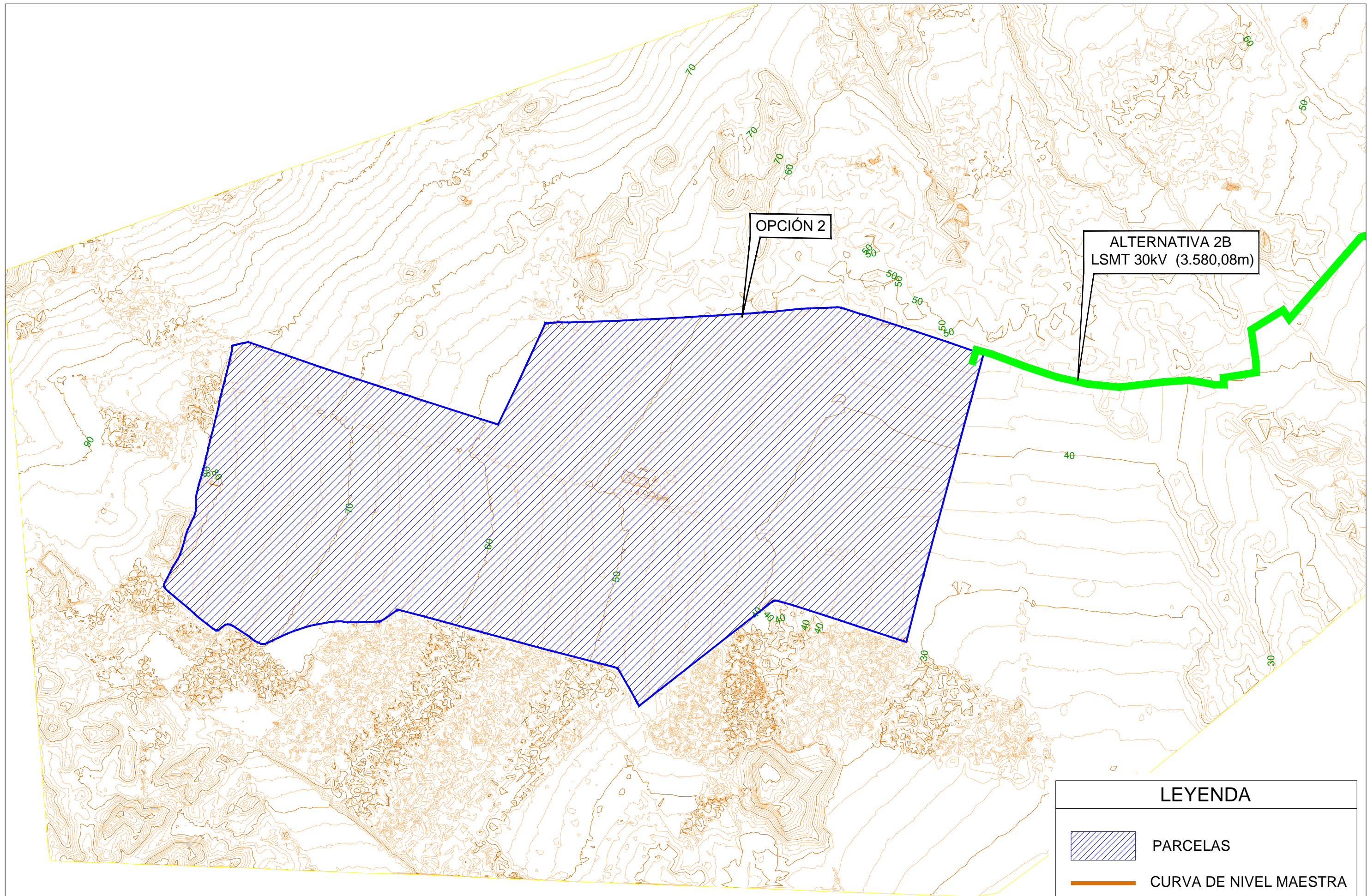


LEYENDA	
	PARCELAS
	LAAT 400 KV TRANSPORTE
	LAAT 220 KV TRANSPORTE
	LAAT 132 KV TRANSPORTE
	LAAT 66 A 45 KV DISTRIBUCIÓN
	LAAT 30 A 20 KV DISTRIBUCIÓN
	LÍNEA TELECOMUNICACIONES

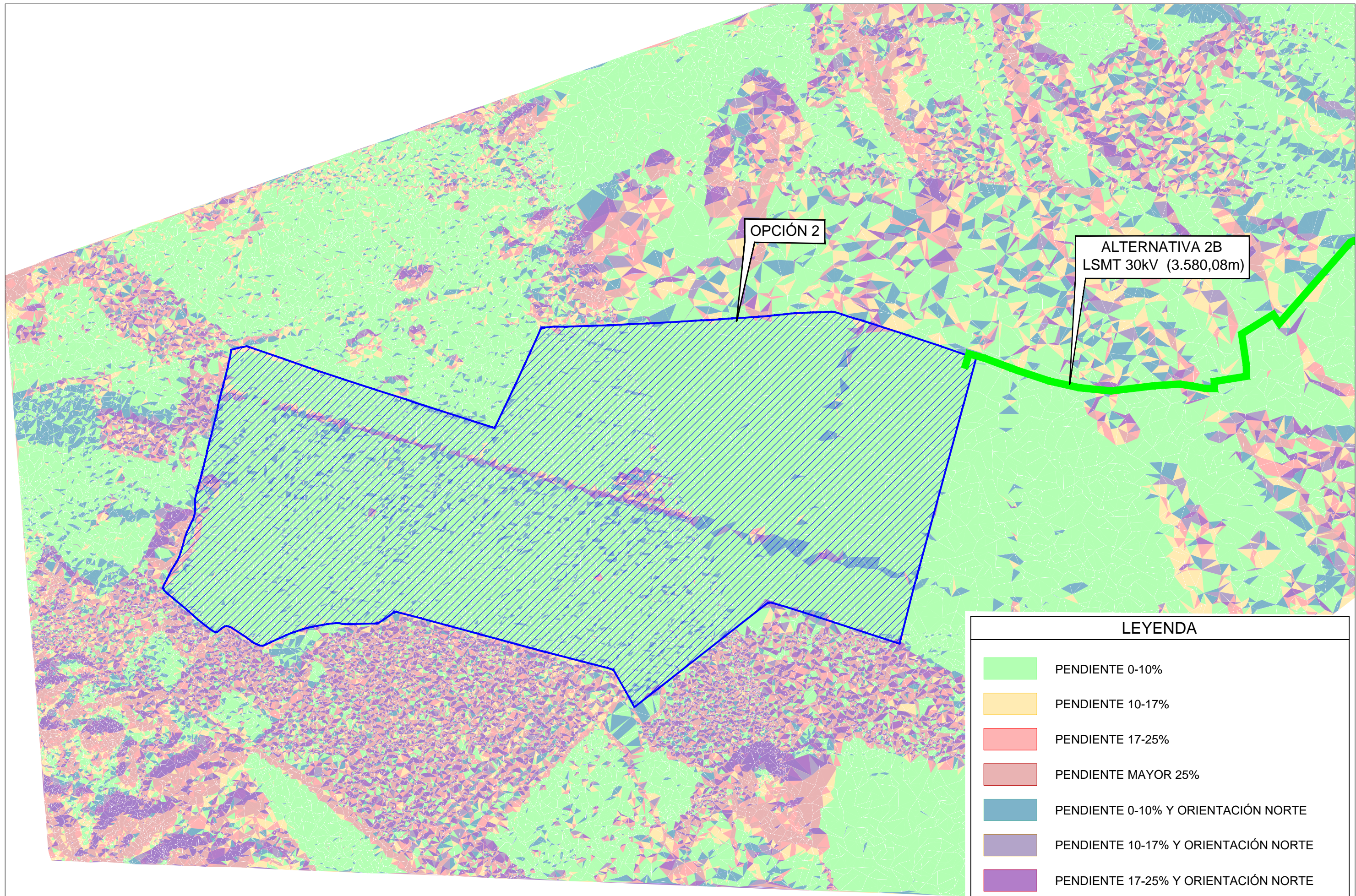


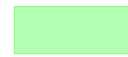







ALTERNATIVA 2B
LSMT 30kV (3.580,08m)

LEYENDA	
	PARCELAS
	ARISTA EXTERIOR DE LA PLATAFORMA
	ARISTA EXTERIOR EXPLANACIÓN
	ZONA DOMINIO PÚBLICO
	ZONA DE PROTECCIÓN
	ZONA LIMITE DE EDIFICACIÓN



LEYENDA	
	PARCELAS
	CURVA DE NIVEL MAESTRA
	CURVA DE NIVEL COMÚN



LEYENDA	
	PENDIENTE 0-10%
	PENDIENTE 10-17%
	PENDIENTE 17-25%
	PENDIENTE MAYOR 25%
	PENDIENTE 0-10% Y ORIENTACIÓN NORTE
	PENDIENTE 10-17% Y ORIENTACIÓN NORTE
	PENDIENTE 17-25% Y ORIENTACIÓN NORTE
	PENDIENTE MAYOR 25% Y ORIENTACIÓN NORTE

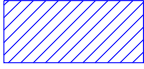






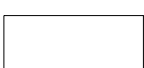

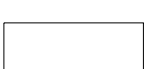

USOS UTILIZADOS:
 SNU-1: SUELO NO URBANIZABLE.
 USO AGRÍCOLA EXTENSIVA

OPCIÓN 2

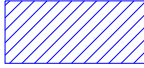
ALTERNATIVA 2B
 LSMT 30kV (3.580,08m)

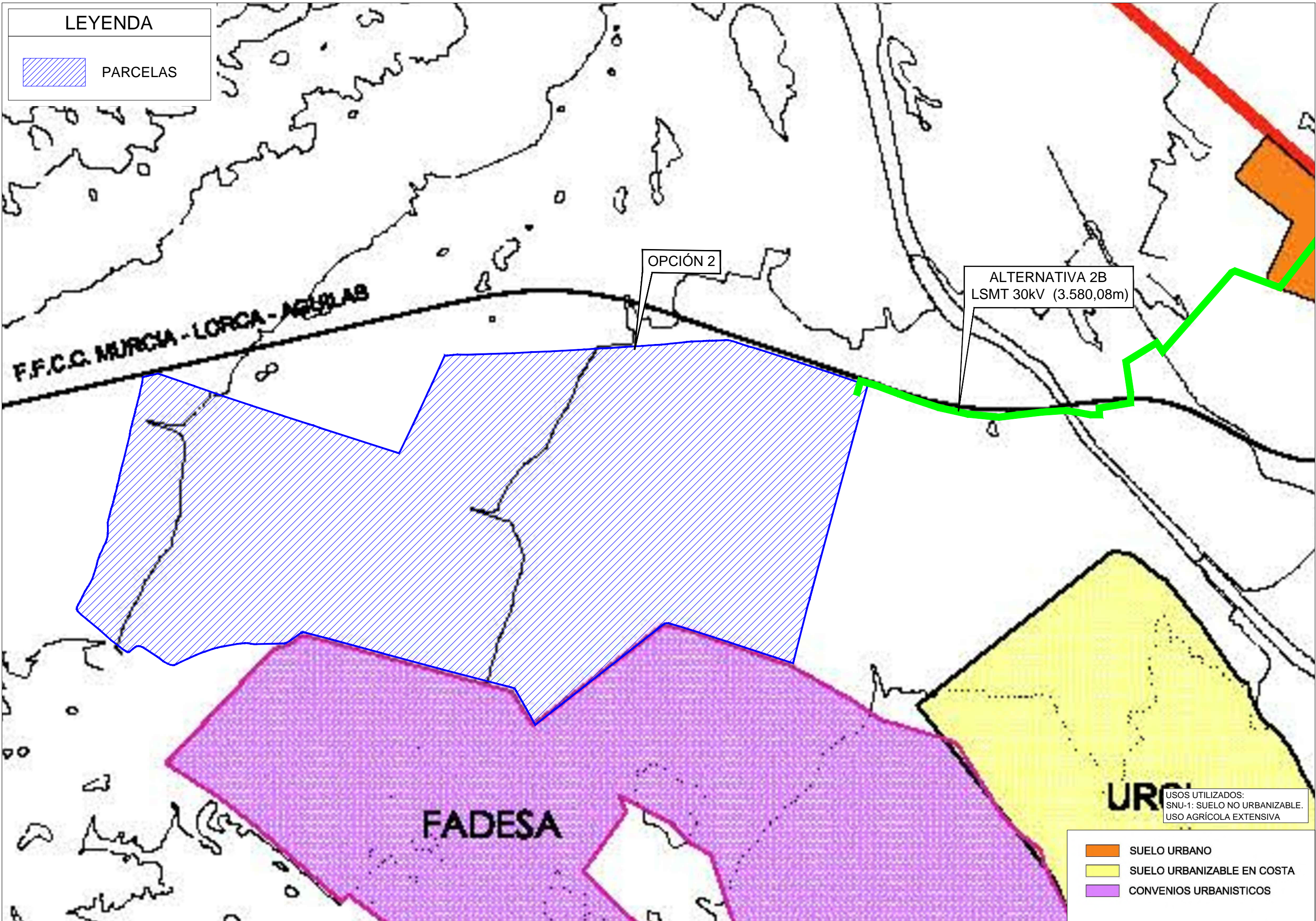
SNU-1

LEYENDA




-  PARCELAS
-  SU: Suelo Urbano
-  SUP: Suelo Urbanizable. Régimen transitorio y régimen común
-  SUNP
-  SNU-0: Suelo No Urbanizable. Común
-  SNU-1: Suelo No Urbanizable. Uso Agrícola intensiva
-  SNU-1: Suelo No Urbanizable. Uso Agrícola Extensiva
-  SNU-2: Suelo No Urbanizable. Protección viaria
-  SNU-3: Suelo No Urbanizable. Protección cauces 50 m.
-  SNU-4: Suelo No Urbanizable. Nucleos rurales tradicionales
-  SNU-5: Suelo No Urbanizable. Protección legislación sectorial.

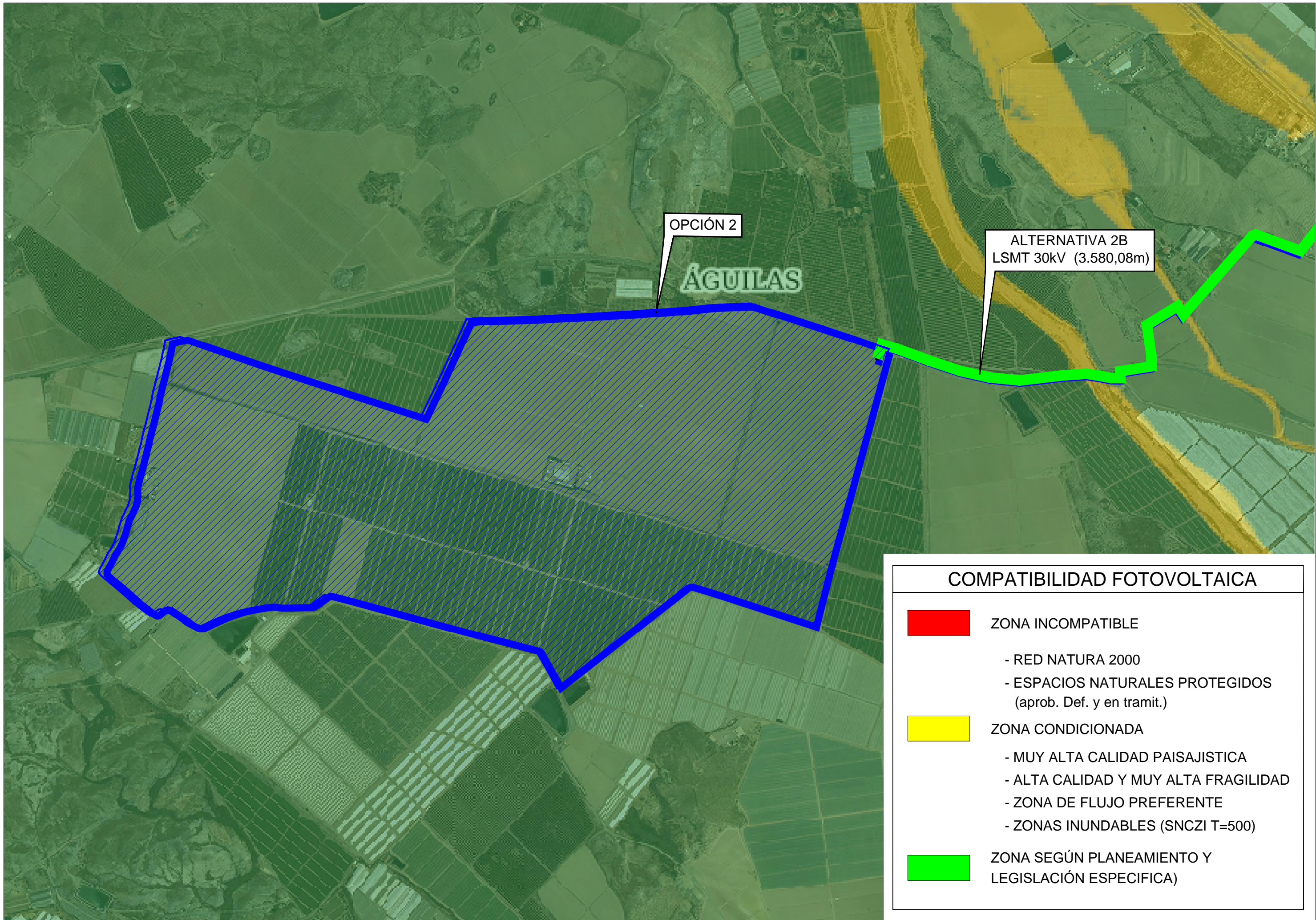
LEYENDA

 PARCELAS



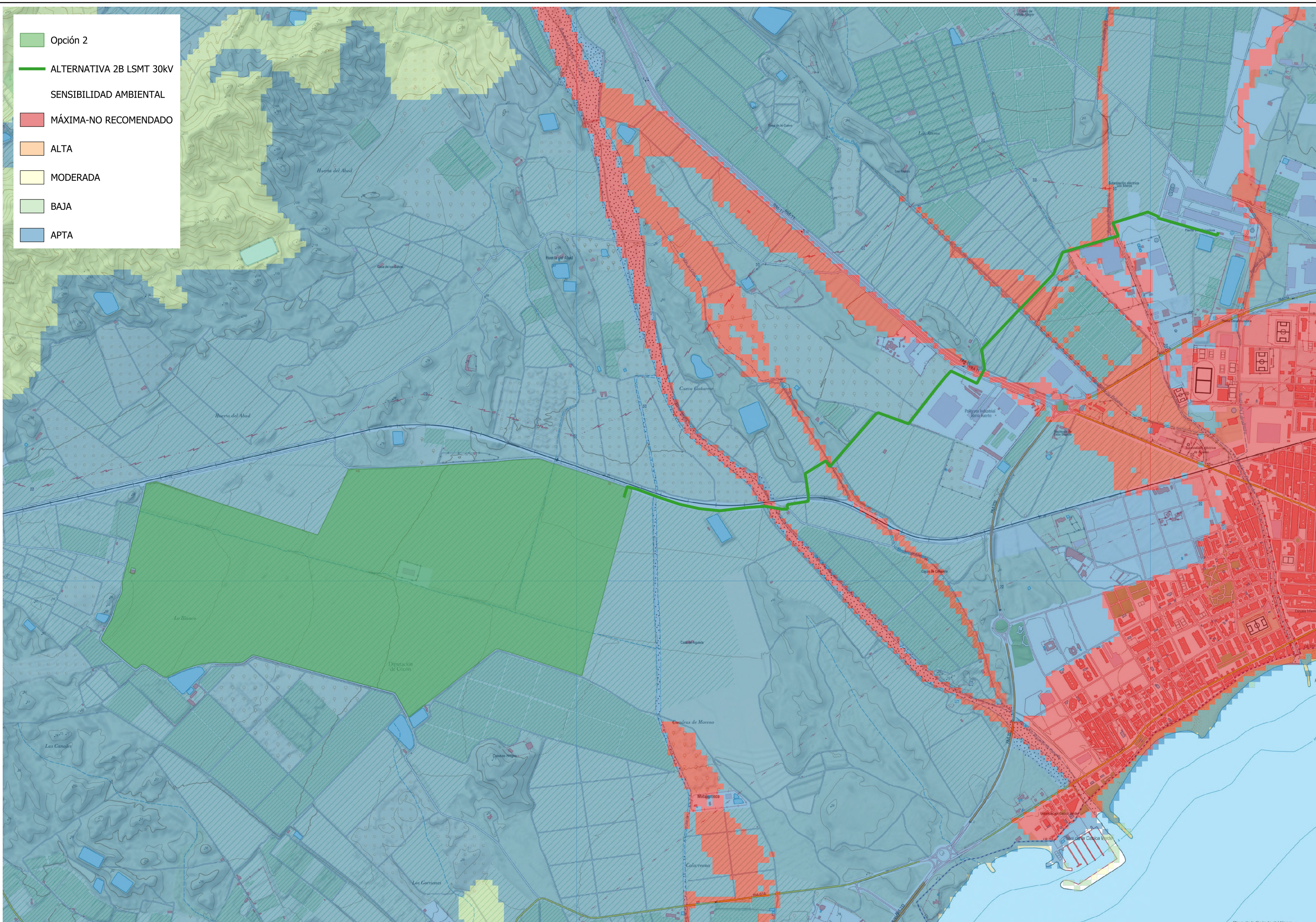
USOS UTILIZADOS:
 SNU-1: SUELO NO URBANIZABLE.
 USO AGRÍCOLA EXTENSIVA

-  SUELO URBANO
-  SUELO URBANIZABLE EN COSTA
-  CONVENIOS URBANISTICOS



COMPATIBILIDAD FOTOVOLTAICA

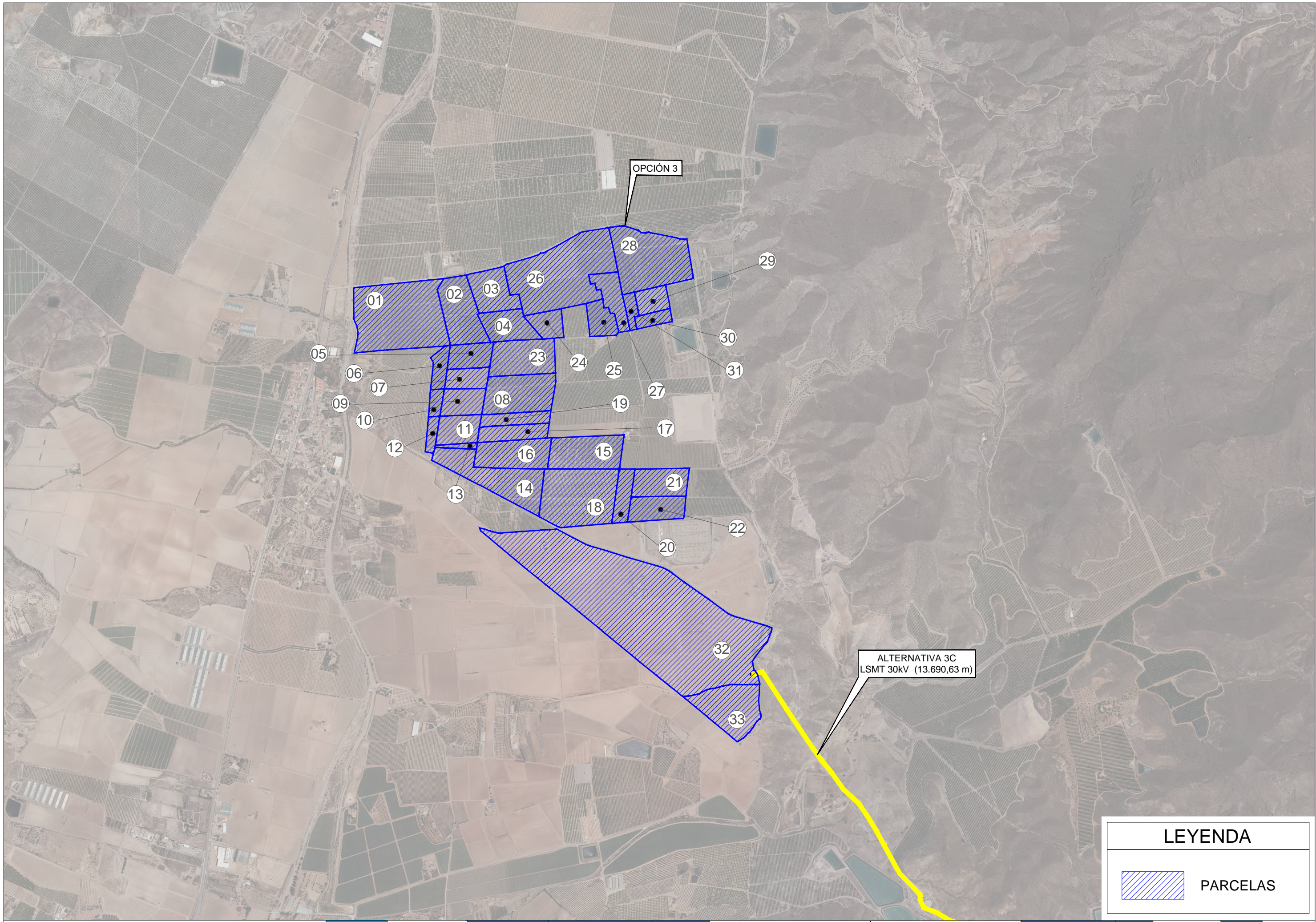
- ZONA INCOMPATIBLE
 - RED NATURA 2000
 - ESPACIOS NATURALES PROTEGIDOS (aprob. Def. y en tramit.)
- ZONA CONDICIONADA
 - MUY ALTA CALIDAD PAISAJISTICA
 - ALTA CALIDAD Y MUY ALTA FRAGILIDAD
 - ZONA DE FLUJO PREFERENTE
 - ZONAS INUNDABLES (SNCZI T=500)
- ZONA SEGÚN PLANEAMIENTO Y LEGISLACIÓN ESPECIFICA)

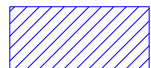


- Opción 2
- ALTERNATIVA 2B LSMT 30KV
- SENSIBILIDAD AMBIENTAL**
- MÁXIMA-NO RECOMENDADO
- ALTA
- MODERADA
- BAJA
- APTA

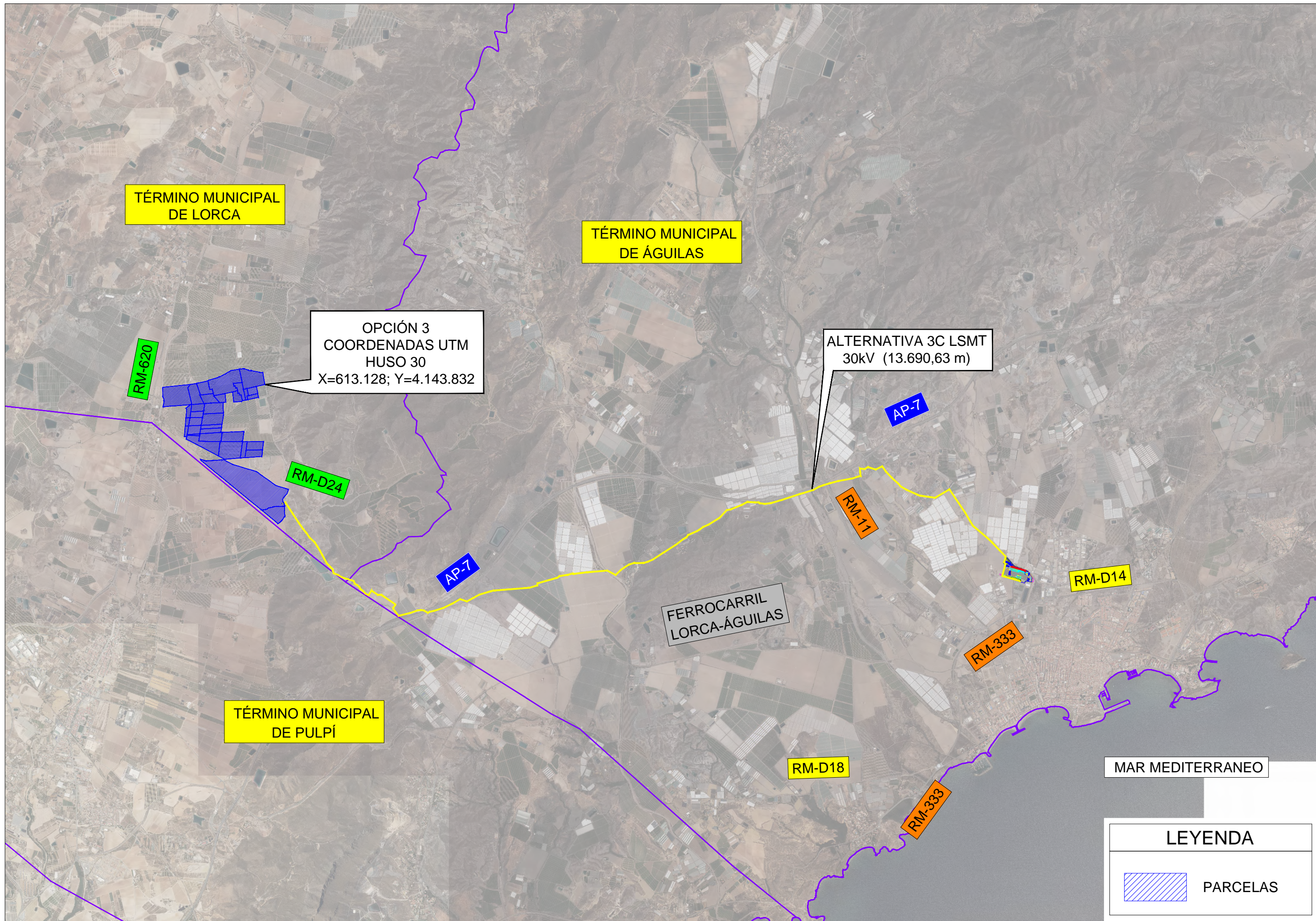
ÍNDICE PLANOS ALTERNATIVA 3 DE PSFV.

1. PAR-01	PLANTA GENERAL OPCIÓN 3. PARCELARIO
2. PAR-01	PLANTA GENERAL OPCIÓN 3. PARCELARIO
3. EMP-01	PLANTA GENERAL OPCIÓN 3. EMPLAZAMIENTO
4. VI-01	PLANTA GENERAL OPCIÓN 3. VÍAS PECUARIAS
5. ZE-01	PLANTA GENERAL OPCIÓN 3. ZEPA
6. LI-01	PLANTA GENERAL OPCIÓN 3. LIC
7. HI-01	PLANTA GENERAL OPCIÓN 3. HIDROGRAFÍA Y ZONA INUNDABLE
8. IN-01	PLANTA GENERAL OPCIÓN 3. HIDROGRAFÍA Y ZONA INUNDABLE
9. RE-01	PLANTA GENERAL OPCIÓN 3. ZONA REGABLE
10. HAB-01	PLANTA GENERAL OPCIÓN 3. HABITATS
11. FO-01	PLANTA GENERAL OPCIÓN 3. FORESTAL
12. LI-01	PLANTA GENERAL OPCIÓN 3. LÍNEAS ELÉCTRICAS
13. CA-01	PLANTA GENERAL OPCIÓN 3. CARRETERAS
14. CU-01	PLANTA GENERAL OPCIÓN 3. CURVAS DE NIVEL
15. PE-01	PLANTA GENERAL OPCIÓN 3. PENDIENTES Y ORIENTACIÓN.
16. PGOU-01	PLANTA GENERAL OPCIÓN 3. PGOU-CLASES DE SUELO
17. PGOU-02	PLANTA GENERAL OPCIÓN 3. PGOU-CLASIFICACIÓN DEL SUELO
18. SA-06	SENSIBILIDAD AMBIENTAL – MITECO (OPCIÓN 3.C.)



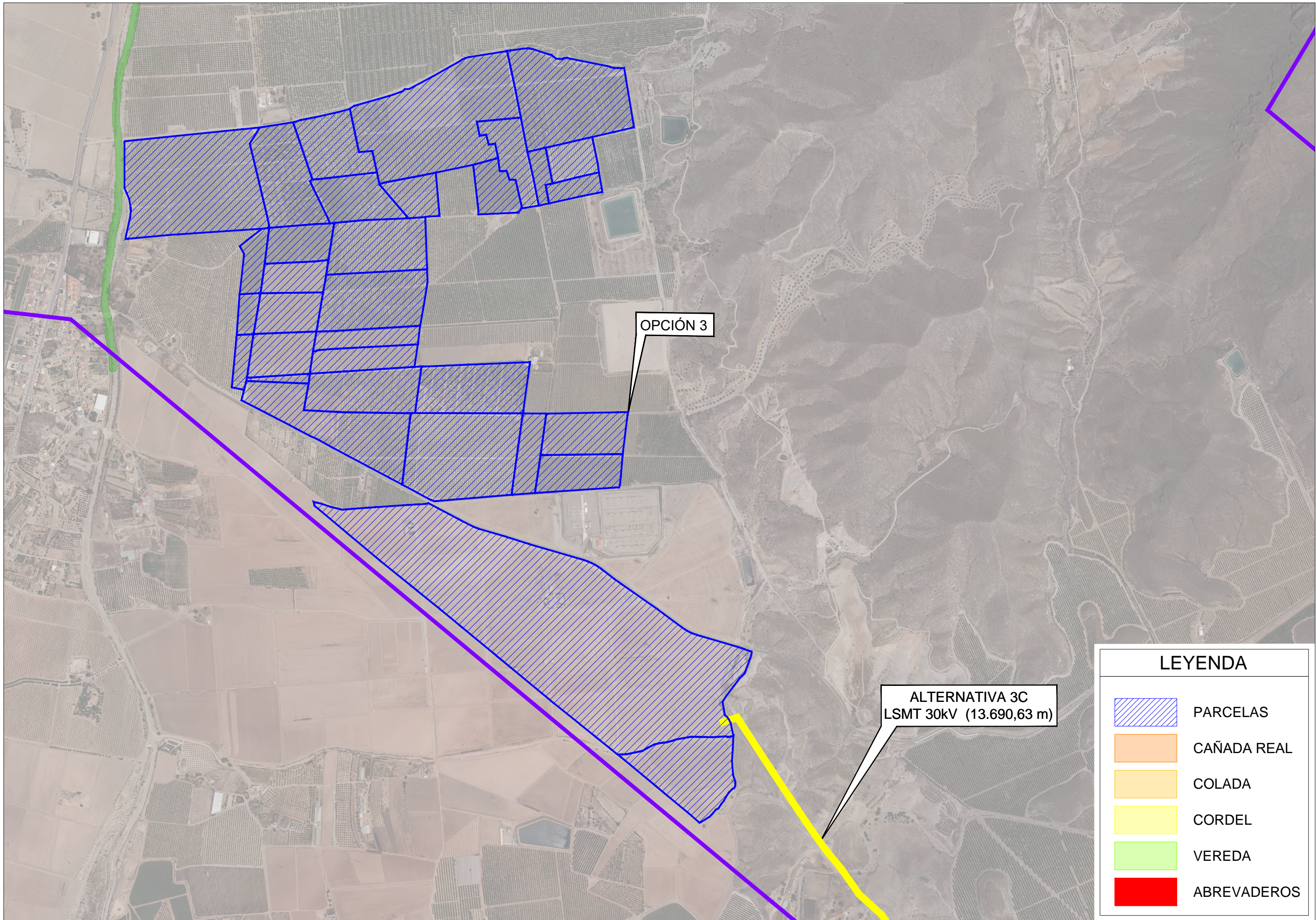
LEYENDA	
	PARCELAS

FTV ÁGUILAS-GUADALENTÍN OPCION 3								
Nº	PROVINCIA	MUNICIPIO	Ref. Catastral	POL.	PAR.	CULTIVO-APROVECHAMIENTO	TIPO DE SUELO SEGÚN PGOU	S. TOTAL (m2)
1	Murcia	Lorca	30024A126000180000XZ	126	18	NR-AGRIOS REGADÍO	SNUI	116247
2	Murcia	Lorca	30024A126000190000XU	126	19	NR-AGRIOS REGADÍO	SNUI	46401
3	Murcia	Lorca	30024A126000200000XS	126	20	NR-LIMONERO	SNUI	33116
4	Murcia	Lorca	30024A126000210000XZ	126	21	CR LABOR O LABRADÍO REGADÍO	SNUI	28628
5	Murcia	Lorca	30024A126000220000XU	126	22	CR LABOR O LABRADÍO REGADÍO	SNUI	20822
6	Murcia	Lorca	30024A126000230000XH	126	23	CR LABOR O LABRADÍO REGADÍO	SNUI	11839
7	Murcia	Lorca	30024A126000240000XW	126	24	NR AGRIOS REGADÍO	SNUI	17034
8	Murcia	Lorca	30024A126000260000XB	126	26	NR AGRIOS REGADÍO	SNUI	51457
9	Murcia	Lorca	30024A126000270000XY	126	27	NR AGRIOS REGADÍO	SNUI	22044
10	Murcia	Lorca	30024A126000280000XG	126	28	NR AGRIOS REGADÍO	SNUI	6769
11	Murcia	Lorca	30024A126000290000XQ	126	29	NR AGRIOS REGADÍO	SNUI	23644
12	Murcia	Lorca	30024A126000300000XY	126	30	NR AGRIOS REGADÍO	SNUI	7215
13	Murcia	Lorca	30024A126000310000XG	126	31	NR AGRIOS REGADÍO	SNUI	3598
14	Murcia	Lorca	30024A126000320000XQ	126	32	NR AGRIOS REGADÍO	SNUI	62046
15	Murcia	Lorca	30024A126000340000XL	126	34	NR AGRIOS REGADÍO	SNUI	46551
16	Murcia	Lorca	30024A126000350000XT	126	35	NR AGRIOS REGADÍO CR LABOR O LABRADÍO REGADÍO	SNUI	41299
17	Murcia	Lorca	30024A126000360000XF	126	36	NR AGRIOS REGADÍO	SNUI	21141
18	Murcia	Lorca	30024A126000380000XO	126	38	CR LABOR O LABRADÍO REGADÍO	SNUI	81943
19	Murcia	Lorca	30024A126000390000XK	126	39	NR AGRIOS REGADÍO	SNUI	16789
20	Murcia	Lorca	30024A126000450000XX	126	45	NR AGRIOS REGADÍO	SNUI	16685
21	Murcia	Lorca	30024A126000460000XI	126	46	NR AGRIOS REGADÍO	SNUI	30082
22	Murcia	Lorca	30024A126000470000XJ	126	47	CR LABOR O LABRADÍO REGADÍO	SNUI	26133
23	Murcia	Lorca	30024A126000490000XS	126	49	NR AGRIOS REGADÍO	SNUI	44274
24	Murcia	Lorca	30024A126000530000XZ	126	53	NR AGRIOS REGADÍO	SNUI	16099
25	Murcia	Lorca	30024A126000550000XH	126	55	CR LABOR O LABRADÍO REGADÍO	SNUI	17351
26	Murcia	Lorca	30024A126000560000XW	126	56	NR AGRIOS REGADÍO	SNUI	120788
27	Murcia	Lorca	30024A126000570000XA	126	57	NR AGRIOS REGADÍO AR ALMENDROS REGADÍO	SNUI	22641
28	Murcia	Lorca	30024A126000580000XB	126	58	NR AGRIOS REGADÍO	SNUI	81073
29	Murcia	Lorca	30024A126000620000XY	126	62	NR AGRIOS REGADÍO	SNUI	15290
30	Murcia	Lorca	30024A126000630000XG	126	63	CR LABOR O LABRADÍO REGADÍO	SNUI	9287
31	Murcia	Lorca	30024A126000640000XQ	126	64	FR FRUTALES REGADÍO I- IMPRODUCTIVO	SNUI	7570
32	Murcia	Lorca	30024A127000080000XL	127	8	CR LABOR O LABRADÍO REGADÍO AR ALMENDROS REGADÍO	SNUI	402585
33	Murcia	Lorca	30024A127000090000XT	127	9	AR ALMENDRO REGADÍO	SNUI	52544



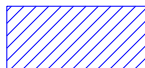

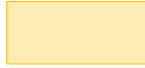



LEYENDA

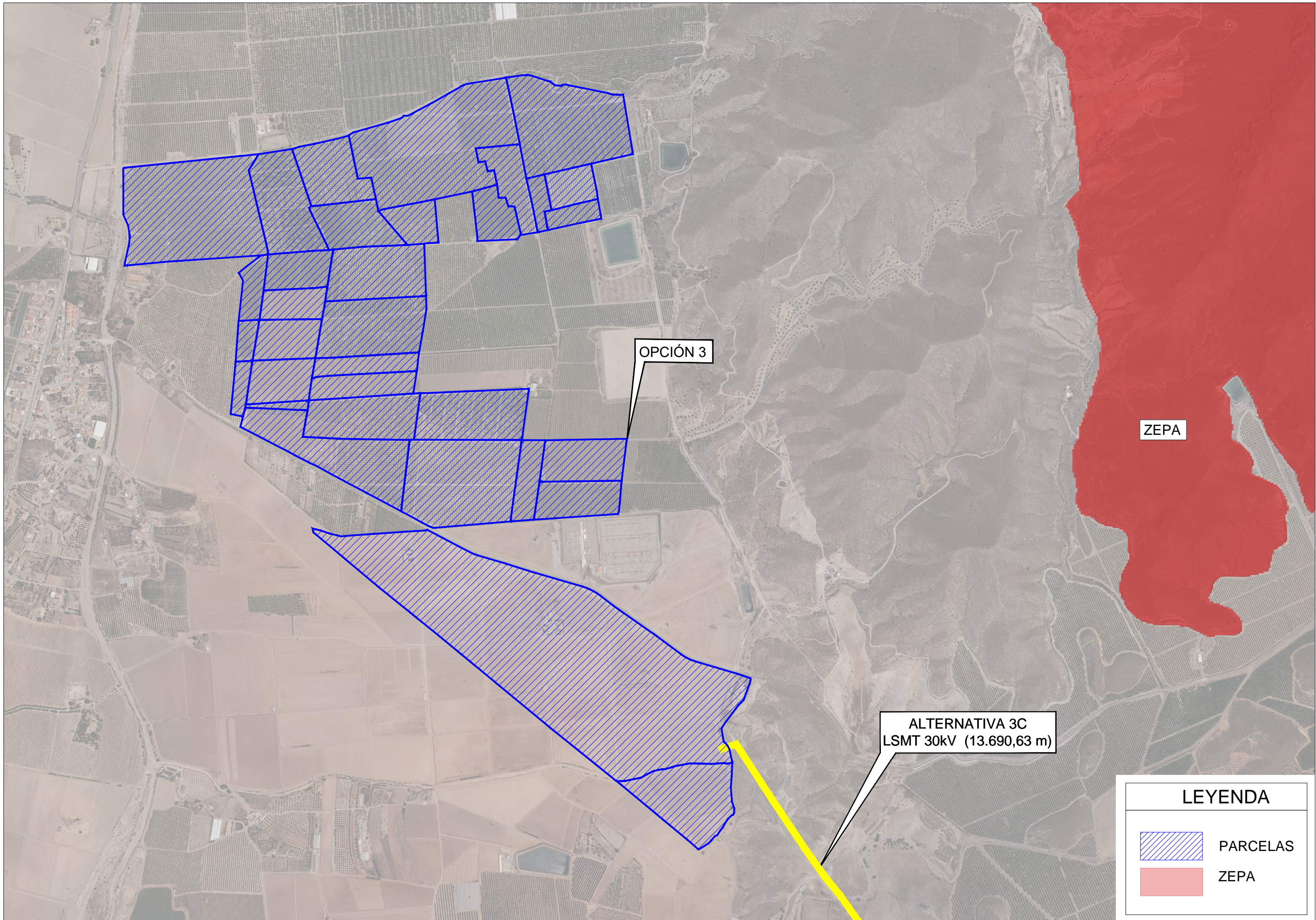
 PARCELAS



OPCIÓN 3

ALTERNATIVA 3C
LSMT 30kV (13.690,63 m)

LEYENDA	
	PARCELAS
	CAÑADA REAL
	COLADA
	CORDEL
	VEREDA
	ABREVADEROS

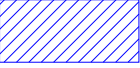



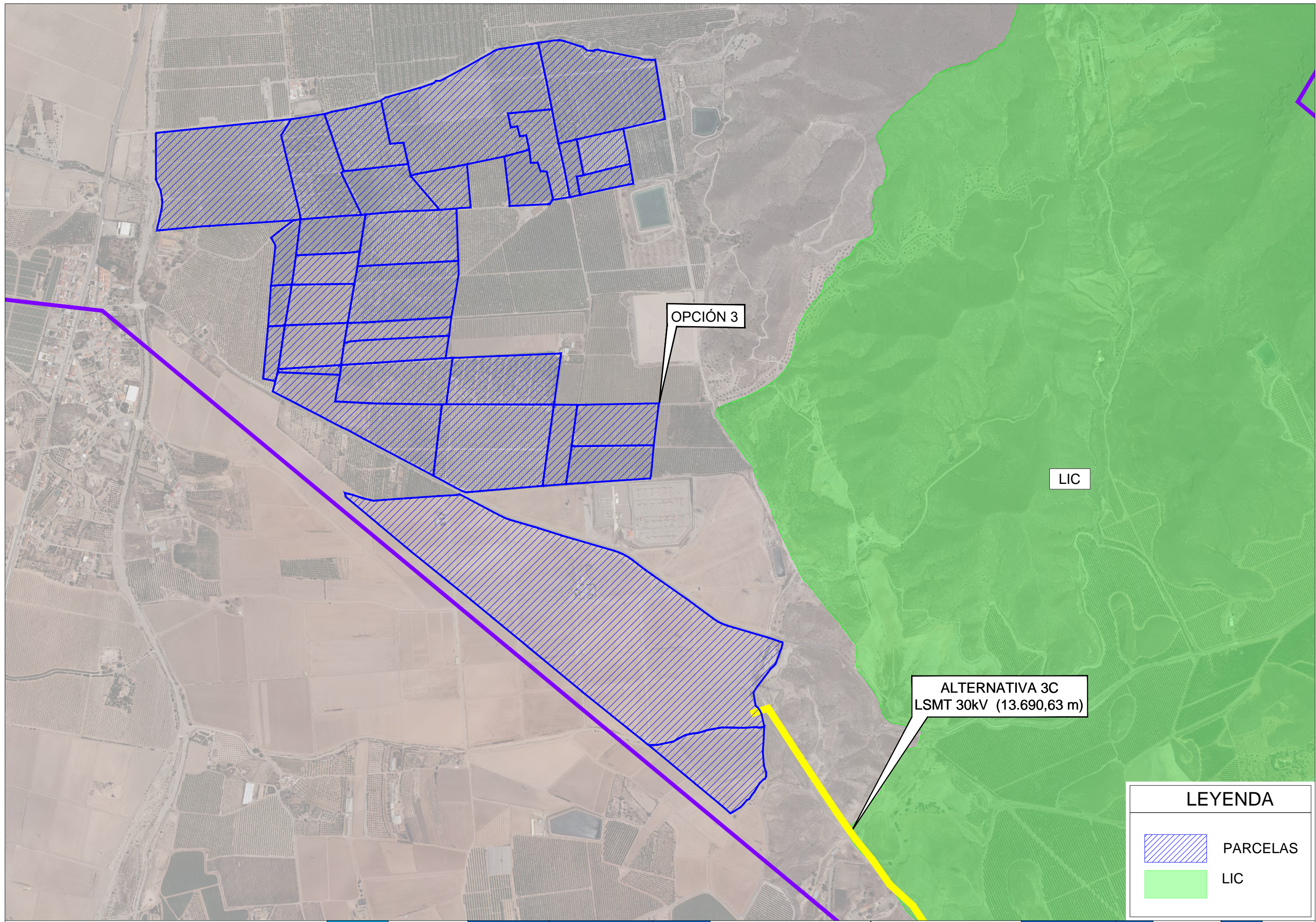
OPCIÓN 3

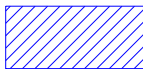
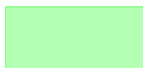
ZEPA

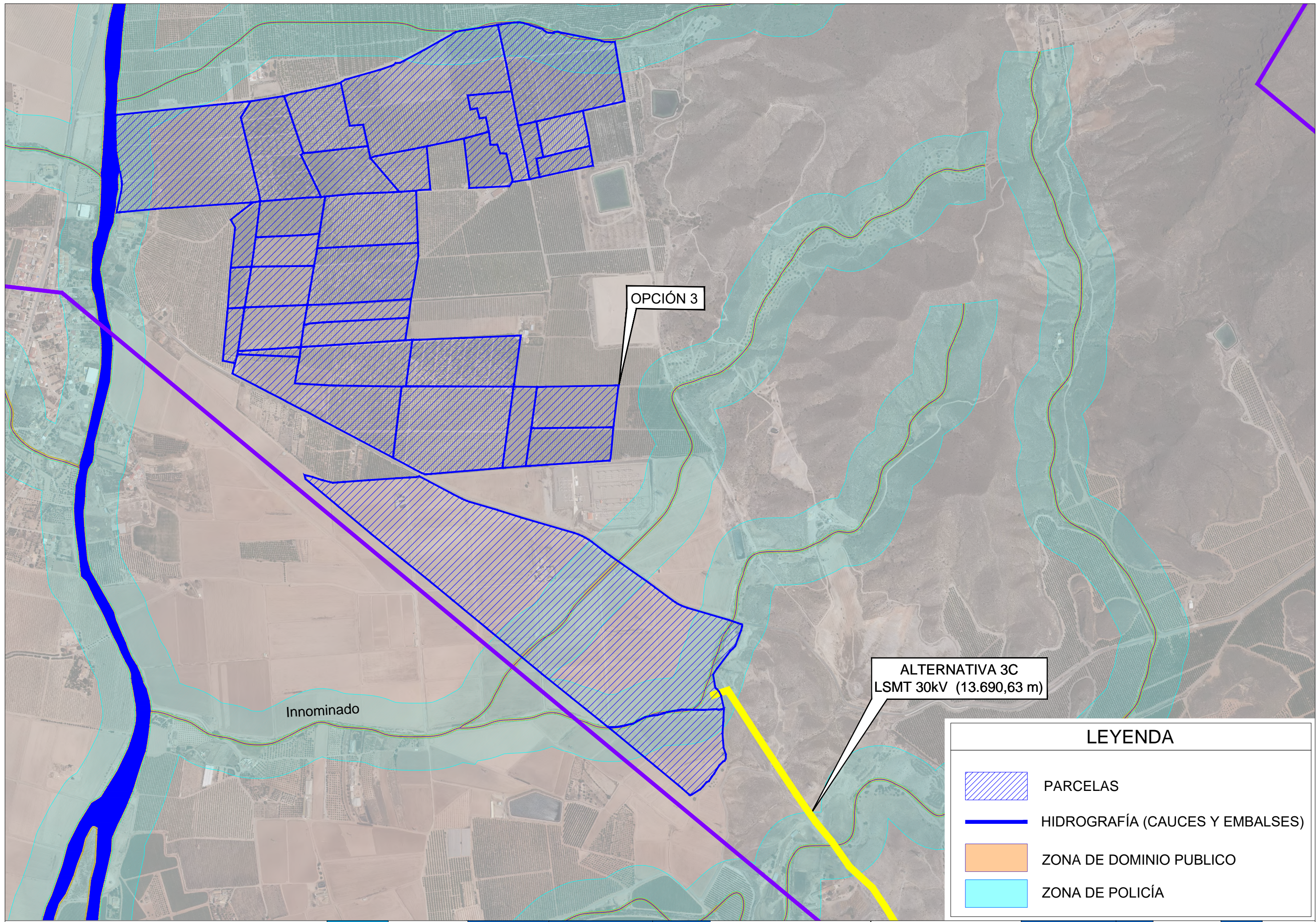
ALTERNATIVA 3C
LSMT 30kV (13.690,63 m)

LEYENDA

-  PARCELAS
-  ZEPA



LEYENDA	
	PARCELAS
	LIC



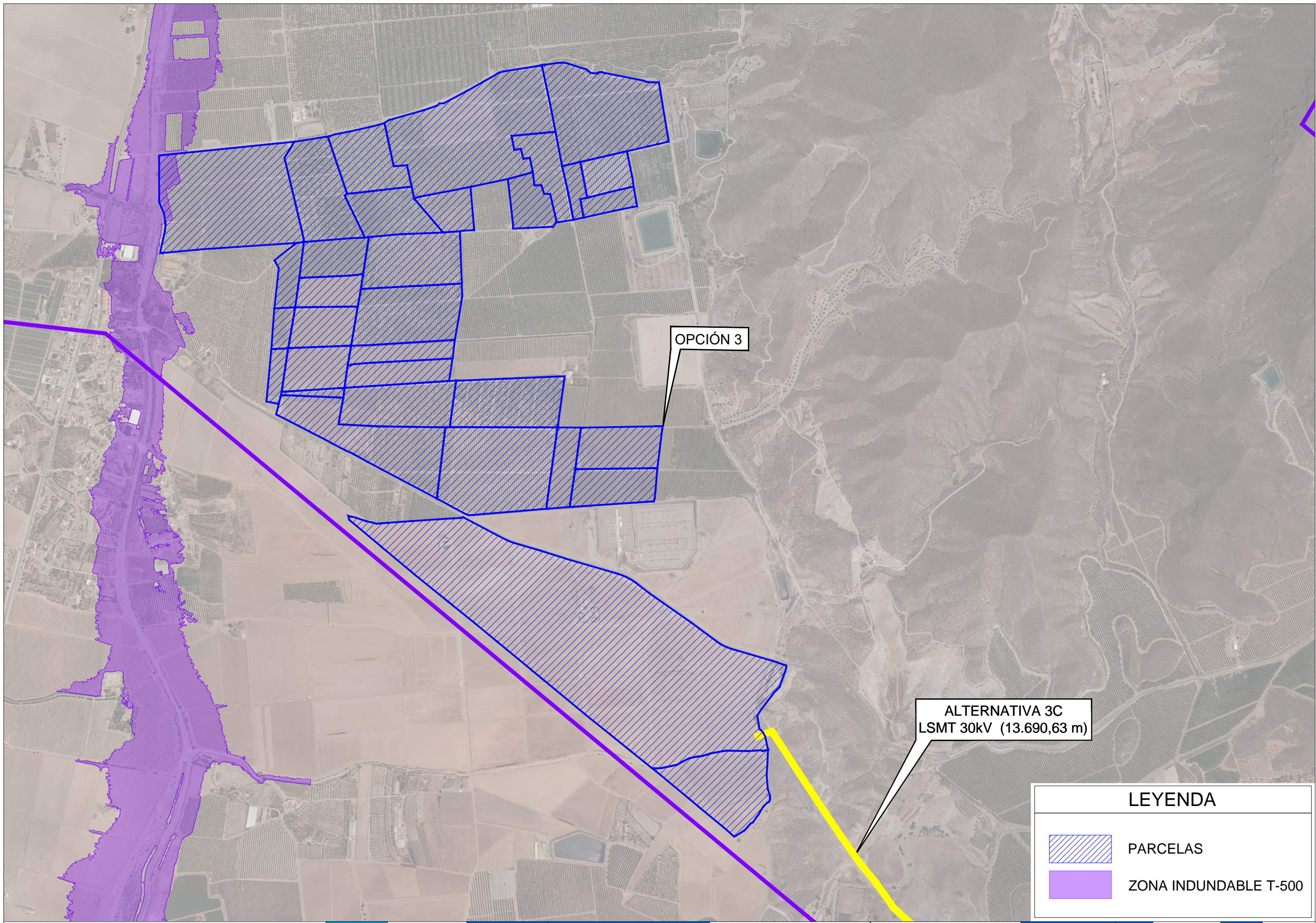
OPCIÓN 3

ALTERNATIVA 3C
LSMT 30kV (13.690,63 m)

Innominado

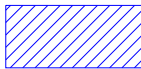

LEYENDA

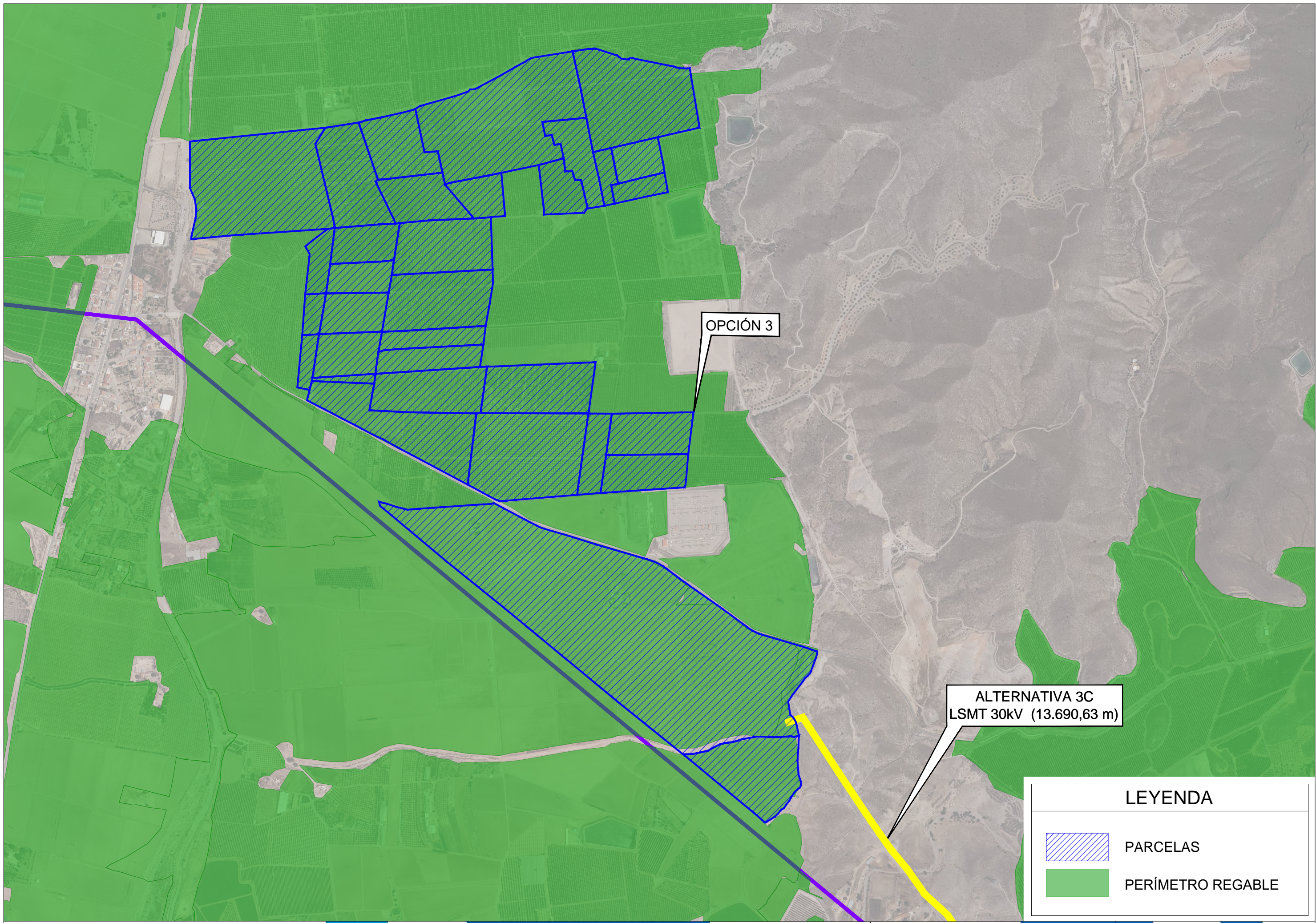
- PARCELAS
- HIDROGRAFÍA (CAUCES Y EMBALSES)
- ZONA DE DOMINIO PUBLICO
- ZONA DE POLICÍA



OPCIÓN 3

ALTERNATIVA 3C
LSMT 30kV (13.690,63 m)

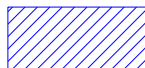
LEYENDA	
	PARCELAS
	ZONA INDUNDABLE T-500




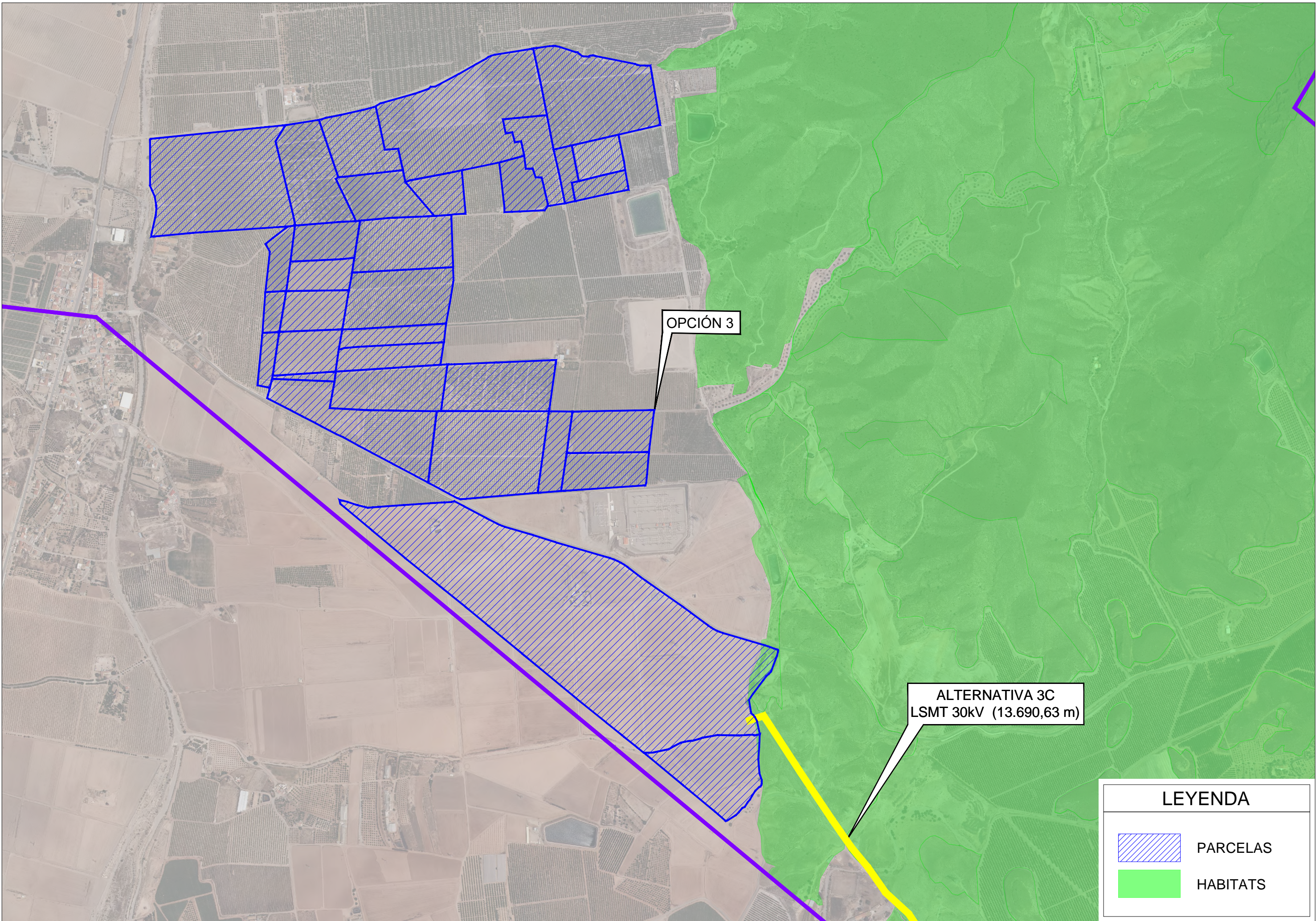
OPCIÓN 3

ALTERNATIVA 3C
LSMT 30kV (13.690,63 m)

LEYENDA

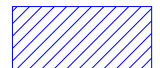

 PARCELAS

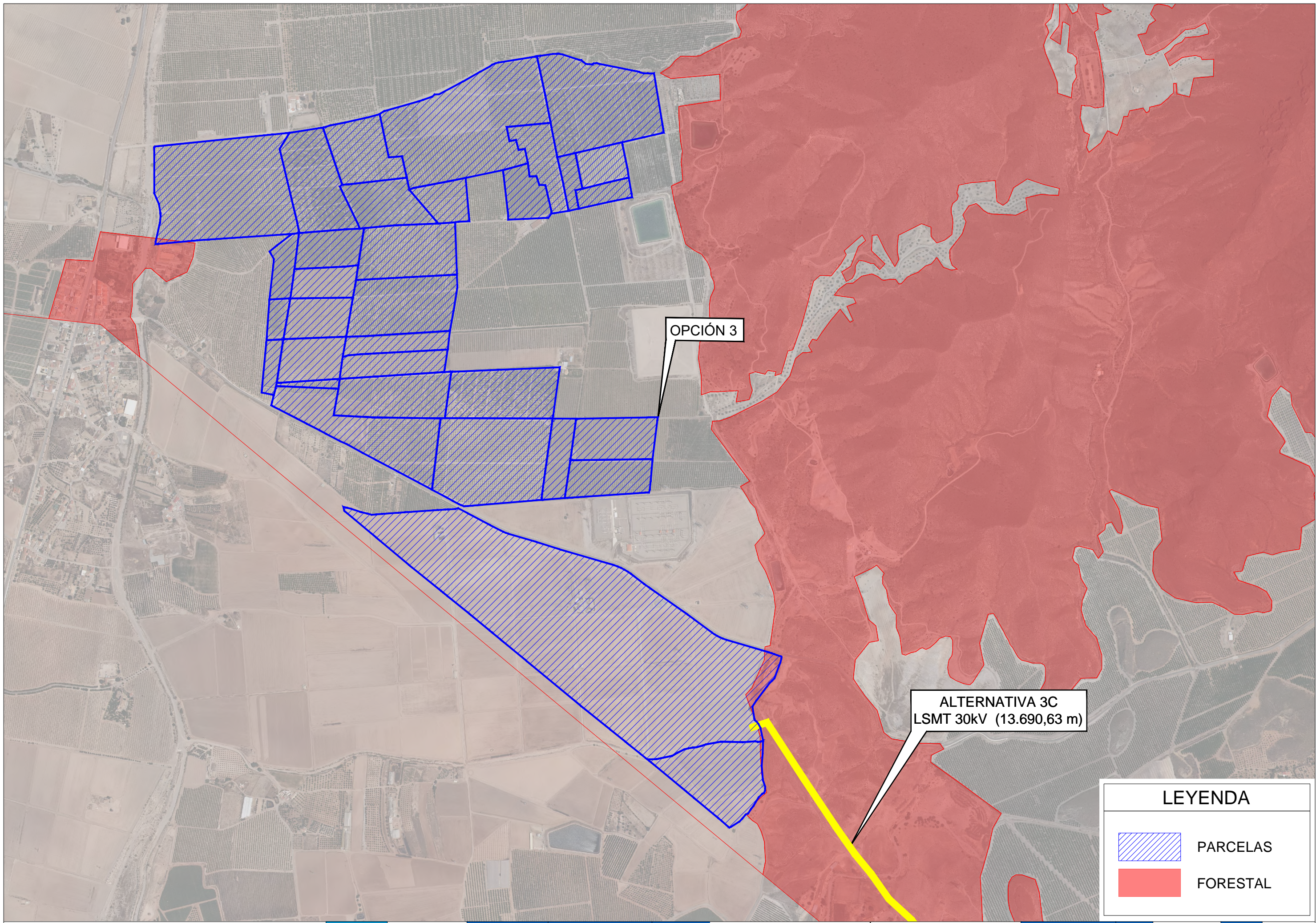
 PERÍMETRO REGABLE



OPCIÓN 3

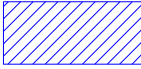

ALTERNATIVA 3C
LSMT 30kV (13.690,63 m)

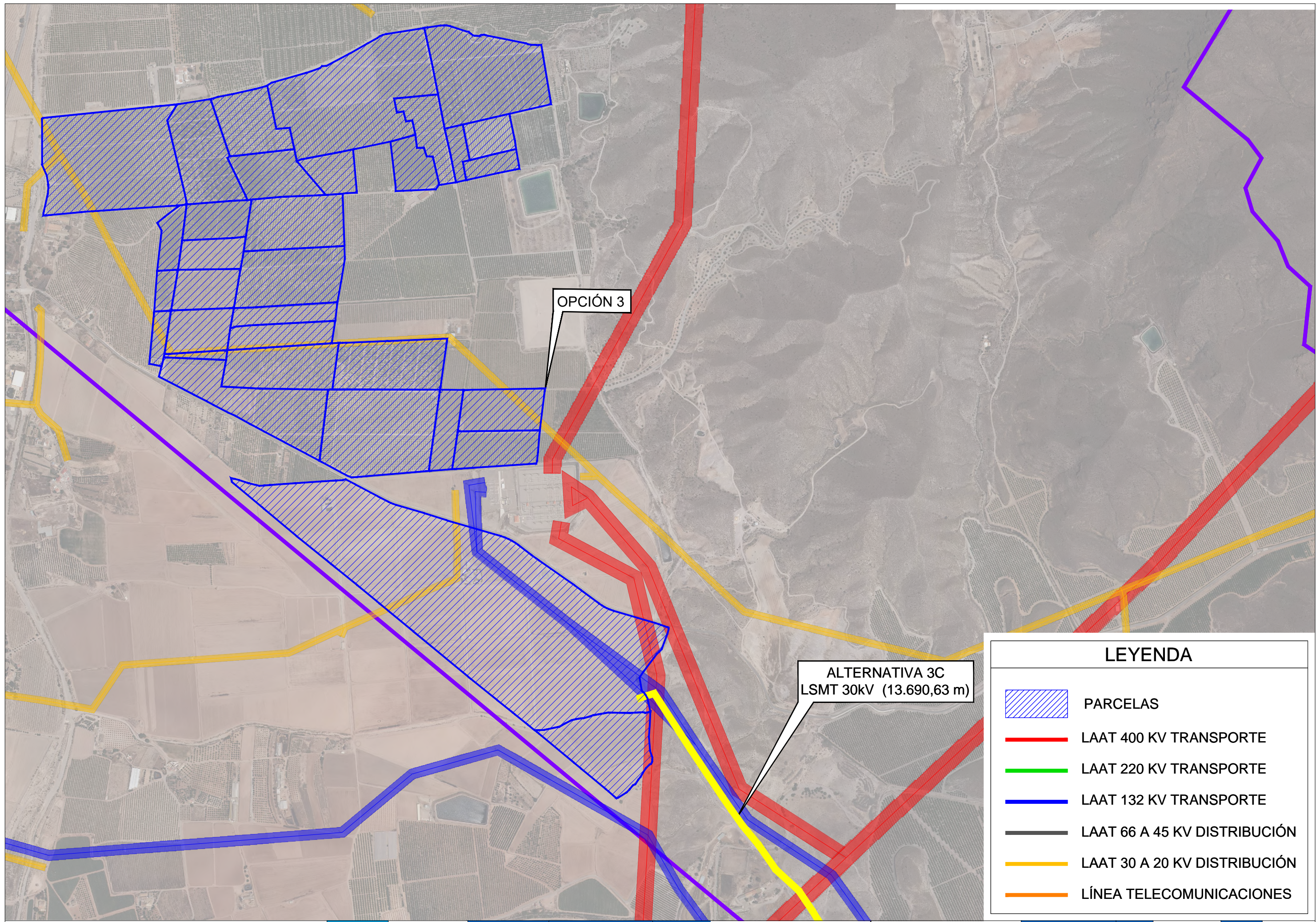
LEYENDA	
	PARCELAS
	HABITATS



OPCIÓN 3

ALTERNATIVA 3C
LSMT 30kV (13.690,63 m)

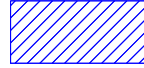






LEYENDA	
	PARCELAS
	FORESTAL

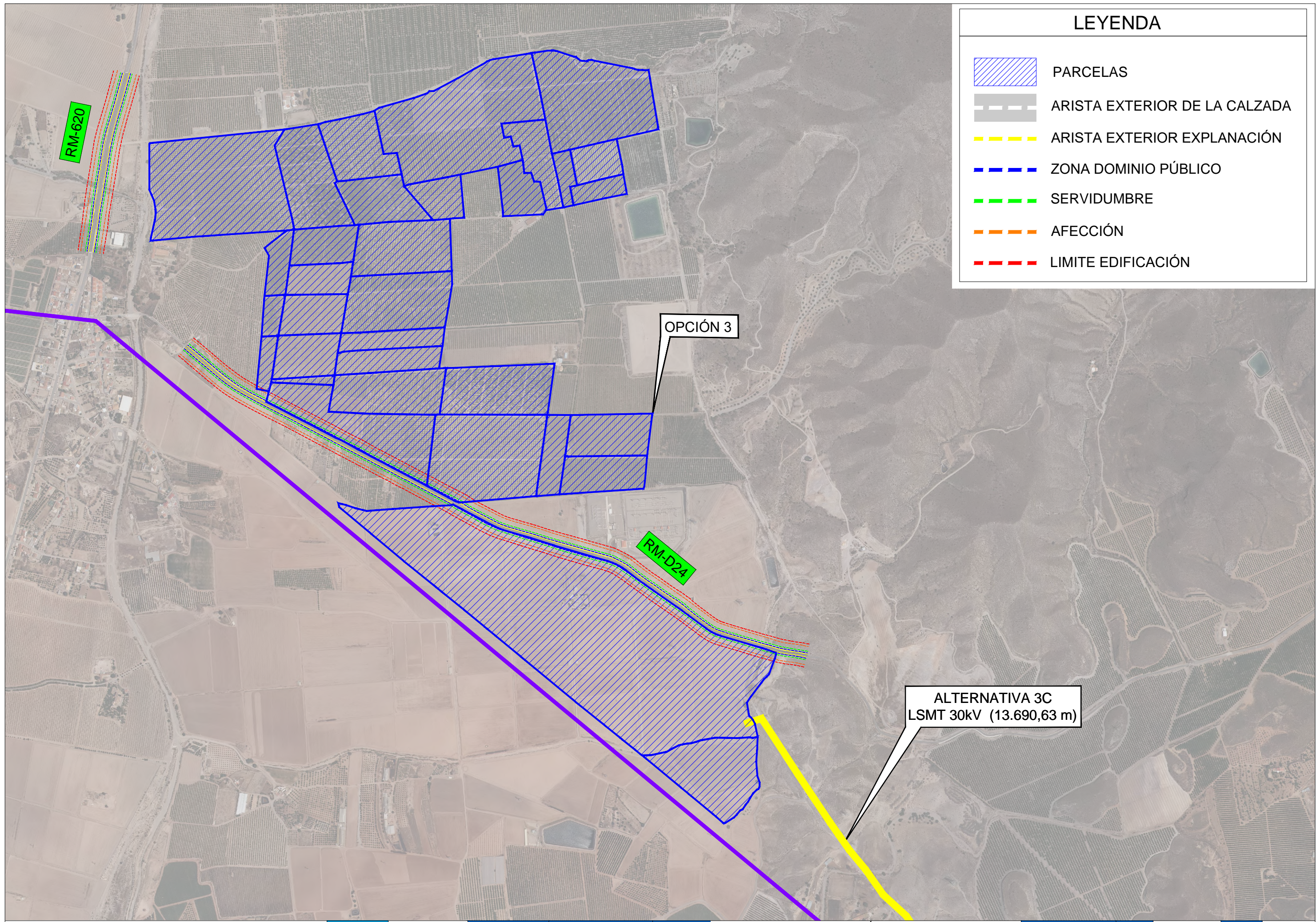


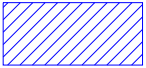






OPCIÓN 3

ALTERNATIVA 3C
LSMT 30kV (13.690,63 m)

LEYENDA

-  PARCELAS
-  LAAT 400 KV TRANSPORTE
-  LAAT 220 KV TRANSPORTE
-  LAAT 132 KV TRANSPORTE
-  LAAT 66 A 45 KV DISTRIBUCIÓN
-  LAAT 30 A 20 KV DISTRIBUCIÓN
-  LÍNEA TELECOMUNICACIONES



LEYENDA	
	PARCELAS
	ARISTA EXTERIOR DE LA CALZADA
	ARISTA EXTERIOR EXPLANACIÓN
	ZONA DOMINIO PÚBLICO
	SERVIDUMBRE
	AFECCIÓN
	LIMITE EDIFICACIÓN

OPCIÓN 3

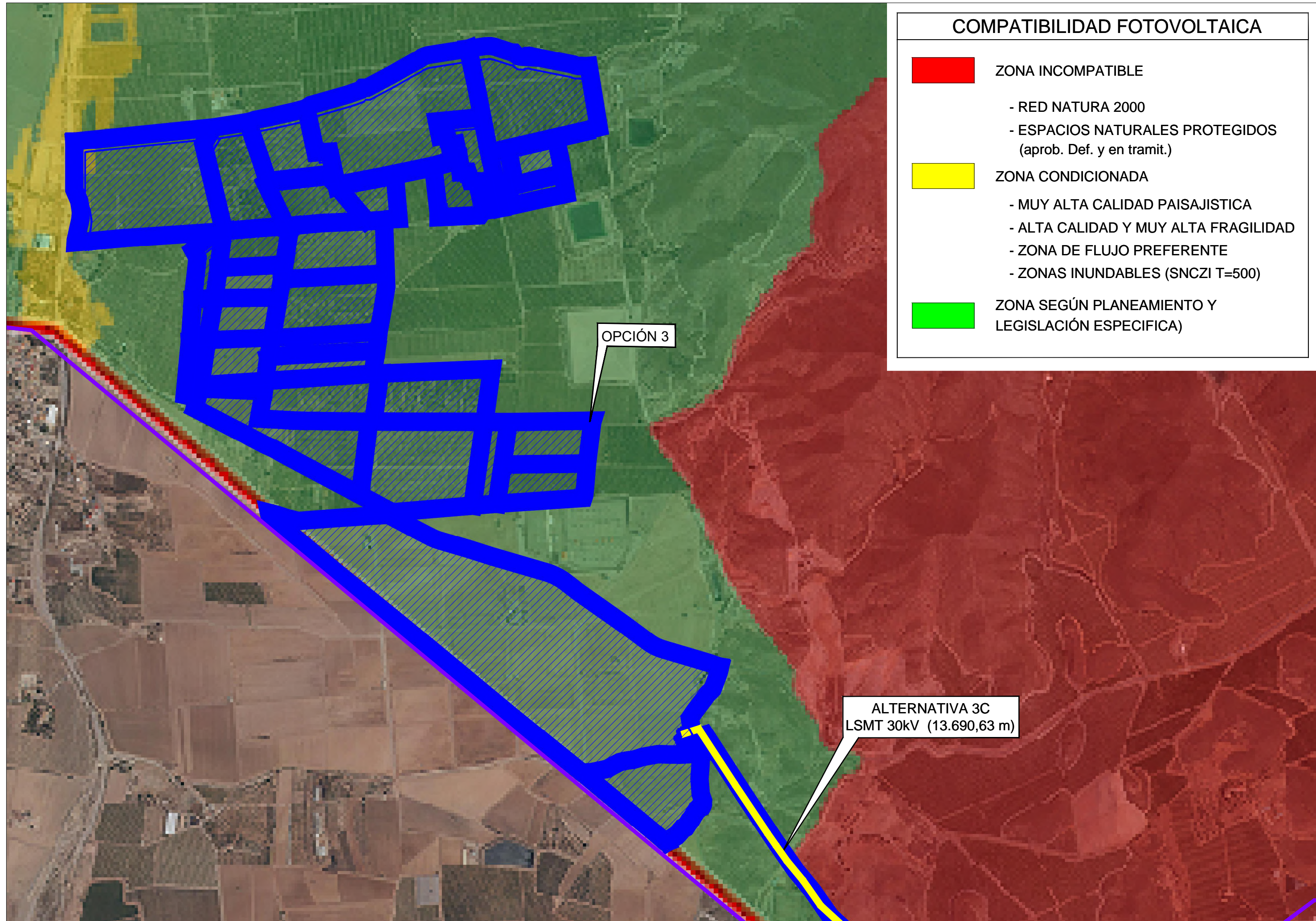
RM-D24

RM-620

ALTERNATIVA 3C
LSMT 30kV (13.690,63 m)

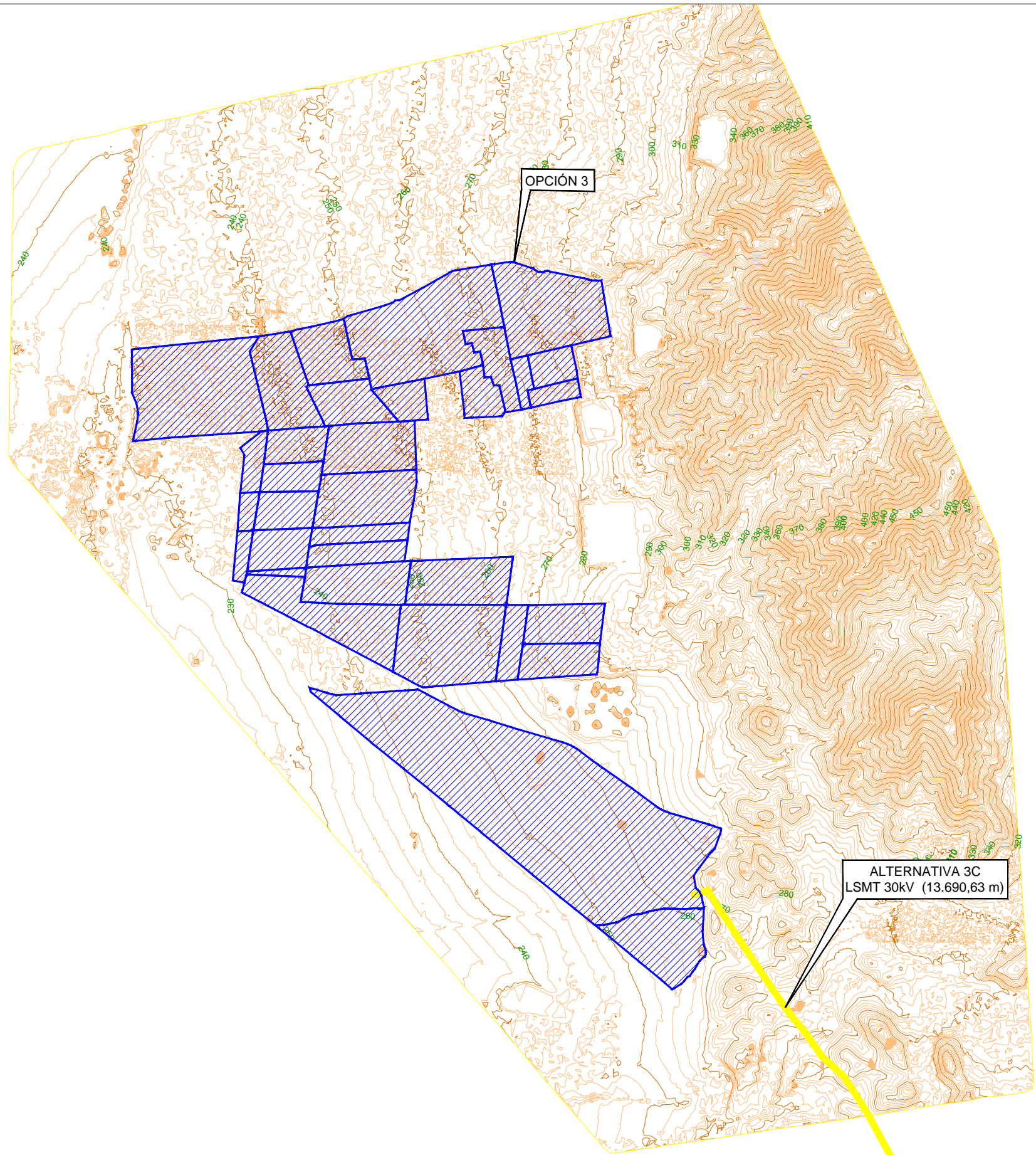
COMPATIBILIDAD FOTOVOLTAICA

- ZONA INCOMPATIBLE
 - RED NATURA 2000
 - ESPACIOS NATURALES PROTEGIDOS (aprob. Def. y en tramit.)
- ZONA CONDICIONADA
 - MUY ALTA CALIDAD PAISAJISTICA
 - ALTA CALIDAD Y MUY ALTA FRAGILIDAD
 - ZONA DE FLUJO PREFERENTE
 - ZONAS INUNDABLES (SNCZI T=500)
- ZONA SEGÚN PLANEAMIENTO Y LEGISLACIÓN ESPECIFICA





OPCIÓN 3

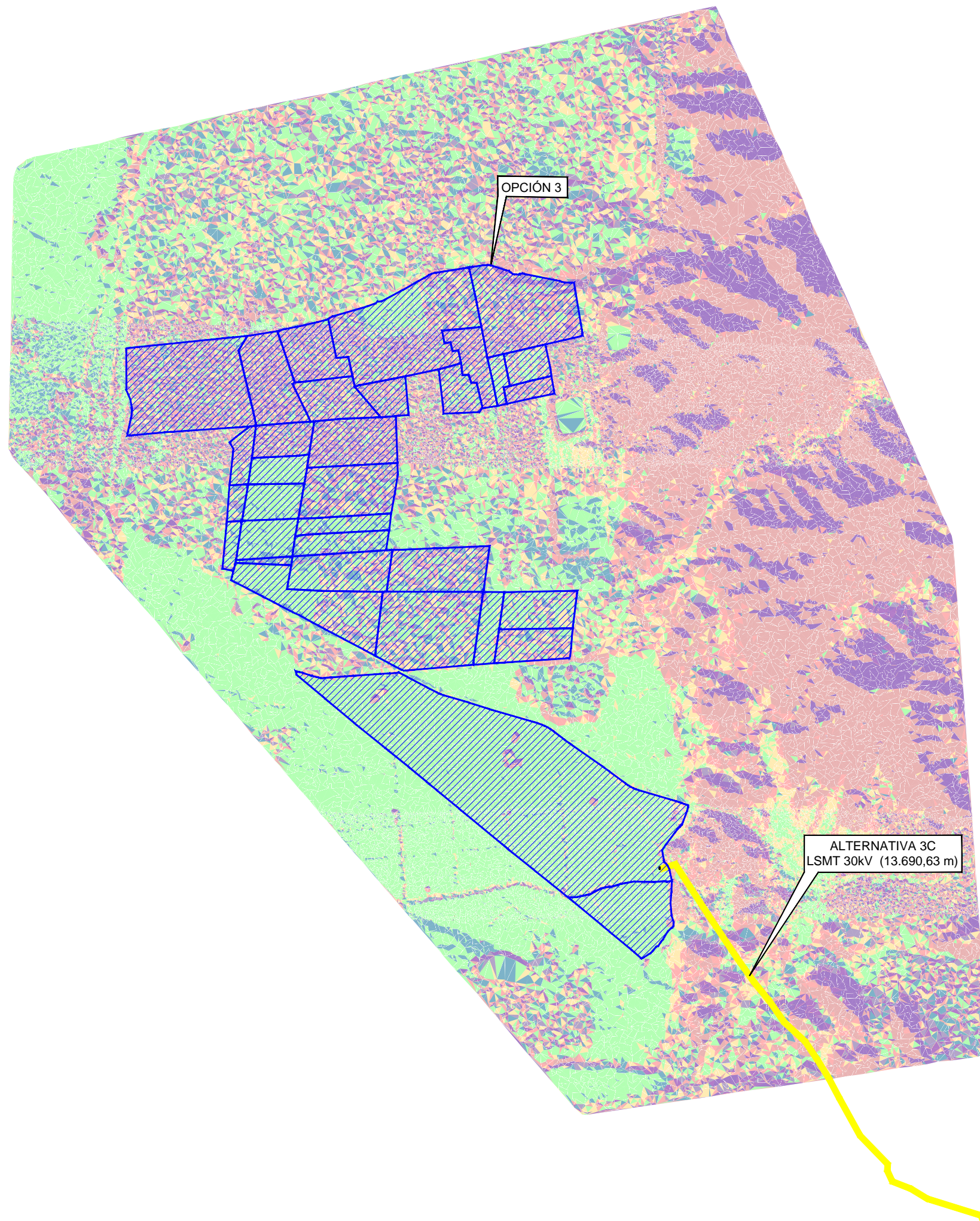
ALTERNATIVA 3C
LSMT 30kV (13.690,63 m)

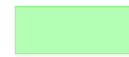









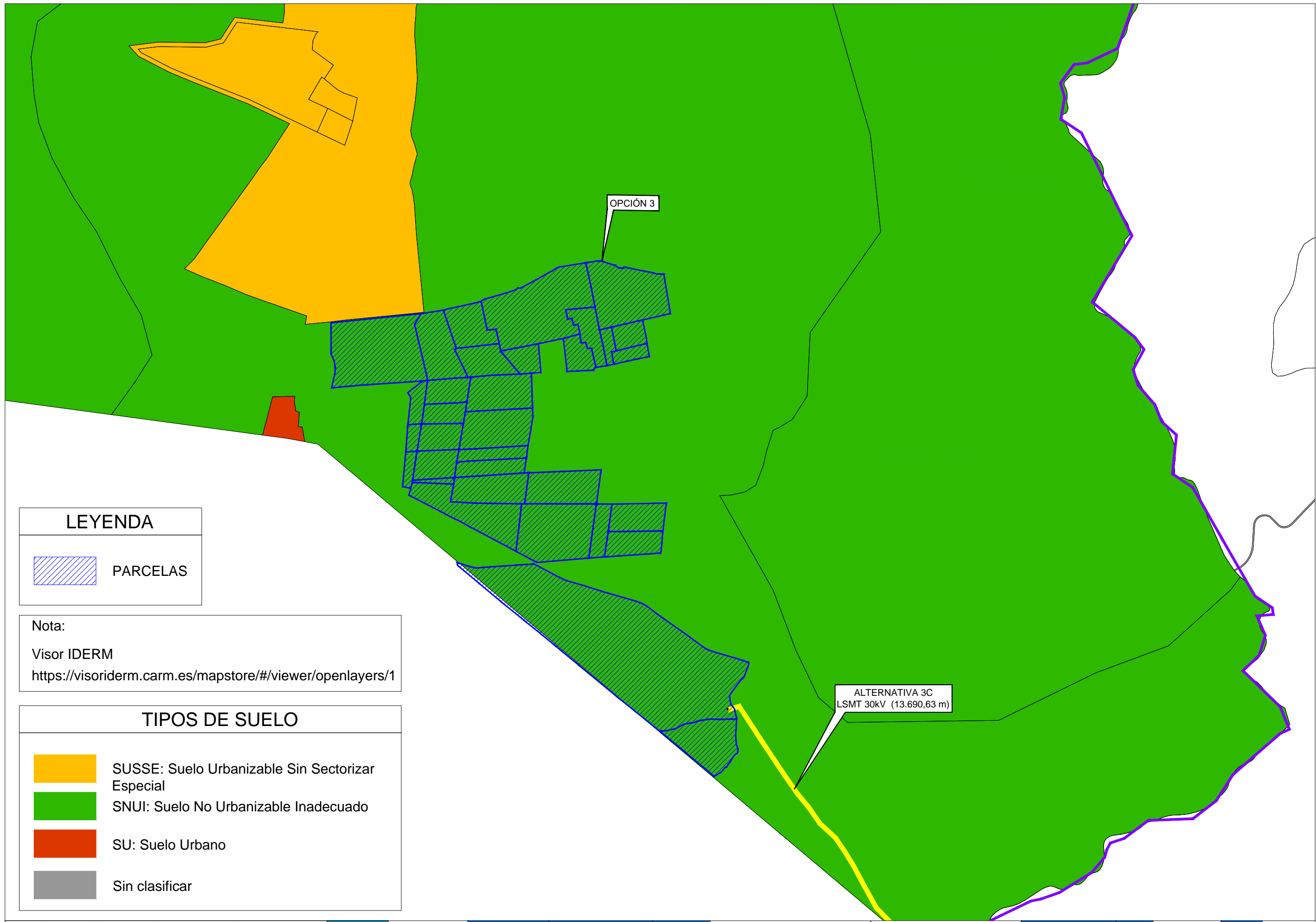
ALTERNATIVA 3C
LSMT 30kV (13.690,63 m)

OPCIÓN 3

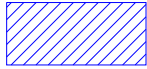
LEYENDA	
	PARCELAS
	CURVA DE NIVEL MAESTRA
	CURVA DE NIVEL COMÚN



LEYENDA	
	PENDIENTE 0-10%
	PENDIENTE 10-17%
	PENDIENTE 17-25%
	PENDIENTE MAYOR 25%
	PENDIENTE 0-10% Y ORIENTACIÓN NORTE
	PENDIENTE 10-17% Y ORIENTACIÓN NORTE
	PENDIENTE 17-25% Y ORIENTACIÓN NORTE
	PENDIENTE MAYOR 25% Y ORIENTACIÓN NORTE





LEYENDA


 PARCELAS


Nota:
 Visor IDERM
<https://visoriderm.carm.es/mapstore/#/viewer/openlayers/1>

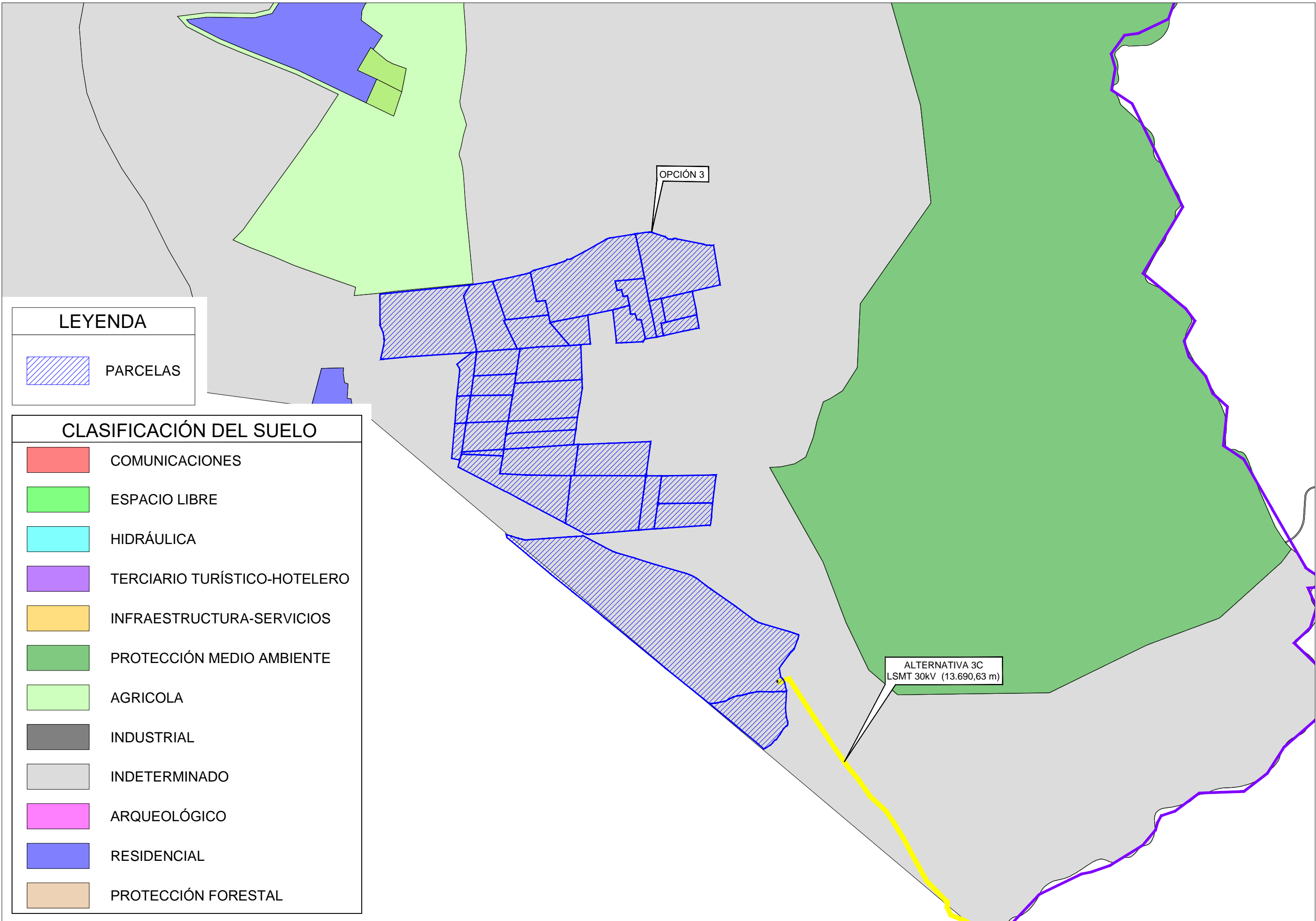
TIPOS DE SUELO

 SUSSE: Suelo Urbanizable Sin Sectorizar Especial

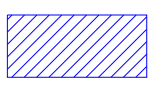
 SNUI: Suelo No Urbanizable Inadecuado

 SU: Suelo Urbano



 Sin clasificar

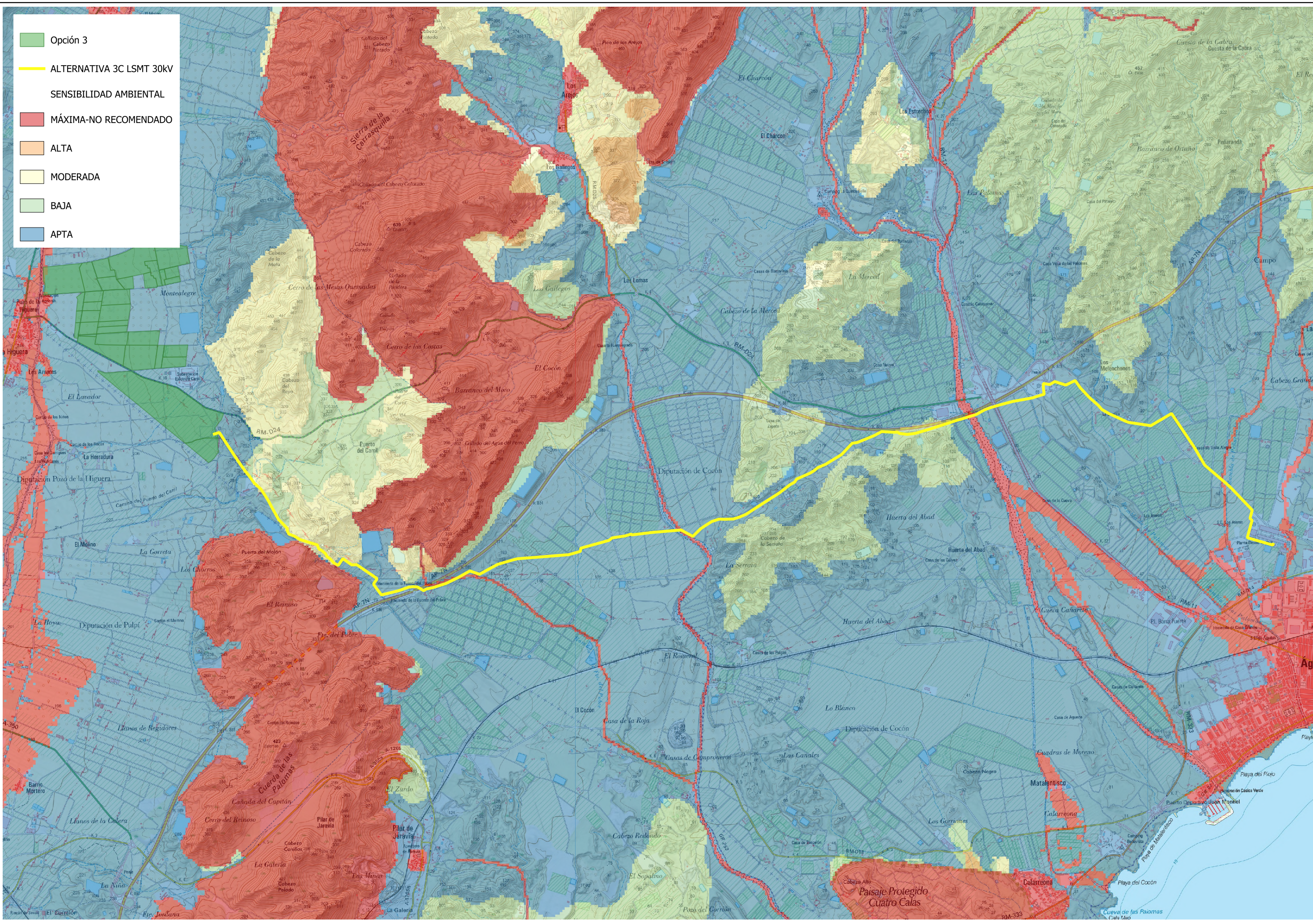


LEYENDA

 PARCELAS

CLASIFICACIÓN DEL SUELO

-  COMUNICACIONES
-  ESPACIO LIBRE
-  HIDRÁULICA
-  TERCIARIO TURÍSTICO-HOTELERO
-  INFRAESTRUCTURA-SERVICIOS
-  PROTECCIÓN MEDIO AMBIENTE
-  AGRICOLA
-  INDUSTRIAL
-  INDETERMINADO
-  ARQUEOLÓGICO
-  RESIDENCIAL
-  PROTECCIÓN FORESTAL



- Opción 3
- ALTERNATIVA 3C LSMT 30KV
- SENSIBILIDAD AMBIENTAL**
- MÁXIMA-NO RECOMENDADO
- ALTA
- MODERADA
- BAJA
- APTA

**APÉNDICE 2: ESTUDIO DE TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS DEL ANTEPROYECTO
“DESALADORA DE ÁGUILAS-GUADALENTÍN PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA (ÁGUILAS, MURCIA)”**

ÍNDICE

1. ANTECEDENTES.....	5		
2. OBJETO	5		
3. ANÁLISIS DE TECNOLOGÍAS.....	5		
3.1. ESTRUCTURA.....	5		
3.1.1. ESTRUCTURA FIJA.....	5		
3.1.1.1. VENTAJAS Y DESVENTAJAS.....	6		
3.1.1.1.1. COSTO	6		
3.1.1.1.2. MANTENIMIENTO	6		
3.1.1.1.3. DURABILIDAD	6		
3.1.1.1.4. INTEGRACIÓN PAISAJÍSTICA.....	6		
3.1.1.1.5. FIJACIÓN DE LA ESTRUCTURA AL TERRENO	7		
3.1.1.1.6. SUPERFICIE.....	7		
3.1.1.1.7. EFICIENCIA ENERGÉTICA	7		
3.1.1.1.8. VARIABILIDAD DIARIA.....	7		
3.1.1.1.9. GENERACIÓN ANUAL	7		
3.1.1.2. CONCLUSIONES.....	7		
3.1.2. SEGUIDORES DE 1 EJE.....	8		
3.1.2.1. VENTAJAS Y DESVENTAJAS.....	9		
3.1.2.1.1. COSTO	9		
3.1.2.1.2. MANTENIMIENTO	9		
3.1.2.1.3. DURABILIDAD	9		
3.1.2.1.4. INTEGRACIÓN PAISAJÍSTICA.....	9		
3.1.2.1.5. FIJACIÓN DE LA ESTRUCTURA AL TERRENO	9		
3.1.2.1.6. SUPERFICIE.....	9		
3.1.2.1.7. EFICIENCIA ENERGÉTICA	9		
3.1.2.1.8. VARIABILIDAD DIARIA.....	9		
3.1.2.1.9. GENERACIÓN ANUAL	9		
3.1.2.2. CONCLUSIONES.....	10		
3.1.3. SEGUIDORES DE 2 EJES	10		
3.1.3.1. VENTAJAS Y DESVENTAJAS.....	11		
3.1.3.1.1. COSTO	11		
3.1.3.1.2. MANTENIMIENTO	11		
3.1.3.1.3. DURABILIDAD	11		
3.1.3.1.4. INTEGRACIÓN PAISAJÍSTICA.....	11		
3.1.3.1.5. FIJACIÓN DE LA ESTRUCTURA AL TERRENO	11		
3.1.3.1.6. SUPERFICIE.....	11		
3.1.3.1.7. EFICIENCIA ENERGÉTICA	11		
3.1.3.1.8. VARIABILIDAD DIARIA.....	11		
3.1.3.1.9. GENERACIÓN ANUAL	11		
3.1.3.2. CONCLUSIONES.....	11		
3.2. INVERSORES	12		
3.2.1. INVERSORES DE STRING	12		
3.2.1.1. VENTAJAS Y DESVENTAJAS.....	13		

3.2.1.1.1. COSTO	13	3.3.1.3. CONCLUSIONES.....	20
3.2.1.1.2. MANTENIMIENTO	13	3.3.2. TIPO DE MATERIAL	20
3.2.1.1.3. TOLERANCIA A FALLAS.....	13	3.3.2.1. MONOCRISTALINO	20
3.2.1.1.4. INSTALACIÓN	13	3.3.2.1.1. VENTAJAS Y DESVENTAJAS.....	21
3.2.1.1.5. FLEXIBILIDAD Y MODULARIDAD	13	3.3.2.2. POLICRISTALINO	21
3.2.1.1.6. COMPLEJIDAD	13	3.3.2.2.1. VENTAJAS Y DESVENTAJAS.....	21
3.2.1.1.7. CABLEADO.....	14	3.3.2.3. PELÍCULA DELGADA (“THIN FILM”).....	22
3.2.1.2. CONCLUSIONES.....	14	3.3.2.3.1. VENTAJAS Y DESVENTAJAS.....	23
3.2.2. INVERSORES CENTRALES	14	3.3.2.4. CONCLUSIONES.....	24
3.2.2.1. VENTAJAS Y DESVENTAJAS	15	3.4. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO	24
3.2.2.1.1. COSTO	15	3.4.1. BATERÍAS DE ÓXIDO DE COBALTO DE LITIO	25
3.2.2.1.2. MANTENIMIENTO	15	3.4.1.1. VENTAJAS E INCONVENIENTES	25
3.2.2.1.3. TOLERANCIA A FALLAS.....	15	3.4.1.1.1. COSTO	25
3.2.2.1.4. INSTALACIÓN	15	3.4.1.1.2. DENSIDAD	25
3.2.2.1.5. FLEXIBILIDAD Y MODULARIDAD	15	3.4.1.1.3. ESTABILIDAD TÉRMICA.....	25
3.2.2.1.6. COMPLEJIDAD.....	15	3.4.1.1.4. CICLOS DE VIDA	25
3.2.2.1.7. CABLEADO.....	16	3.4.2. BATERÍAS DE ÓXIDO DE NIQUEL-MANGANESO-COBALTO (NMC).....	25
3.2.2.2. CONCLUSIONES.....	16	3.4.2.1. VENTAJAS E INCONVENIENTES	25
3.3. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	16	3.4.2.1.1. COSTO	25
3.3.1. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO.....	16	3.4.2.1.2. DENSIDAD	25
3.3.1.1. MONOFACIAL.....	16	3.4.2.1.3. ESTABILIDAD TÉRMICA.....	25
3.3.1.1.1. VENTAJAS Y DESVENTAJAS.....	18	3.4.2.1.4. CICLOS DE VIDA	25
3.3.1.2. BIFACIAL	18	3.4.3. BATERÍAS DE ÓXIDO DE NIQUEL-COBALTO-ALUMINIO (NCA)	26
3.3.1.2.1. VENTAJAS Y DESVENTAJAS.....	20		

3.4.3.1. VENTAJAS E INCONVENIENTES.....	26	4.1.5. TIPO DE ESTRUCTURA PROPUESTA	33
3.4.3.1.1. COSTO	26	4.2. TIPO DE INVERSOR	33
3.4.3.1.2. DENSIDAD.....	26	4.2.1. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	33
3.4.3.1.3. ESTABILIDAD TÉRMICA.....	26	4.2.2. OTROS ANÁLISIS.....	35
3.4.3.1.4. CICLOS DE VIDA.....	26	4.2.3. CAPEX	35
3.4.4. BATERÍAS FERROFOSFATO DE LITIO (LFP).....	26	4.2.4. OPEX.....	35
3.4.4.1. VENTAJAS E INCONVENIENTES.....	26	4.2.5. TIPO DE INVERSOR PROPUESTO.....	35
3.4.4.1.1. COSTO	26	4.3. TIPO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	36
3.4.4.1.2. DENSIDAD.....	26	4.3.1. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	36
3.4.4.1.3. ESTABILIDAD TÉRMICA	26	4.3.2. CAPEX	37
3.4.4.1.4. CICLOS DE VIDA.....	27	4.3.3. OPEX.....	37
3.4.5. BATERÍAS ÓXIDO DE TITANATO DE LITIO (LTO)	27	4.3.4. TIPO DE MÓDULO FOTOVOLTAICO PROPUESTO.....	38
3.4.5.1. VENTAJAS E INCONVENIENTES.....	27	4.4. TIPO DE SISTEMA DE ALMACENAMIENTO.....	38
3.4.5.1.1. COSTO	27	4.4.1. CAPEX	38
3.4.5.1.2. DENSIDAD.....	27	4.4.2. OPEX.....	38
3.4.5.1.3. ESTABILIDAD TÉRMICA.....	27	4.4.3. TIPO DE SISTEMA DE ALMACENAMIENTO	39
3.4.5.1.4. CICLOS DE VIDA.....	27	5. CONCLUSIÓN RESUMEN DE LA PLANTA SOLAR	40
3.4.6. CONCLUSIONES	28		
4. CONCLUSIONES PRELIMINARES.....	30		
4.1. TIPO DE ESTRUCTURA	30		
4.1.1. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	30		
4.1.2. OTROS ANÁLISIS.....	32		
4.1.3. CAPEX.....	32		
4.1.4. OPEX.....	33		

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Estructura fija para módulos fotovoltaicos.	6
Figura 2: Perfil tipo de una estructura 3H.	6
Figura 3: Seguidor solar de 1 eje Norte-Sur.	8
Figura 4: Vista de perfil del seguidor 1V.	9
Figura 5: Seguidor solar de 2 ejes.	10
Figura 6: Inversor fotovoltaico de string.	13
Figura 7: Inversor fotovoltaico centralizado.	14
Figura 8: Ficha técnica de una caja de string tipo de 16 strings.	15
Figura 9: Estructura módulo fotovoltaico monofacial.	16
Figura 10: Módulo fotovoltaico bifacial.	18
Figura 11: Especificaciones técnicas de módulos fotovoltaicos bifaciales propuestos.	19
Figura 12: Módulo fotovoltaico monocristalino.	21
Figura 13: Módulo fotovoltaico policristalino.	21
Figura 14: Módulo fotovoltaico thin film.	22
Figura 15: Módulo thin film de CdTe del fabricante First Solar.	23
Figura 16: Ficha técnica de baterías de iones de litio tipo LFP.	29
Figura 17: Producción energética de una instalación de estructura fija.	30
Figura 18: Producción energética de una instalación de seguidores solares 1 eje.	31
Figura 19: Producción energética de una instalación de seguidores solares 2 eje.	31
Figura 20: Planta fotovoltaica con Inversor de String.	34
Figura 21: Planta fotovoltaica con Inversor Central.	34
Figura 22: Producción energética de los módulos monofaciales.	36
Figura 23: Producción energética de los módulos bifaciales.	37

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Horas solares anuales en función del tipo de estructura.	32
Tabla 2: Superficie necesaria para la instalación de 60 MWp en función de la estructura.	32
Tabla 3: Superficie necesaria para obtener 2.200 horas solares al año en función de la estructura.	32
Tabla 4: Costes CAPEX de la planta solar fotovoltaica en función del tipo de estructura.	32
Tabla 5: Costes OPEX de la planta solar fotovoltaica en función del tipo de estructura.	33
Tabla 6: Producción específica inversor string-central.	35
Tabla 7: Costes CAPEX de la planta solar fotovoltaica en función del tipo de inversor.	35
Tabla 8: Costes OPEX de la planta solar fotovoltaica en función del tipo de inversor.	35
Tabla 9: Producción específica módulo mono-bi.	37
Tabla 10: Costes CAPEX de la planta solar fotovoltaica en función del tipo de módulo.	37
Tabla 11: Costes OPEX de la planta solar fotovoltaica en función del tipo de módulo.	37
Tabla 12: Costes CAPEX de un sistema de almacenamiento ion litio LFP.	38
Tabla 13: Costes OPEX de un sistema de almacenamiento ion litio LFP.	38

1. ANTECEDENTES

La Sociedad Estatal "Aguas de las Cuencas Mediterráneas. S.M.E, S.A." se encuentra inmersa en un proceso de mejora de eficiencia energética mediante la instalación de una planta solar fotovoltaica en el modelo de autoconsumo sin excedentes para la Desaladora de Águilas-Guadalentín, ubicada en el término municipal de Águilas (Murcia).

Dicha mejora de la eficiencia energética se ha visto reflejada en el expediente de contratación SV/48/22 publicado en la Plataforma de Contratación Pública.

En el proceso de licitación, Ingeniería Murciana S.L. resultó ser la mejor oferta técnico-económica por la cual el 19 de junio de 2023 se firma el Contrato de Ejecución del Servicio de Ingeniería para la Redacción del Anteproyecto "Desaladora de Águilas-Guadalentín (Murcia). Planta Solar Fotovoltaica".

Por último, el día 8 de agosto de 2023 se firma el Acta de Inicio por la que comienzan los trabajos para el servicio contratado.

2. OBJETO

El objeto del presente documento es la realización de un análisis comparativo de las diferentes tecnologías existentes en el mercado en relación a los componentes que constituirán la planta solar fotovoltaica para la Águilas-Guadalentín.

La finalidad del mismo es obtener aquellas tecnologías que presentan mejores características técnicas, económicas y medioambientales para su implementación en la planta solar fotovoltaica.

3. ANÁLISIS DE TECNOLOGÍAS

3.1. ESTRUCTURA

Las alternativas de tecnología en relación al tipo de estructura para sustentar los módulos fotovoltaicos pasan por un sistema fijo de módulos fotovoltaicos o la instalación de seguidores solares de 1 ó 2 ejes.

La elección entre los diferentes tipos de estructuras mencionadas anteriormente para una planta solar fotovoltaica depende de varios factores, incluyendo el tamaño de la planta, tipología del terreno y las condiciones específicas del proyecto. Cada tipo de estructura tiene sus ventajas y desventajas, por lo que es importante evaluar las necesidades y características de la planta antes de tomar una decisión.

3.1.1. ESTRUCTURA FIJA

Dentro de las diferentes tecnologías analizadas, la estructura fija es aquella que concede a los módulos fotovoltaicos una orientación y un ángulo de inclinación fijo.





Características generales	
Ángulo de inclinación	Desde 5° hasta 40° (Adaptable a cada proyecto)
Pendientes terreno	E-O <15° (Posibilidad de pendientes mayores bajo estudio)
Materiales	Acero galvanizado EN ISO 1461, acero magnelis o similar
Dimensión de mesa	Adaptable según proyecto
Distancia panel al suelo	Adaptable según solicitud
Cimentación	Según necesidades del proyecto: Hincado directo / perforado + hincado / micropilotes / zapatas
Módulos fotovoltaicos	Compatible con todo tipo de módulos: 60/72células / marco / dual glass / bifacial / ...
Resistencia al viento	Hasta 150km/hora (Posibilidad de velocidades mayores bajo estudio)
Garantía	
Estructura	10 años (Extensible)
Defectos de fabricación	2 años (Extensible)
Configuraciones	
Disposición horizontal	3H, 4H, 5H, 6H
Disposición vertical	2V, 3V
Disposición de patas	MONOPOSTE / BIPOSTE

Figura 1: Estructura fija para módulos fotovoltaicos.

3.1.1.1. VENTAJAS Y DESVENTAJAS

3.1.1.1.1. COSTO

Las estructuras fijas son más simples y económicas en comparación con los seguidores solares, lo que reduce el costo inicial de la instalación.

3.1.1.1.2. MANTENIMIENTO

Al no tener partes móviles, las estructuras fijas requieren menos mantenimiento a lo largo del tiempo, lo que implica menores costos operativos.

3.1.1.1.3. DURABILIDAD

Las estructuras fijas son más resistentes y duraderas debido a su diseño robusto y la ausencia de piezas móviles susceptibles a desgaste.

3.1.1.1.4. INTEGRACIÓN PAISAJÍSTICA

La instalación de las estructuras fijas puede ser con los módulos en vertical u horizontal. No obstante, en ambos casos, es muy asiduo el uso de estructuras fijas con varias filas de módulos ya que así se reduce el número de hincas a la vez que se aprovecha mejor la superficie disponible. De esta manera, una estructura típica podría ser el un modelo 3H (tres filas de módulos instalados en horizontal). Se obtendría una altura máxima de 2,3 m.

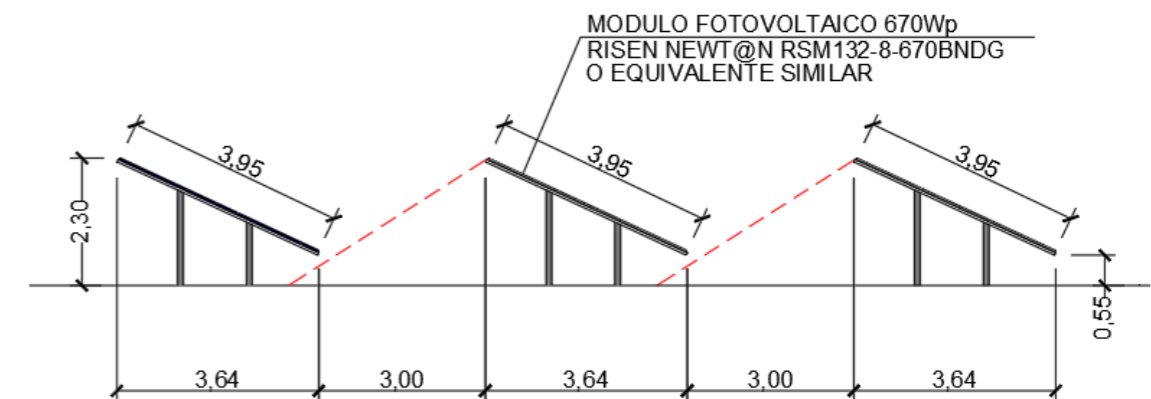


Figura 2: Perfil tipo de una estructura 3H.

Por lo tanto, dicha altura es reducida y el impacto visual se considera muy bajo. La integración

paisajística podría realizarse con menor impacto en comparación con los seguidores solares.

3.1.1.1.5. FIJACIÓN DE LA ESTRUCTURA AL TERRENO

El método de hincado para fijación de la estructura al terreno es más simple. Los perfiles hincados son más livianos en las estructuras fijas debido al peso y a no disponer de partes móviles como motores o rótulas.

3.1.1.1.6. SUPERFICIE

La estructura fija se adapta mejor a la superficie de los terrenos ya que sus longitudes son muy inferiores a los seguidores solares a 1 eje y su altura muy inferior a la de los seguidores a 2 ejes.

3.1.1.1.7. EFICIENCIA ENERGÉTICA

Los paneles solares con estructura fija no siguen la trayectoria óptima del sol a lo largo del día, lo que resulta en una producción de energía ligeramente menor en comparación con los seguidores solares.

3.1.1.1.8. VARIABILIDAD DIARIA

La producción de energía de las instalaciones fijas puede tener una mayor variabilidad a lo largo del día debido a la falta de seguimiento solar, lo que puede afectar la generación de energía en ciertos momentos del día.

3.1.1.1.9. GENERACIÓN ANUAL

Las estructuras fijas tienen menor eficiencia y producción debido a no realizar ningún seguimiento solar. Debido a ello la producción de energía es menor en comparación con la energía producida por los seguidores solares.

3.1.1.2. CONCLUSIONES

Como se ha visto en lo expuesto en los anteriores epígrafes, este tipo de estructura presenta un menor coste de instalación debido a la sencillez del propio sistema. Además, dado que no posee elementos móviles, las tareas de mantenimiento son mínimas. Asimismo, la fijación de la estructura al terreno es más simple que en el caso de los seguidores a 1 eje o 2 ejes.

Las instalaciones con estructura fija pueden diseñarse para integrarse de manera más sencilla ya que el impacto visual es muy bajo. Esta integración paisajística puede realizar mediante la instalación de una barrera vegetal en el perímetro de la PSFV.

Asimismo, la superficie para instalar una potencia determinada es inferior respecto a los seguidores solares.

Sin embargo, la cantidad de energía eléctrica generada con este tipo de estructuras es la menor de los sistemas estudiados en el presente documento. Esto se debe a que la máxima producción de energía eléctrica se produce cuando la superficie de los módulos es perpendicular al haz de irradiación solar. Debido al movimiento del sol y dado que la orientación y el ángulo de inclinación de los módulos fotovoltaicos son fijos, el número de horas en el que la superficie de los módulos es perpendicular a los rayos solares es inferior que en el resto de tecnologías, lo que se traduce en una menor producción eléctrica.

Precisamente, la menor generación de energía de las instalaciones con estructura fija hace que para alcanzar la producción de una planta con seguidores de 1 ó 2 ejes sea necesaria una mayor superficie de ocupación, lo que aumentaría los impactos ambientales del proyecto derivados de una mayor ocupación del territorio y las afecciones derivadas, en caso de ser ésta la solución técnica elegida.

3.1.2. SEGUIDORES DE 1 EJE

Los seguidores de 1 eje permiten realizar un movimiento de rotación alrededor de un eje que puede ser horizontal, vertical u oblicuo con el fin de optimizar el ángulo de incidencia de los rayos solares con respecto a los módulos fotovoltaicos. Esto se traduce en un aumento de la producción de energía eléctrica con respecto a las estructuras fijas, mejorando la rentabilidad del proyecto y el retorno de inversión, así como reduciendo la superficie necesaria para alcanzar la producción de una planta con estructura fija o con seguidores de 2 ejes y, por tanto, las afecciones medioambientales derivadas de la mayor ocupación. En resumen, las horas de producción anuales se incrementan en un 19% respecto a la estructura fija.

Especificaciones Generales

Seguidor	Monofila. Horizontal a un eje
Largo máximo	100 m.
Ancho máximo	2,5 m.
Configuración de módulos	1 módulo en vertical
Rango de rotación	E-O: +/- 60º
Motores por MWp	Dependiendo del tamaño, el tipo de módulo y el número de módulos por string, 1 motor por fila (con un máximo de 100 m. de largo)
Ratio de cobertura del suelo	30-50%
Tipos de módulos	Todos los módulos disponibles del mercado
Grado de inclinación del terreno	N-S hasta el 23,5% E-O ilimitado
Montaje del módulo	Por tornillos y tuercas, remaches o grapas para módulos sin marco
Carga de viento permitida	A medida según las condiciones específicas
Alarma de viento	Controlada por anemómetro ultrasónico
Preparado para módulos XXL	

Comunicaciones y Control

Método de seguimiento solar	Algoritmo astronómico
Sistema de control	Unidades de control central conectadas al SCADA de la planta Redundancia de puertos inalámbricos para garantizar la comunicación Autoalimentado con panel auxiliar
Interfaz SCADA	Modbus TCP o OPC-UA
Comunicación	Wireless (LoRa)
Posición de defensa nocturna	Configurable
Algoritmos avanzados	Backtracking 3D adaptativo y optimización de difusa (opcional)

Instalación y Servicios

Formación y puesta en marcha in-situ	
Garantía	Estructura: 10 años Componentes electrónicos: 5 años
Robot de limpieza	Opcional
Certificaciones	UL 3703, IEC 62817 en trámite



Figura 3: Seguidor solar de 1 eje Norte-Sur.

3.1.2.1. VENTAJAS Y DESVENTAJAS

3.1.2.1.1. COSTO

Los seguidores solares son más costosos que las estructuras fijas debido a la tecnología y los componentes adicionales necesarios para el seguimiento solar.

3.1.2.1.2. MANTENIMIENTO

Los seguidores solares tienen partes móviles que requieren un mantenimiento periódico y pueden ser más susceptibles a fallos mecánicos.

3.1.2.1.3. DURABILIDAD

Los seguidores solares están dispuestos a mayores esfuerzos mecánicos debido al seguimiento solar que implica la necesidad de instalación de varias rótulas y un motor. Estas piezas son susceptibles a un mayor desgaste respecto a una estructura sin seguimiento solar. Por lo tanto, se estima que el seguidor solar tiene una durabilidad inferior respecto a la estructura fija.

3.1.2.1.4. INTEGRACIÓN PAISAJÍSTICA

Los seguidores propuestos estarán constituidos por una fila de módulos en vertical (1V) por lo que la altura máxima respecto al suelo será de 2,561 m tal y como se muestra en la siguiente imagen:

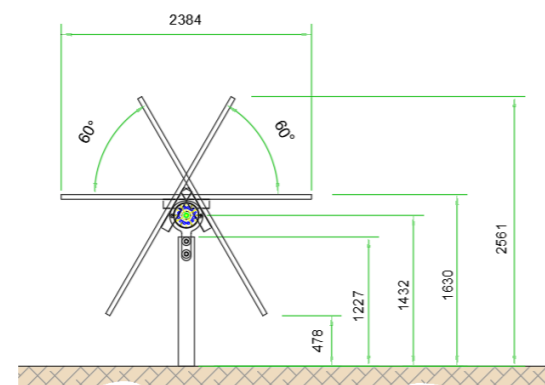


Figura 4: Vista de perfil del seguidor 1V.

Esta altura es relativamente baja (y prácticamente similar a la estructura fija) por lo que el impacto visual y paisajístico tampoco será elevado.

3.1.2.1.5. FIJACIÓN DE LA ESTRUCTURA AL TERRENO

El método de hincado para fijación de la estructura al terreno es más complejo que la estructura fija. Los perfiles hincados son menos livianos debido a las partes móviles de los seguidores que implican la necesidad de dimensionar los perfiles con mayor resistencia a fatiga y vibraciones.

3.1.2.1.6. SUPERFICIE

Los seguidores solares a 1 eje necesitan mayor superficie para instalar una potencia determinada. Asimismo, la adaptación al terreno es más complicada debido a sus longitudes y limitaciones en las pendientes. No obstante, el fabricante propuesto en el presente documento, según ficha técnica, admite pendientes este-oeste ilimitadas y norte sur de hasta el 23,5%.

3.1.2.1.7. EFICIENCIA ENERGÉTICA

Las estructuras con seguidor a un eje rastrean el movimiento del sol durante el día, lo que permite una orientación óptima de los paneles y una mayor producción de energía en comparación con las estructuras fijas.

3.1.2.1.8. VARIABILIDAD DIARIA

Los seguidores solares optimizan la orientación de los paneles hacia el sol, lo que resulta en una producción de energía más estable y uniforme durante todo el día. De esta manera se aplanan la curva de generación por lo que para una instalación de autoconsumo es un gran beneficio.

3.1.2.1.9. GENERACIÓN ANUAL

La mayor eficiencia y producción de energía de los seguidores solares conlleva que puedan generar más electricidad en el transcurso de un año en comparación con la estructura fija, lo que resulta en un mejor retorno de la inversión a largo plazo.

3.1.2.2. CONCLUSIONES

Como se ha visto en lo expuesto en los anteriores epígrafes, el sistema seguidor a 1 eje es más complejo por lo que el coste de inversión se estima en un 9% superior con respecto al sistema de estructura fija.

La presencia de componentes móviles hace que lleve asociado unas mayores labores de mantenimiento, además de llevar asociado un consumo energético necesario para accionar los motores que permiten el giro de los módulos fotovoltaicos.

Asimismo, este tipo de tecnología requiere de un mayor espacio para su implementación. Para la instalación de una misma potencia pico (potencia de módulos fotovoltaicos) una instalación de seguidores solares de 1 eje necesita 1,10 veces el terreno necesario para estructura fija de inclinación 30° y orientación sur (azimut 0°).

Por otro lado, los seguidores propuestos tienen una altura relativamente baja y muy similar a la estructura fija por lo que el impacto visual y paisajístico se considera bajo. De esta manera la instalación de una barrera vegetal en el perímetro de la PSFV mitigará el impacto visual desde los puntos visibles más cercanos (carreteras, viviendas aisladas o núcleos de población).

Sin embargo, una de las mayores ventajas es la generación anual de energía que es muy superior a la estructura fija estando en torno un 14,29%. Esto implica que la instalación pueda amortizarse en un menor tiempo a pesar de que el coste sea ligeramente superior a la estructura fija.

En consecuencia, debido a la mayor generación anual de energía hace que sea más ventajosa a nivel medioambiental que la estructura fija y los seguidores de 2 ejes en cuanto a que se requiere una menor superficie para alcanzar una misma producción de energía, reduciendo así las afecciones medioambientales y de cualquier otro tipo derivadas de una mayor ocupación del territorio.

3.1.3. SEGUIDORES DE 2 EJES

Los seguidores de 2 ejes permiten realizar movimientos de rotación alrededor de dos ejes, siendo la única tecnología que permite mantener los módulos fotovoltaicos perpendiculares a los rayos solares en todo momento. En consecuencia, es la tecnología que permite obtener una mejor producción de energía eléctrica, incrementando las horas de producción anuales en un 23,95% respecto a la estructura fija.

Datos técnicos



DATOS PRINCIPALES

Potencia nominal (según tipo de módulo)	4.000 – 7.000 Wp DC	6.000 – 10.000 Wp DC	8.000 – 12.000 Wp DC
Tipo de seguimiento	2 Ejes		
Superficie modular de hasta	40 m ²	52 m ²	70,6 m ²
Máx.superf.modular (An x Al)	8,3 m x 5,3 m	10,05 m x 5,6 m	11,95 m x 6 m
Módulo standard -60 células (máx)	24	32	42
Módulo standard -72 células (máx)	20	25	35
Opción Integración en edificios	Si	No	No
Ángulo Este-Oeste	300°		
Ángulo de Elevación	0°-80°		
Homologaciones	CE, EN, UL, CSA		

ESTRUCTURA

Materiales	Acero inoxidable, aluminio y acero		
Galvanización	EN ISO 1461 o comparable		
Tipo de Unión	Conexión atornillada, sin soldaduras vistas		
Test de túnel del viento	Si		
Test de Estática	Si		
Peso(sin mástil/aluminio)	890 kg	930 kg	970 kg

MOTOR

Mecanismo de elevación	800 mm de recorrido		
Accionamiento Este-Oeste	Engranajes en el cabezal motriz		
Velocidad de giro-elevación	13° / min.		
Velocidad de giro-azimut	30° / min.		
Nivel de sonido (sin carga)	73 dB(A)		
Tipo de protección	IP 66		

Figura 5: Seguidor solar de 2 ejes.

3.1.3.1. VENTAJAS Y DESVENTAJAS

3.1.3.1.1. COSTO

Los seguidores solares de dos ejes son más costosos que los de un eje y las estructuras fijas debido a la complejidad y los componentes adicionales requeridos.

3.1.3.1.2. MANTENIMIENTO

Los seguidores a dos ejes tienen más partes móviles que necesitan un mantenimiento periódico y pueden requerir más atención para garantizar su correcto funcionamiento.

3.1.3.1.3. DURABILIDAD

Los seguidores solares a 2 ejes están dispuestos a mayores esfuerzos mecánicos debido al seguimiento solar en todas las direcciones que implica la necesidad de instalación de un complejo sistema de seguimiento. Por lo tanto, se estima que el seguidor solar a 2 ejes tiene una durabilidad inferior respecto al resto de estructuras analizadas.

3.1.3.1.4. INTEGRACIÓN PAISAJÍSTICA

Los seguidores solares a 2 ejes pueden tener una altura respecto al suelo entre 7 y 9 metros lo que hace prácticamente imposible la integración paisajística de la PSFV. Esta no podría ser mitigada con una barrera vegetal.

3.1.3.1.5. FIJACIÓN DE LA ESTRUCTURA AL TERRENO

El método de hincado para fijación de la estructura al terreno no es apto para los seguidores solares a 2 ejes. En este caso, se requiere la ejecución de una cimentación hormigonada mucho más compleja debido al peso de la estructura que es superior a los 1000 kg soportados mediante un único mástil central.

3.1.3.1.6. SUPERFICIE

Las instalaciones con seguidores a dos ejes necesitan más espacio para permitir el movimiento en dos direcciones, lo que puede ser un factor limitante en terrenos con espacio reducido.

3.1.3.1.7. EFICIENCIA ENERGÉTICA

Los seguidores solares de dos ejes rastrean tanto la trayectoria del sol a lo largo del día como su inclinación, lo que permite una captura óptima de la luz solar en todo momento.

3.1.3.1.8. VARIABILIDAD DIARIA

Los seguidores a dos ejes optimizan constantemente la orientación de los paneles hacia el sol, lo que resulta en una producción de energía más estable. De esta manera se aplanan aún más la curva de generación respecto a los seguidores a 1 eje.

3.1.3.1.9. GENERACIÓN ANUAL

La mayor eficiencia y producción de energía de los seguidores solares a 2 ejes conlleva que puedan generar más electricidad en el transcurso de un año en comparación con el resto de estructuras estudiadas.

3.1.3.2. CONCLUSIONES

Como se ha visto en lo expuesto en los anteriores epígrafes, los seguidores a 2 ejes suponen un coste de inversión mucho más alto que se estima en un 40-50% superior con respecto al sistema de estructuras fijas. Además, la complejidad del sistema hace que las tareas de mantenimiento y las probabilidades de averías sean muy elevadas, llevando asociado un consumo energético mayor con respecto a los seguidores solares de un eje debido al movimiento rotacional alrededor de dos ejes.

También hay gran diferencia en cuanto a la altura de instalación. Mientras que los seguidores a un eje del tipo 1V tienen una altura máxima de 2,561 m, los seguidores a dos ejes alcanzan hasta 9 m de altura. Esta diferencia de altura significa una gran diferencia de visibilidad, que implica mucho mayor impacto visual y paisajístico en la implantación de la PSFV. Este impacto no puede ser mitigado mediante medidas tipo barrera vegetal.

Además, la problemática de la superficie ocupada es una gran desventaja. Para la producción de la misma cantidad de energía con una instalación de seguidores solares de 2 ejes se necesitan 2,18 veces el terreno necesario para estructura fija de inclinación 30° y orientación Sur.

No obstante a lo anterior, la instalación de seguidores a 2 ejes tiene la gran ventaja de una mayor producción energética estimada en un 8,46% superior a los seguidores a 1 eje. Sin embargo, la superficie necesaria para una misma producción de energía eléctrica sigue siendo superior para los seguidores de 2 ejes.

A nivel medioambiental es claramente la menos ventajosa al requerir una mayor superficie que el seguidor de 1 eje para obtener la misma producción y una mayor altura que se traduce en un impacto visual muy elevado y que se hace muy difícil de mitigar con medidas correctoras como las pantallas vegetales.

3.2. INVERSORES

Las alternativas de tecnología en relación al tipo de inversores pasan por un sistema de inversores de string o inversores centralizados.

La elección entre los diferentes tipos de inversores mencionados anteriormente para una planta solar fotovoltaica depende de varios factores, incluyendo el tamaño de la planta, tipología del terreno y las condiciones específicas del proyecto. Cada tipo de inversores tiene sus ventajas y desventajas, por lo que es importante evaluar las necesidades y características de la planta antes de tomar una decisión.

3.2.1. INVERSORES DE STRING

Los inversores de string, o inversores de cadenas fotovoltaicas, permiten conectar diversas cadenas de módulos fotovoltaicos a un único inversor. Por tanto, habría distribuidos por la planta solar fotovoltaica numerosos inversores fotovoltaicos a los que se conectarían las múltiples cadenas de módulos.



Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Smart String-Level Disconnect (SSLD)	Yes
Anti-Islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
AC Grounding Fault Protection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤112 kg
Operating Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

Figura 6: Inversor fotovoltaico de string.

3.2.1.1. VENTAJAS Y DESVENTAJAS

3.2.1.1.1. COSTO

Los inversores de string suelen ser más costosos por vatio en comparación con los inversores centrales, especialmente para plantas solares de gran tamaño.

3.2.1.1.2. MANTENIMIENTO

El mantenimiento preventivo o predictivo puede efectuarse sin dejar en funcionamiento gran parte de la instalación de generación. De esta manera se evita la pérdida de generación y por consiguiente, la pérdida económica por mantenimiento de los inversores.

3.2.1.1.3. TOLERANCIA A FALLAS

Si un inversor de string falla, solo afectará a un grupo de paneles conectados a ese inversor, lo que minimiza el impacto general en la producción de energía.

3.2.1.1.4. INSTALACIÓN

Los inversores de string son mucho más sencillos de instalar ya que pueden ir instalados también mediante hincado de perfiles metálicos. En otros casos también pueden ser instalados directamente en las hincas de los seguidores solares proporcionándoles sombra lo que mejora su producción. Asimismo tienen un peso inferior a los 112 kg por lo que son más manejables que los inversores centrales los cuales necesitan de grúas para su instalación.

3.2.1.1.5. FLEXIBILIDAD Y MODULARIDAD

Los inversores de string pueden adaptarse a diseños y tamaños de planta más variados, lo que permite una mayor flexibilidad en la distribución de la energía solar y la expansión futura.

3.2.1.1.6. COMPLEJIDAD

El diseño de una PSFV con inversores de string puede ser más complejo debido a la gestión de múltiples inversores. Es por ello, el sistema SCADA conlleva muchas más consignas para su monitorización.

3.2.1.1.7. CABLEADO

La configuración de los inversores de string requiere más cableado en corriente alterna a 800 V pero reduce drásticamente el cableado en corriente continua desde la serie de módulos hasta el inversor. Esto conlleva una reducción considerable en el cableado, lo que supone un beneficio tanto desde el punto de vista económico como desde el ambiental debido a la reducción del consumo de materias primas en el proyecto.

3.2.1.2. CONCLUSIONES

Como se ha visto en lo expuesto en los anteriores epígrafes, al distribuir los inversores por toda la planta solar fotovoltaica, el mantenimiento y la identificación de problemas se volverán más manejables. Además, el fallo de un inversor sólo afectará a una pequeña parte de la instalación, por lo que la planta solar fotovoltaica podrá seguir generando energía eléctrica de forma normal.

Asimismo, este tipo de inversores son menos complejos y voluminosos que los inversores centrales lo que hace que reemplazar un inversor sea más simple ya que no se requiere personal o equipos especializados.

El reparto de los inversores por toda la planta solar fotovoltaica de manera que estén cercanos a los módulos fotovoltaicos permite reducir la cantidad de cableado en C.C. y la sección de los mismos, reduciendo así la longitud de cable fotovoltaico. Sin embargo, se aumentará la longitud de cableado en C.A. en 800 V para conectar con los centros de transformación. No obstante, se considera positivo ya que el cableado en C.C. se reduce drásticamente en comparación con el aumento de longitud de cableado en C.A.

Y, por último, su instalación es mucho más sencilla ya que no requiere grúas de gran porte ni cimentaciones niveladas para su anclaje a suelo.

3.2.2. INVERSORES CENTRALES

El inversor central es una unidad de gran capacidad que se coloca en un lugar centralizado en la planta solar, donde recibe toda la energía generada por múltiples cadenas de paneles solares conectados en serie. El inversor central también se encarga de monitorear y controlar la producción de energía en la planta.



TECHNICAL CHARACTERISTICS

HEMK 690V

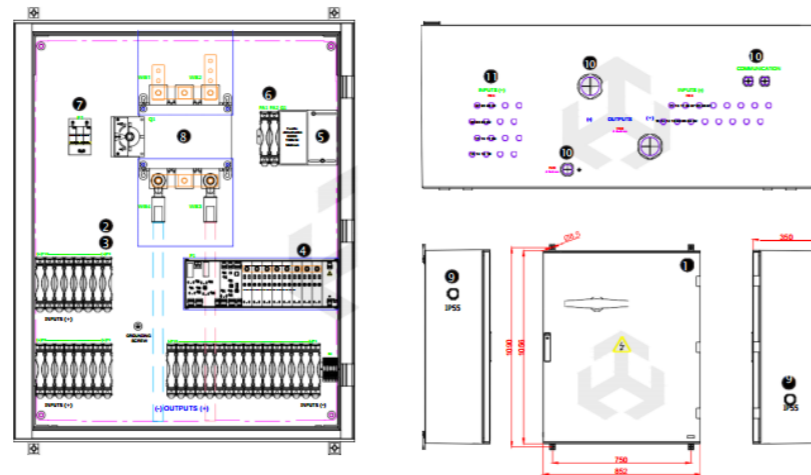
	FRAME 1	FRAME 2
REFERENCE	FS2445K	FS3670K
OUTPUT		
AC Output Power(kVA/kW) @50°C ¹¹	2445	3670
AC Output Power(kVA/kW) @40°C ¹¹	2530	3800
Max. AC Output Current (A) @40°C	2117	3175
Operating Grid Voltage(VAC) ¹²	690V ±10%	
Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz	
Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEC61000-3-2	
Power Factor (cosine phi) ¹³	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive Power injection at night	
INPUT		
MPPT @full power (VDC)	976V-1310V	
Maximum DC voltage	1500V	
Number of PV inputs ¹⁴	Up to 36	
Number of Freemaq DC/DC inputs ¹⁴	Up to 6	
Max. DC continuous current (A) ¹⁴	2645	3970
Max. DC short circuit current (A) ¹⁴	4000	6000
EFFICIENCY & AUXILIARY SUPPLY		
Efficiency (Max) (η)	98.87%	98.93%
Euroeta (η)	98.48%	98.65%
Max. Power Consumption (KVA)	8	10
CABINET		
Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7	
Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2	
Weight (lb)	12125	12677
Weight (kg)	5500	5750
Type of ventilation	Forced air cooling	
ENVIRONMENT		
Degree of protection	NEMA 3R - IP55	
Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C / >50°C Active Power derating	
Relative Humidity	4% to 100% non condensing	
Max. Altitude (above sea level)	2000m; >2000m power derating (Max. 4000m)	
Noise level ¹⁵	< 79 dBA	
CONTROL INTERFACE		
Communication protocol	Modbus TCP	
Plant Controller Communication	Optional	
Keyed ON/OFF switch	Standard	
PROTECTIONS		
Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device	
General AC Protection	Circuit Breaker	
General DC Protection	Fuses	
Overvoltage Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2	
CERTIFICATIONS		
Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-16, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2	
Compliance	NEC 2017 / IEC	
Utility interconnect	IEEE 1547.1-2005 / UL1741SA-Feb. 2018 / IEC62116:2014	

Figura 7: Inversor fotovoltaico centralizado.

Los inversores centrales requieren de la agrupación previa de los string en las denominadas cajas de string o cajas de primer nivel. Este producto está diseñado para combinar líneas de paneles solares (strings) de hasta 1.500 Vdc, en una sola línea. Cada una de las entradas de línea están protegidas por fusibles y la salida resultante de la combinación está protegida por interruptor seccionador. Esta línea se conectará a la entrada que le corresponda en el inversor fotovoltaico centralizado.

INNERGY

STRING COMBINER BOX 1500 V DC
16 STRINGS WITH MONITORING



COMPONENT	DESCRIPTION	QUANTITY
DC Cable Type	Solar 1500 V	-
Polyester enclosure (1500 V)	1090 (H) x 852 (W) x 350 (D), IP66	1
Fuse	14x85 mm 1500 Vdc 15A gPV	2 x 8
Fuse holder	14x85 mm 1500 Vdc / 32A	2 x 8
Monitoring System	Up to 32 strings / 20 A string	1
Power supply + Filter	1500 Vdc / 24 Vdc	1
Power supply protection	Fuse + Fuse Holder 2A	2
Surge Protection Device (SPD)	Type II 1500 Vdc	1
Switch disconnecter	Up to 400A - 1500 Vdc / pole	1
Pressure compensator	2 parts set, IP66	1
Cable glands	MAXIblock 1900 SERIES	19
Input	MC4 connector	2 x 16

Figura 8: Ficha técnica de una caja de string tipo de 16 strings.

3.2.2.1. VENTAJAS Y DESVENTAJAS

3.2.2.1.1. COSTO

Los inversores centrales tienen un menor coste por vatio en comparación con los inversores de string, especialmente para plantas solares de gran tamaño.

3.2.2.1.2. MANTENIMIENTO

El mantenimiento preventivo o predictivo es más complejo y deja sin funcionamiento a una gran parte de la PSFV viéndose afectada la producción energética. Además, monitorear y localizar fallas individuales puede ser más complicado en un sistema con inversores centrales debido a la gran cantidad de cadenas de módulos conectadas en el inversor central.

3.2.2.1.3. TOLERANCIA A FALLAS

Si un inversor central falla, puede afectar a toda la planta solar o una gran sección de ella, lo que puede llevar a una mayor pérdida de producción y tiempo de inactividad.

3.2.2.1.4. INSTALACIÓN

Los inversores centrales requieren de compactación y nivelación del terreno, así como de una losa de hormigón como cimentación. Asimismo, para la instalación se requiere de un equipo especializado debido a su envergadura y peso. Además, esto implica una pérdida de superficie útil para la instalación de módulos fotovoltaicos.

3.2.2.1.5. FLEXIBILIDAD Y MODULARIDAD

Los inversores centrales no se adaptan tan bien a los diferentes diseños y tamaños de plantas ya que al tener capacidades tan elevadas, no pueden estar divididos en pequeñas islas y requieren de grandes y homogéneas islas fotovoltaicas para su implementación.

3.2.2.1.6. COMPLEJIDAD

El diseño de una PSFV con inversores centrales puede ser más simple puesto el número de inversores se reduce drásticamente. Es por ello, el sistema SCADA conlleva menos horas de ingeniería y puede ser más manejable.

3.2.2.1.7. CABLEADO

La configuración de los inversores centrales requiere de menor cableado en corriente alterna ya que se elimina prácticamente en su totalidad. No obstante, incrementa la longitud y secciones de cableado en corriente continua. De esta manera también se tendrán diferentes tipos de secciones siendo más complejo a nivel de ejecución. Por lo tanto, se considera que el inversor central tiene una desventaja respecto al de string desde el punto de vista de cableado.

3.2.2.2. CONCLUSIONES

Como se ha visto en lo expuesto en los anteriores epígrafes, el uso de inversores centrales puede ser más económico respecto a los inversores de string lo que puede ser una gran ventaja a nivel de amortización de la instalación.

Asimismo, los inversores centrales permiten un monitoreo y control más centralizado del sistema lo que facilita la supervisión de la planta. No obstante, la localización específica de las fallas a nivel de string puede ser mucho más compleja puesto la cantidad de string conectados a un mismo inversor es elevada.

Por otro lado, el fallo de uno de estos inversores dejaría sin funcionamiento a una gran parte de la planta solar fotovoltaica lo que se traduciría en una pérdida importante de generación eléctrica. Además, la complejidad de estos equipos hace que solventar los fallos que se puedan producir en ellos sea más costoso, así como sustituir los mismos motivado también por su envergadura.

Y por último su instalación implica una pérdida de superficie útil, así como la necesidad de un equipo especializado para su instalación.

3.3. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

3.3.1. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Las alternativas de tecnología en relación al tipo de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos pasan por módulos monofaciales o bifaciales dependiendo del número de caras sensibles a la luz solar.

Cada tipo de módulo fotovoltaico tiene sus ventajas y desventajas, por lo que es importante evaluar las necesidades y características de la planta antes de tomar una decisión.

3.3.1.1. MONOFACIAL

Como ya se ha adelantado en el epígrafe anterior, los módulos fotovoltaicos monofaciales son aquellos que únicamente poseen una cara sensible a la luz solar.

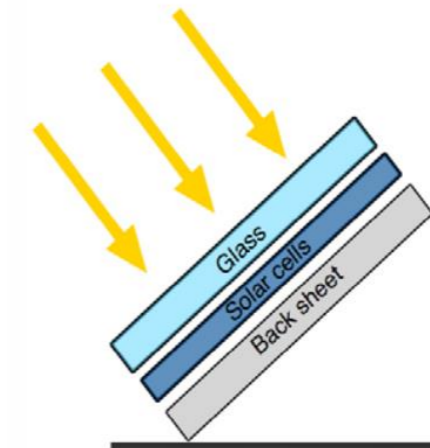


Figura 9: Estructura módulo fotovoltaico monofacial.

Esto se debe a que están formados por 3 capas básicas: vidrio, células solares y lámina posterior de TPT. En consecuencia, el módulo fotovoltaico sólo puede absorber la luz solar directa que incide sobre su superficie frontal ya que la lámina posterior no es transparente.



TITAN
HIGH PERFORMANCE
MONOCRYSTALLINE PERC MODULE

G5.6

RSM132-8-655M-675M

132 CELL Mono PERC Module	655-675Wp Power Output Range
1500VDC Maximum System Voltage	21.7% Maximum Efficiency

132

KEY SALIENT FEATURES

- Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing
- Industry leading lowest thermal co-efficient of power
- Industry leading 12 years product warranty
- Excellent low irradiance performance
- Excellent PID resistance
- Positive power tolerance of 0~+3%
- Dual stage 100% EL inspection warranting defect-free product
- Module Imp binning radically reduces string mismatch losses
- Excellent wind load 2400Pa & snow load 5400Pa under certain installation method
- Comprehensive product and system certification
 - + IEC61215:2016; IEC61730-1/-2:2016;
 - + ISO 9001:2015 Quality Management System
 - + ISO 14001:2015 Environmental Management System
 - + ISO 45001:2018 Occupational Health and Safety Management System

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY
12 year Product Warranty / 25 year Linear Power Warranty



84.8%

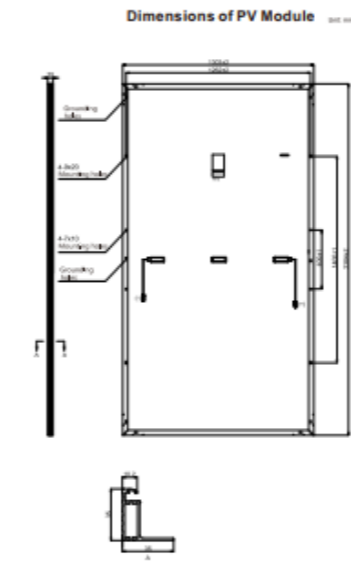
** Please check the valid version of Limited Product Warranty which is officially released by Risen Energy Co., Ltd.*

SENERGY CO., LTD.

an Energy is a leading, global tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic ducts and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale ver generation. The company, founded in 1986, and publicly listed in 2010, compels value ervation for its chosen global customers. Techno-commercial innovation, underpinned by isummate quality and support, encircle Risen Energy's total Solar PV business solutions ich are among the most powerful and cost-effective in the industry. With local market sence and strong financial bankability status, we are committed, and able, to building itagic, mutually beneficial collaborations with our partners, as together we capitalise on rising value of green energy.

han Industry Zone, Mellin, Ninghai 315609, Ningbo | PRC
: +86-574-59953239 Fax: +86-574-59953599
mail: marketing@risenenenergy.com Website: www.risenenenergy.com





ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM132-8-655M	RSM132-8-660M	RSM132-8-665M	RSM132-8-670M	RSM132-8-675M
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	655	660	665	670	675
Open Circuit Voltage-Voc(V)	45.55	45.75	45.95	46.15	46.35
Short Circuit Current-Isc(A)	18.28	18.33	18.38	18.43	18.48
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	37.94	38.12	38.30	38.48	38.66
Maximum Power Current-Imp(A)	17.27	17.32	17.37	17.42	17.47
Module Efficiency (%) *	21.1	21.2	21.4	21.6	21.7

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.
* Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

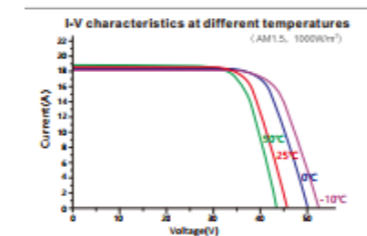
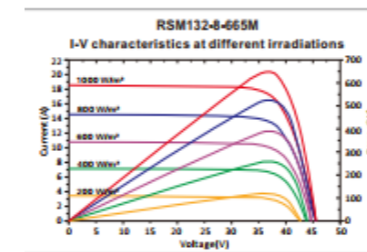
ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM132-8-655M	RSM132-8-660M	RSM132-8-665M	RSM132-8-670M	RSM132-8-675M
Maximum Power-Pmax (Wp)	496.2	500.0	503.8	507.6	511.5
Open Circuit Voltage-Voc (V)	42.36	42.55	42.73	42.92	43.10
Short Circuit Current-Isc (A)	14.99	15.03	15.07	15.11	15.15
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	35.21	35.38	35.54	35.71	35.88
Maximum Power Current-Imp (A)	14.09	14.13	14.17	14.21	14.25

NMOT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar cells	Monocrystalline
Cell configuration	132 cells (6×11+6×11)
Module dimensions	2384×1303×35mm
Weight	33.5kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	White Back-sheet
Frame	Anodized Aluminium Alloy, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm ² , Positive(+)350mm, Negative(-)230mm (Connector Included)
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68



Our Partners:

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	44°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.34%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	30A
Limiting Reverse Current	30A

PACKAGING CONFIGURATION

Number of modules per container	40ft(HQ)
Number of modules per pallet	558
Number of pallets per container	31
Number of pallets per container	18
Packaging box dimensions (LxWxH) in mm	1320×1120×2515
Box gross weight[kg]	1065

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.
©2023 Risen Energy. All rights reserved. Contents included in this datasheet are subject to change without notice.
No special undertaking or warranty for the suitability of special purpose or being installed in extraordinary surroundings is granted unless as otherwise specifically committed by manufacturer in contract document.

THE POWER OF RISING VALUE

3.3.1.1.1. VENTAJAS Y DESVENTAJAS

3.3.1.1.1.1. COSTO

Los módulos monofaciales suelen ser más económicos en comparación con los módulos bifaciales, lo que puede reducir el costo total de la instalación fotovoltaica.

3.3.1.1.1.2. RENDIMIENTO

En instalaciones con superficies reflectantes cercanas, como suelos claros o superficies de agua, los módulos monofaciales tienen un rendimiento inferior en comparación con los módulos bifaciales, lo que supondría una mayor superficie de ocupación para alcanzar la producción de una planta con paneles bifaciales y, por consiguiente, mayor afección al territorio y los valores naturales que tenga.

3.3.1.1.1.3. CAPTACIÓN SOLAR

Los módulos monofaciales solo pueden aprovechar la luz solar que incide directamente en su cara frontal, lo que limita su capacidad para capturar energía reflejada o difusa que proviene del entorno circundante.

3.3.1.1.1.4. DURABILIDAD

Los módulos monofaciales solo disponen de capa de vidrio en la cara superior lo que reduce su resistencia y durabilidad. Este aspecto implica una mayor generación de residuos a lo largo del tiempo, al requerir su sustitución con una frecuencia mayor que los bifaciales.

3.3.1.2. BIFACIAL

Los módulos fotovoltaicos bifaciales pueden captar la irradiación solar a través de sus dos caras superficiales ya que su capa posterior no es opaca como en el caso de los módulos monofaciales. Así, la estructura de los módulos bifaciales es la siguiente: vidrio de cubierta frontal, celdas solares y vidrio de cubierta posterior.

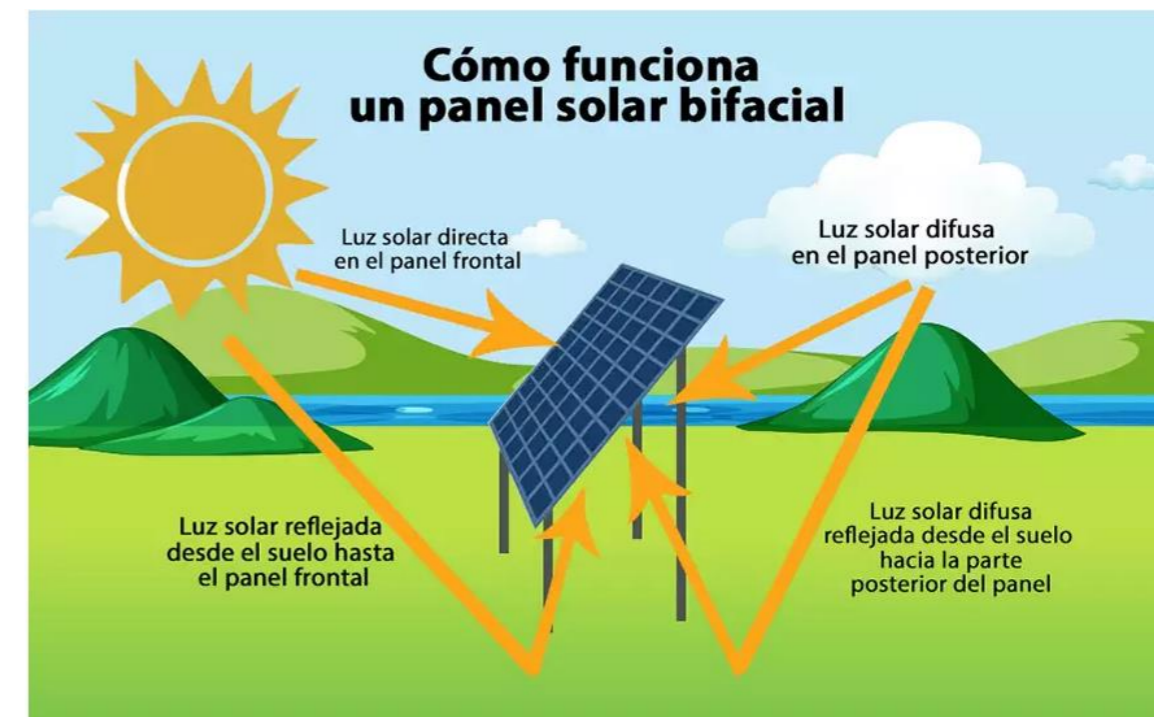


Figura 10: Módulo fotovoltaico bifacial.

Este hecho hace que se obtenga una mayor producción de energía eléctrica por metro cuadrado, pudiendo llegar a ser hasta un 30% superior con respecto a los módulos fotovoltaicos monofaciales, reduciendo así la superficie necesaria para alcanzar una misma producción.

A pesar de que el coste de estos módulos fotovoltaicos es más elevado en comparación con los módulos fotovoltaicos monofaciales, la mayor producción de energía eléctrica hace que mejore la rentabilidad del proyecto y el retorno de inversión de la instalación.

Draft 132

NewT@N

N-TYPE BIFACIAL MODULE

RSM132-8-670BNDG-690BNDG

132 CELL
N-type Module

1500VDC
Maximum System Voltage

670-690Wp
Power Output Range

22.2%
Maximum Efficiency

KEY SALIENT FEATURES

- Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing
- N-type solar cell without LID caused by B-O, power degradation in 1st year is no more than 1%
- Better Temperature Coefficient
- Bifacial technology enables additional energy harvesting from rear side (up to 30%)
- Excellent low irradiance performance
- Excellent PID resistance
- Positive tight power tolerance
- Dual stage 100% EL Inspection warranting defect-free product
- Module Imp binning radically reduces string mismatch losses
- Excellent wind load 2400Pa & snow load 5400Pa under certain installation method
- Comprehensive product and system certification
 - IEC61215:2016, IEC61730-1/2:2016;
 - ISO 9001:2015 Quality Management System
 - ISO 14001:2015 Environmental Management System
 - ISO 45001:2018 Occupational Health and Safety Management System

RISEN ENERGY CO., LTD.

Risen Energy is a leading, global tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale power generation. The company, founded in 1996, and publicly listed in 2010, compels value generation for its chosen global customers. Techno-commercial innovation, underpinned by consummate quality and support, encircle Risen Energy's total Solar PV business solutions which are among the most powerful and cost-effective in the industry. With local market presence and strong financial bankability status, we are committed, and able, to building strategic, mutually beneficial collaborations with our partners, as together we capitalise on the rising value of green energy.

Tashan Industry Zone, Meilin, Ninghai 315609 Ningbo | PRC
Tel: +86-574-59953239 Fax: +86-574-59953599
E-mail: marketing@risenenergy.com Website: www.risenenergy.com

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY
12 year Product Warranty / 30 year Linear Power Warranty

• Please check the valid version of Linear Product Warranty which is officially released by Risen Energy Co., Ltd.

Our Partners:

NewT@N

Dimensions of PV Module Unit: mm

ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM132-8-670BNDG	RSM132-8-675BNDG	RSM132-8-680BNDG	RSM132-8-685BNDG	RSM132-8-690BNDG
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	670	675	680	685	690
Open Circuit Voltage-Voc(V)	47.17	47.36	47.55	47.74	47.93
Short Circuit Current-Isc(A)	17.90	17.96	18.02	18.08	18.14
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	39.34	39.52	39.70	39.88	40.06
Maximum Power Current-Impp(A)	17.04	17.09	17.14	17.19	17.24
Module Efficiency (%) *	21.6	21.7	21.9	22.1	22.2

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3, Bifacial factor: 80%±5 * Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

Electrical characteristics with 10% rear side power gain

	737	743	749	754	760
Total Equivalent power -Pmax (Wp)	737	743	749	754	760
Open Circuit Voltage-Voc(V)	47.17	47.36	47.55	47.74	47.93
Short Circuit Current-Isc(A)	19.69	19.76	19.82	19.89	19.95
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	39.34	39.52	39.70	39.88	40.06
Maximum Power Current-Impp(A)	18.74	18.80	18.85	18.91	18.96

Rear side power gain: The additional gain from the rear side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM132-8-670BNDG	RSM132-8-675BNDG	RSM132-8-680BNDG	RSM132-8-685BNDG	RSM132-8-690BNDG
Maximum Power-Pmax (Wp)	507.6	511.4	515.3	519.1	523.0
Open Circuit Voltage-Voc(V)	43.87	44.04	44.22	44.40	44.57
Short Circuit Current-Isc (A)	14.68	14.73	14.78	14.83	14.87
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	36.51	36.67	36.84	37.01	37.18
Maximum Power Current-Impp (A)	13.90	13.95	13.99	14.03	14.07

NMOT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar cells	N-type
Cell configuration	132 cells (6×11+6×11)
Module dimensions	2384×1303×35mm
Weight	40kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	Tempered Glass
Frame	High strength alloy steel
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm ² (12AWG), Positive(+)/350mm, Negative(-)/350mm (Connector Included)
Connector	Risen Twinseal PV-SY02, IP68

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	42°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.26%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.046%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.32%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	35A
Limiting Reverse Current	35A

PACKAGING CONFIGURATION

Number of modules per container	40ft(HQ)
Number of modules per pallet	527
Number of pallets per container	31
Box gross weight[kg]	17
	1290

Our Partners:

I-V characteristics at different irradiances

I-V characteristics at different temperatures (AM1.5, 1000W/m²)

Figura 11: Especificaciones técnicas de módulos fotovoltaicos bifaciales propuestos.

3.3.1.2.1. VENTAJAS Y DESVENTAJAS

3.3.1.2.1.1. COSTO

Los módulos bifaciales tienden a ser más costosos que los módulos monofaciales debido a su tecnología y diseño más complejos. No obstante, en la actualidad pueden verse módulos bifaciales y monofaciales con precios prácticamente idénticos.

3.3.1.2.1.2. RENDIMIENTO

En entornos con superficies reflectantes, los módulos bifaciales pueden aprovechar la luz solar reflejada, lo que resulta en un rendimiento superior en comparación con los módulos monofaciales.

3.3.1.2.1.3. CAPTACIÓN SOLAR

Los módulos bifaciales pueden capturar la luz solar directa en su cara frontal, así como la luz solar reflejada desde la parte posterior, lo que les permite producir más energía en comparación con los módulos monofaciales. El aumento de energía producida puede verse incrementado en hasta un 10%.

3.3.1.2.1.4. DURABILIDAD

Los módulos bifaciales tienen una estructura de vidrio en ambas caras, lo que aumenta su resistencia y durabilidad en comparación con los módulos monofaciales.

3.3.1.3. CONCLUSIONES

Como se ha apreciado en los epígrafes anteriores, los módulos bifaciales pueden aumentar en hasta un 10% la producción de energía eléctrica. Esto es una gran ventaja en una PSFV ya que permitirá amortizar la instalación en menor tiempo y reducir los impactos ambientales derivados de la ocupación del territorio, al ser menor la superficie necesaria para alcanzar la producción deseada.

Asimismo, en la actualidad, los precios para los módulos monofaciales están en torno 0,29 €/Wp y para los módulos bifaciales 0,32 €/Wp por lo que la diferencia no es tan elevada y puede verse gratamente compensada con el aumento de generación de energía de los módulos bifaciales.

3.3.2. TIPO DE MATERIAL

Los módulos fotovoltaicos están fabricados con células de silicio o por otros materiales semiconductores.

Por un lado, en el caso del silicio, se extrae de minas en forma de cuarzo o materiales similares. Ahora bien, el proceso de transformación del mineral puede dar lugar al silicio monocristalino o policristalino. En consecuencia, los módulos fotovoltaicos pueden ser fabricados a partir de estos dos tipos de silicio.

Por otro lado, tenemos los módulos fabricados a base de diferentes tipos de materiales semiconductores los cuales se desglosa con más detalle en el epígrafe 3.3.2.3.

Cada tipo de módulo fotovoltaico tiene sus ventajas y desventajas, por lo que es importante evaluar las necesidades y características de la planta antes de tomar una decisión.

3.3.2.1. MONOCRISTALINO

Los módulos fotovoltaicos monocristalinos están compuestos por células de un único cristal de silicio. Estas células se obtienen cortando un solo cristal de silicio, lo que resulta en una estructura homogénea con una disposición ordenada de los átomos de silicio.



Figura 12: Módulo fotovoltaico monocristalino.

3.3.2.1.1. VENTAJAS Y DESVENTAJAS

3.3.2.1.1.1. COSTO

Los módulos monocristalinos tienden a ser más costosos de producir en comparación con los módulos policristalinos debido a la complejidad del proceso de fabricación y al mayor uso de material. No obstante, la diferencia en costos ha disminuido con el tiempo debido a las mejoras en la tecnología de fabricación.

3.3.2.1.1.2. RENDIMIENTO

Los módulos monocristalinos tienen una mayor eficiencia en la conversión de la luz solar en electricidad en comparación con los módulos policristalinos. Esto significa que pueden generar más energía con la misma cantidad de luz solar.

3.3.2.1.1.3. CAPTACIÓN SOLAR

Los módulos monocristalinos tienen una mayor capacidad para generar electricidad en condiciones de luz solar baja, lo que los hace adecuados para áreas con climas nublados o con menor radiación solar. No obstante, los módulos monocristalinos pueden ser más susceptibles a la pérdida de rendimiento debido al sombreado parcial, ya que la interrupción de la luz en un solo panel puede afectar a toda la cadena conectada en serie.

3.3.2.1.1.4. SUPERFICIE

Debido a su mayor eficiencia, los módulos monocristalinos pueden producir la misma cantidad de energía que los módulos policristalinos ocupando menos espacio, lo que es beneficioso en instalaciones con limitaciones de espacio.

3.3.2.2. POLICRISTALINO

Un módulo fotovoltaico policristalino es un tipo de panel solar que utiliza células solares fabricadas a partir de lingotes de silicio policristalino. Estas células se obtienen fundiendo y solidificando múltiples cristales de silicio, lo que resulta en una estructura menos uniforme con una disposición menos ordenada de los átomos de silicio.

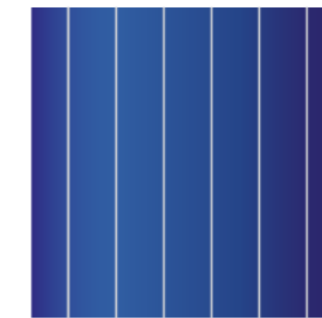


Figura 13: Módulo fotovoltaico policristalino.

3.3.2.2.1. VENTAJAS Y DESVENTAJAS

3.3.2.2.1.1. COSTO

Los módulos policristalinos son más económicos de producir en comparación con los módulos monocristalinos, lo que los hace más asequibles para instalaciones con presupuestos limitados.

3.3.2.2.1.2. RENDIMIENTO

Los módulos policristalinos tienen una eficiencia ligeramente inferior en comparación con los módulos monocristalinos, lo que significa que pueden generar menos energía con la misma cantidad de luz solar.

3.3.2.2.1.3. CAPTACIÓN SOLAR

Los módulos monocristalinos tienen una menor capacidad para generar electricidad en condiciones de luz solar baja, lo que los hace adecuados para áreas con climas nublados o con menor radiación solar.

3.3.2.2.1.4. SUPERFICIE

Debido a su menor eficiencia, los módulos policristalinos pueden requerir más espacio para generar la misma cantidad de energía que los módulos monocristalinos.

3.3.2.3. PELÍCULA DELGADA (“THIN FILM”)

Los módulos fotovoltaicos *thin film* son una tecnología de generación de energía solar que se diferencia de los módulos tradicionales de silicio cristalino en términos de su diseño y producción. En lugar de utilizar células solares de silicio cristalino, los módulos de película delgada emplean materiales semiconductores depositados en capas muy delgadas sobre un sustrato.



Figura 14: Módulo fotovoltaico thin film.

Los tipos más comunes de materiales semiconductores utilizados en la fabricación de módulos *thin film* son:

- **Teluro de cadmio (CdTe):** En esta tecnología, se deposita una capa de telururo de cadmio sobre un sustrato de vidrio. Los módulos CdTe son conocidos por tener una alta eficiencia de conversión y un bajo costo de producción. La empresa First Solar es uno de los principales actores en la fabricación de módulos CdTe.
- **Cobre indio galio y selenio (CIGS):** Los módulos CIGS utilizan una capa de materiales compuestos de cobre, indio, galio y selenio depositados sobre un sustrato flexible. Estos módulos son versátiles en términos de aplicaciones y tienen potencial para lograr alta eficiencia y flexibilidad.
- **Silicio amorfo (a-Si):** En esta tecnología, una capa delgada de silicio amorfo se deposita sobre un sustrato, que puede ser vidrio o material flexible. Aunque los módulos a-Si no tienen eficiencias tan altas como otras tecnologías, tienen ventajas en términos de flexibilidad y adaptabilidad.
- **Perovskitas:** Las perovskitas son un tipo emergente de material fotovoltaico que ha ganado mucha atención en los últimos años. Estos materiales pueden ser depositados en capas delgadas y prometen alta eficiencia y bajos costos, aunque aún están en etapas de desarrollo.

FIRST SOLAR SERIE 6

TIPOS DE MODELOS Y CLASIFICACIONES EN CONDICIONES DE PRUEBA ESTÁNDAR (1000W/m², AM 1.5, 25°C) ¹								
VALORES NOMINALES		FS-6430 FS-6430A	FS-6435 FS-6435A	FS-6440 FS-6440A	FS-6445 FS-6445A	FS-6450 FS-6450A	FS-6455 FS-6455A	FS-6460 FS-6460A
Potencia nominal ³ (-0/+5%)	P _{MAX} (W)	430	435	440	445	450	455	460
Eficiencia (%)	%	17.4	17.6	17.8	18.0	18.2	18.4	18.6
Voltaje en P _{MAX}	V _{MAX} (V)	182.6	183.6	184.7	185.7	186.8	187.8	188.8
Corriente en P _{MAX}	I _{MAX} (A)	2.36	2.37	2.38	2.40	2.41	2.42	2.44
Voltaje de circuito abierto	V _{OC} (V)	219.2	219.6	220.0	220.4	221.1	222.0	222.9
Corriente de cortocircuito	I _{SC} (A)	2.54	2.55	2.55	2.56	2.57	2.58	2.59
Voltaje máximo del sistema	V _{SYS} (V)	1500 ⁵						
Corriente inversa limitante	I _R (A)	5.0						
Corriente máxima del fusible	I _{CF} (A)	5.0						

CLASIFICACIONES A LA TEMPERATURA DE OPERACIÓN NOMINAL DE LA CELDA DE 45°C (800W/m², 20°C temperatura del aire, AM 1.5, 1m/s velocidad del viento) ²								
Potencia nominal	P _{MAX} (W)	324.7	328.5	332.4	336.0	339.9	343.6	347.3
Voltaje en P _{MAX}	V _{MAX} (V)	170.9	172.0	173.1	174.1	175.2	176.2	176.3
Corriente en P _{MAX}	I _{MAX} (A)	1.90	1.91	1.92	1.93	1.94	1.95	1.97
Voltaje de circuito abierto	V _{OC} (V)	207.0	207.3	207.7	208.0	208.8	209.6	210.4
Corriente de cortocircuito	I _{SC} (A)	2.05	2.06	2.06	2.06	2.07	2.08	2.09

CARACTERÍSTICAS RELACIONADAS CON LA TEMPERATURA DE OPERACIÓN		
Rango de temperatura de operación del módulo	(°C)	-40 to +85
Coefficiente de temperatura de P _{MAX}	T _K (P _{MAX})	-0.32%/°C [Rango de temperatura: 25°C to 75°C]
Coefficiente de temperatura de V _{OC}	T _K (V _{OC})	-0.28%/°C
Coefficiente de temperatura de I _{SC}	T _K (I _{SC})	+0.04%/°C

DESCRIPCIÓN MECÁNICA	
Longitud	2009mm
Ancho	1232mm
Grosor	49mm
Área	2.47m ²
Peso del módulo	34.5kg
Cable conductor ⁶	2.5mm ² , 720mm (+) & mampara (-)
Conectores	MC4-EVO 2 o TE Connectivity PV4-S
Diode de derivación	N/A
Tipo de celda	Semiconductor CdTe de capa fina, hasta 264 celdas
Material del marco	Aluminio anodizado
Vidrio frontal	Reforzado al calor
Vidrio trasero	Reforzado al calor
Encapsulado	Material laminado con borde sellado
Adhesivo del marco al vidrio	Silicona
Capacidad de carga ⁷	2400Pa

INFORMACIÓN DE EMPAQUE			
Módulos por paquete	27	Dimensión del paquete (L x W x H)	2200 x 1300 x 1164mm (86 x 51 x 45.8in)
Paquetes por contenedor de 40'	18	Peso del paquete	1032kg

CERTIFICACIONES Y PRUEBAS⁴

IEC
61215:2016 & 61730-1:2016⁵, CE
61701 Corrosión por niebla salina
60068-2-68 Resistencia al polvo y a la arena

UL
UL 1703 1500V listado⁶
UL 61730 1500V listado

CERTIFICACIONES REGIONALES
InMetro SII
BIS FSEC
MyHijau
Conforme con el Buy American Act (BAA)

EXTENDED DURABILITY TESTS
ANSI/CAN/CSA-C450-18
Secuencial a largo plazo
Prueba Thresher
Resistente a PID

CALIDAD Y EHS
ISO 9001:2015
ISO 14001:2015
ISO 45001:2018
Registrado EPEAT Silver

IEC, UL LISTED, CE, D'E, RoHS

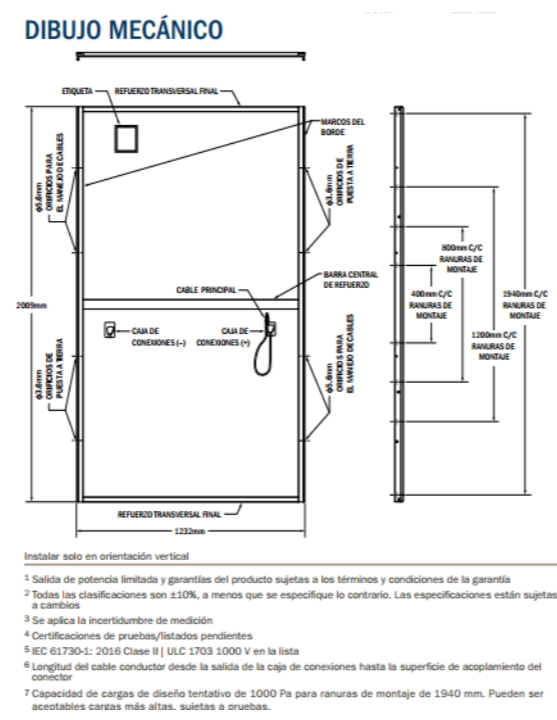


Figura 15: Modulo thin film de CdTe del fabricante First Solar.

3.3.2.3.1. VENTAJAS Y DESVENTAJAS

3.3.2.3.1.1. COSTO

La producción en masa es simple, el proceso de fabricación suele requerir menos energía y agua en comparación con los métodos tradicionales de producción de silicio cristalino. Adicionalmente, las capas semiconductoras son muy delgadas por lo que se requiere menos material. No obstante, al ser menos eficientes se requiere ocupar más superficie y mayor cantidad de módulos para compensar dicha pérdida. De esta forma, se obtienen instalaciones más grandes con un costo similar a las instalaciones que emplean silicio.

3.3.2.3.1.2. RENDIMIENTO

Tienen una eficiencia en general más baja en comparación con las células solares de silicio cristalino lo que significa que se requiere más espacio para generar la misma cantidad de energía. Se puede decir que un módulo de silicio cristalino produce hasta tres o cuatro veces la misma electricidad que uno de película delgada para la misma cantidad de espacio.

3.3.2.3.1.3. CAPTACIÓN SOLAR

Los módulos *thin film* tienden a tener un mejor rendimiento en condiciones de luz solar baja en comparación con los paneles solares de silicio cristalino. Esto se debe a las propiedades de absorción y captura de luz de los materiales utilizados.

3.3.2.3.1.4. SUPERFICIE

Debido a su menor eficiencia, se requiere la instalación de mayor cantidad de módulos para igualdad de potencia por lo que se ocupa una mayor superficie en comparación con los módulos fotovoltaicos con base de silicio.

No obstante, en cuanto a superficie algunos de los modelos utilizados son flexibles, lo que les permite adaptarse a superficies curvas o irregulares, lo que amplía las posibilidades de mejor uso de la superficie disponible.

3.3.2.4. CONCLUSIONES

Como se ha analizado en los puntos anteriores, el costo económico de los tres materiales analizados es bastante similar en la actualidad. Aunque los módulos de película delgada son más económicos, estos son menos eficientes por lo que se requiere mayor superficie de ocupación para compensar la pérdida de producción.

Es por ello que, a igualdad de estas condiciones, el término más restrictivo es la eficiencia de los módulos. En este caso, los módulos monocristalinos son los más eficientes en la actualidad por lo que conllevarán una mayor producción de energía en el menor espacio ocupado.

3.4. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

En el ámbito de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica a gran escala, existen diversas tecnologías de baterías que se utilizan para almacenar grandes cantidades de energía y liberarla según sea necesario. A continuación indicamos algunas de estas tecnologías:

1. Baterías de Iones de Litio: Las baterías de iones de litio son ampliamente utilizadas en sistemas de almacenamiento a gran escala debido a su alta densidad de energía, eficiencia y vida útil moderadamente larga. Son utilizadas tanto en aplicaciones estacionarias como en vehículos eléctricos.
2. Baterías de Flujo: Las baterías de flujo almacenan energía en líquidos electrolitos y ofrecen una alta escalabilidad y durabilidad. Son adecuadas para aplicaciones que requieren ciclos de carga y descarga prolongados.
3. Baterías de Sodio-Iones: Similar en concepto a las baterías de iones de litio, las baterías de sodio-iones utilizan sodio en lugar de litio. Son una alternativa potencialmente más económica y pueden ser utilizadas en sistemas de almacenamiento de energía a gran escala.
4. Baterías de Azufre: Las baterías de azufre son conocidas por su alta densidad de energía y bajo costo. Son adecuadas para aplicaciones de almacenamiento de energía a gran escala, como la integración de energía renovable en la red eléctrica.
5. Baterías de Fluoruro-Metal: Esta tecnología emergente utiliza fluoruro y metales como

componentes clave de la batería, lo que puede conducir a una mayor densidad de energía y un rendimiento mejorado en comparación con las baterías de iones de litio.

6. Baterías de Estado Sólido: Estas baterías reemplazan los electrolitos líquidos por materiales sólidos, lo que puede mejorar la seguridad, la vida útil y la densidad de energía. Aunque aún están en desarrollo, se consideran prometedoras para aplicaciones de almacenamiento a gran escala.
7. Baterías de Aluminio-Iones: Similar en concepto a las baterías de iones de litio, las baterías de aluminio-iones utilizan aluminio en lugar de litio. Tienen el potencial de ser más seguras y menos costosas que las baterías de iones de litio.
8. Baterías de Litio-Azufre: Estas baterías utilizan azufre como material de cátodo y litio como material de ánodo. Tienen el potencial de ofrecer una densidad de energía excepcionalmente alta y se están investigando para su uso en sistemas de almacenamiento a gran escala.

La elección de la tecnología de batería dependerá de factores como los requisitos de capacidad, vida útil, densidad de energía, costos y aplicaciones específicas. Cada tecnología tiene sus propias ventajas y desafíos, y el avance continuo en la investigación y el desarrollo está llevando a mejoras constantes en el campo de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica a gran escala.

No obstante a lo anterior, la mayor parte de estas tecnologías se encuentra en fase de estudio y desarrollo, y la más avanzada a día de hoy es la tecnología de iones de litio. Sin embargo, esta tecnología dispone de varias variantes las cuales indicamos a continuación.

3.4.1. BATERÍAS DE ÓXIDO DE COBALTO DE LITIO

Las baterías de óxido de cobalto de litio, también conocidas como baterías de LiCoO_2 , son una de las tecnologías de baterías de iones de litio más comunes y ampliamente utilizadas.

3.4.1.1. VENTAJAS E INCONVENIENTES

3.4.1.1.1. COSTO

Las baterías de óxido de cobalto de litio tienden a ser más costosas en comparación con otras tecnologías de baterías, como las de fosfato de hierro-litio (LiFePO_4) o las baterías de níquel-cobalto-manganeso (NCM). Esto puede limitar su viabilidad económica para aplicaciones a gran escala, como el almacenamiento de energía en sistemas fotovoltaicos.

3.4.1.1.2. DENSIDAD

Las baterías de óxido de cobalto de litio tienen una alta densidad de energía, lo que significa que pueden almacenar mucha energía en un espacio relativamente pequeño. Esto puede ser ventajoso para ciertas aplicaciones donde el espacio es limitado, pero puede no ser una prioridad en sistemas de autoconsumo fotovoltaico a gran escala.

3.4.1.1.3. ESTABILIDAD TÉRMICA

Las baterías de LiCoO_2 pueden ser sensibles a la temperatura y pueden volverse inestables o incluso experimentar un calentamiento excesivo en condiciones de alta temperatura o sobrecarga. Esto puede ser una preocupación en sistemas de almacenamiento de energía a gran escala, ya que el control de la temperatura se vuelve más desafiante. Se necesita un sistema de gestión térmica eficiente para garantizar la seguridad y la vida útil de las baterías.

3.4.1.1.4. CICLOS DE VIDA

Las baterías de óxido de cobalto de litio generalmente tienen una vida útil más limitada en términos de ciclos de carga y descarga en comparación con algunas otras tecnologías, como las baterías de fosfato de hierro-litio. Esto podría ser un factor a considerar en sistemas de autoconsumo fotovoltaico, donde se esperan numerosos ciclos de carga y descarga a lo largo del tiempo.

3.4.2. BATERÍAS DE ÓXIDO DE NIQUEL-MANGANESO-COBALTO (NMC)

Las baterías de óxido de níquel-manganeso-cobalto (NMC) son una tecnología de batería de iones de litio que combina tres elementos: níquel, manganeso y cobalto. Estas baterías son conocidas por su capacidad para equilibrar densidad de energía, vida útil, estabilidad térmica y costos en comparación con otras tecnologías de baterías de iones de litio.

3.4.2.1. VENTAJAS E INCONVENIENTES

3.4.2.1.1. COSTO

Las baterías de óxido de NMC tienden a tener un costo moderado en comparación con otras tecnologías como las baterías de óxido de cobalto de litio. Esto se debe en parte a la combinación de materiales de cátodo, lo que puede reducir la dependencia del costoso cobalto. En comparación con las baterías de óxido de cobalto de litio, las NMC pueden ser más asequibles, lo que puede ser beneficioso para proyectos de almacenamiento de energía a gran escala.

3.4.2.1.2. DENSIDAD

Las baterías de óxido de NMC ofrecen una buena densidad de energía, lo que significa que pueden almacenar un equivalente de energía al de las baterías de óxido de cobalto de litio.

3.4.2.1.3. ESTABILIDAD TÉRMICA

Las baterías de óxido de NMC tienden a ser más estables desde el punto de vista térmico en comparación con las baterías de óxido de cobalto de litio. Aunque todavía pueden ser sensibles a temperaturas extremas, tienen una mejor tolerancia al calor en general. Esto es importante para garantizar la seguridad y la vida útil en sistemas de almacenamiento a gran escala.

3.4.2.1.4. CICLOS DE VIDA

Las baterías de óxido de NMC tienen un ciclo de vida más largo en comparación con las baterías de óxido de cobalto de litio, lo que significa que pueden soportar más ciclos de carga y descarga antes de degradarse significativamente. Esto es beneficioso para aplicaciones de

almacenamiento a largo plazo, como el autoconsumo fotovoltaico, donde las baterías estarán en uso durante muchos años.

3.4.3. BATERÍAS DE ÓXIDO DE NIQUEL-COBALTO-ALUMINIO (NCA)

Las baterías de óxido de níquel-cobalto-aluminio (NCA) son una tecnología de batería de iones de litio que utiliza una combinación de níquel, cobalto y aluminio en el cátodo. Estas baterías se han utilizado ampliamente en vehículos eléctricos y también tienen el potencial de ser utilizadas en sistemas de almacenamiento de energía eléctrica a gran escala para aplicaciones de autoconsumo fotovoltaico.

3.4.3.1. VENTAJAS E INCONVENIENTES

3.4.3.1.1. COSTO

Las baterías de óxido de NCA pueden tener un costo más alto en comparación con algunas otras tecnologías, como las baterías de fosfato de hierro-litio (LiFePO4) o las baterías de níquel-cobalto-manganeso (NCM). Esto se debe en parte a la inclusión de cobalto en la composición. Sin embargo, los costos pueden variar según la disponibilidad de materiales y la economía global.

3.4.3.1.2. DENSIDAD

En comparación con las otras dos variantes de baterías de iones de litio, almacena energía de forma similar por lo que el espacio ocupado no presenta diferencias.

3.4.3.1.3. ESTABILIDAD TÉRMICA

Las baterías de óxido de NCA suelen tener una buena estabilidad térmica en comparación con las baterías de óxido de cobalto de litio. Sin embargo, como con todas las tecnologías de baterías de iones de litio, el control de la temperatura es esencial para garantizar la seguridad y la vida útil en sistemas de almacenamiento a gran escala.

3.4.3.1.4. CICLOS DE VIDA

Las baterías de óxido de NCA tienden a tener una vida útil razonable en términos de ciclos de

carga y descarga. Si se gestionan y operan adecuadamente, pueden soportar una cantidad significativa de ciclos, lo que las hace adecuadas para aplicaciones de almacenamiento de energía a largo plazo, como el autoconsumo fotovoltaico.

3.4.4. BATERÍAS FERROFOSFATO DE LITIO (LFP)

Las baterías de fosfato de hierro-litio LiFePO4 o LFP son una tecnología de batería de iones de litio que utiliza fosfato de hierro como material de cátodo. Son conocidas por su durabilidad, estabilidad térmica y seguridad, lo que las hace adecuadas para una variedad de aplicaciones, incluido el almacenamiento de energía eléctrica a gran escala en sistemas de autoconsumo fotovoltaico.

3.4.4.1. VENTAJAS E INCONVENIENTES

3.4.4.1.1. COSTO

Las baterías LiFePO4 o LFP tienden a ser más costosas en comparación con algunas otras tecnologías, como las baterías de níquel-cobalto-manganeso (NCM). Esto se debe a la menor densidad de energía de las baterías LFP, lo que puede requerir más materiales para lograr la misma capacidad de almacenamiento. Sin embargo, su larga vida útil y estabilidad térmica pueden hacer que su costo se justifique a largo plazo.

3.4.4.1.2. DENSIDAD

Las baterías LFP tienen una densidad de energía moderada en comparación con algunas otras tecnologías de baterías de iones de litio. Esto significa que pueden almacenar una cantidad razonable de energía en un espacio determinado, pero pueden ocupar un poco más de espacio en comparación con baterías de mayor densidad de energía.

3.4.4.1.3. ESTABILIDAD TÉRMICA

Las baterías LiFePO4 son conocidas por su alta estabilidad térmica. Son menos propensas a sufrir sobrecalentamiento y problemas de seguridad en comparación con otras tecnologías de baterías de iones de litio. Esto es especialmente importante en sistemas de almacenamiento a gran escala, donde el control de la temperatura puede ser un desafío.

3.4.4.1.4. **CICLOS DE VIDA**

Las baterías LFP tienen una vida útil excepcionalmente larga en términos de ciclos de carga y descarga. Pueden soportar un alto número de ciclos sin degradación significativa, lo que las hace ideales para aplicaciones de almacenamiento de energía a largo plazo como el autoconsumo fotovoltaico.

3.4.5. **BATERÍAS ÓXIDO DE TITANATO DE LITIO (LTO)**

Las baterías de óxido de titanato de litio (LTO) son una tecnología de batería de iones de litio que utiliza óxido de titanato de litio como material de ánodo en lugar de grafito, que se encuentra comúnmente en otras baterías de iones de litio. Las baterías LTO son conocidas por sus características únicas que las hacen adecuadas para aplicaciones específicas, aunque sus características pueden diferir de otras tecnologías.

3.4.5.1. **VENTAJAS E INCONVENIENTES**

3.4.5.1.1. **COSTO**

Las baterías LTO tienden a ser más costosas en comparación con algunas otras tecnologías de baterías de iones de litio. Esto se debe en parte a los materiales utilizados en la composición de la batería. Sin embargo, su larga vida útil y características de rendimiento pueden hacer que su costo se justifique en aplicaciones de alto ciclo.

3.4.5.1.2. **DENSIDAD**

Las baterías LTO tienen una densidad de energía más baja en comparación con algunas otras tecnologías de baterías de iones de litio. Esto significa que pueden almacenar menos energía por unidad de volumen o peso. Como resultado, las baterías LTO pueden requerir más espacio físico para almacenar la misma cantidad de energía que otras baterías con mayor densidad de energía.

3.4.5.1.3. **ESTABILIDAD TÉRMICA**

Tienen características similares a las baterías LFP por lo que desde el punto de vista térmico son muy recomendables.

3.4.5.1.4. **CICLOS DE VIDA**

Pueden incluso superar los ciclos de vida de las baterías LFP por lo que pueden ser una buena opción para almacenamiento de energía a largo plazo.

Indicamos a continuación las tres variantes más importantes basadas en esta tecnología:

1. **Cátodo de Óxido de Cobalto (LiCoO₂):** Esta es una de las tecnologías de iones de litio más antiguas y se utiliza en muchas baterías de dispositivos electrónicos y vehículos eléctricos. Tiene una alta densidad de energía, pero puede ser propenso al calentamiento y la inestabilidad térmica.
2. **Cátodo de Óxido de Níquel- Manganeseo-Cobalto (NMC):** Estas baterías utilizan una combinación de níquel, cobalto y manganeso en el cátodo para lograr un equilibrio entre densidad de energía, vida útil y estabilidad térmica. Vienen en diferentes formulaciones que varían en la proporción de los metales utilizados.
3. **Cátodo de Óxido de Níquel-Cobalto-Aluminio (NCA):** Similar al NMC, el cátodo de NCA utiliza aluminio en lugar de manganeso. Se utiliza en baterías de alto rendimiento, como las utilizadas en vehículos eléctricos.
4. **Ferrosulfato de litio (LFP):** Las baterías LFP son conocidas por su alta seguridad, vida útil prolongada y estabilidad térmica. Si bien tienen una densidad de energía algo menor, son adecuadas para aplicaciones que priorizan la durabilidad y la seguridad, como sistemas de almacenamiento de energía a gran escala.
5. **Cátodo de Óxido de Titanato de Litio (LTO):** Las baterías LTO son valoradas por su alta tasa de carga y descarga, así como por su larga vida útil. Aunque tienen una densidad de energía más baja, son ideales para aplicaciones que requieren ciclos de carga y descarga frecuentes.

3.4.6. CONCLUSIONES

Debido a los aspectos mencionados anteriormente, las baterías de óxido de cobalto de litio podrían no ser la opción óptima para sistemas de almacenamiento de energía a gran escala en instalaciones fotovoltaicas. Otras tecnologías como las baterías LFP o incluso las de níquel-cobalto-manganeso podrían ser más adecuadas debido a su mejor relación entre costo, densidad de energía, estabilidad térmica y vida útil.

Respecto las baterías de óxido de níquel-manganeso-cobalto (NMC), son una opción sólida para sistemas de almacenamiento de energía eléctrica a gran escala en aplicaciones de autoconsumo fotovoltaico. Ofrecen un buen equilibrio entre densidad de energía, vida útil, estabilidad térmica y costos, lo que las hace adecuadas para proyectos que buscan optimizar estos aspectos clave. Sin embargo, respecto a las baterías LFP son menos seguras y más propensas a experimentar problemas de sobrecalentamientos. Además, tienen una vida útil inferior, así como un costo más elevado.

Sobre las baterías de óxido de níquel-cobalto-aluminio (NCA) pueden ser adecuadas para sistemas de almacenamiento de energía eléctrica a gran escala en aplicaciones de autoconsumo fotovoltaico. Ofrecen una combinación de alta densidad de energía, estabilidad térmica razonable y vida útil aceptable. Sin embargo, debido a las consideraciones de costo y disponibilidad de materiales, no son una opción a tener en cuenta.

Por otro lado, las baterías LFP son una excelente opción para sistemas de almacenamiento de energía eléctrica a gran escala en aplicaciones de autoconsumo fotovoltaico. Aunque su densidad de energía puede ser más baja en comparación con algunas otras tecnologías, su larga vida útil, estabilidad térmica y seguridad hacen que sean confiables y eficientes para el almacenamiento de energía renovable. Por lo tanto, se considera este tipo de baterías como una opción sólida para sistemas de almacenamiento de energía eléctrica a gran escala en aplicaciones de autoconsumo fotovoltaico. Aunque pueden tener un costo inicial más alto y una densidad de energía moderada, su durabilidad, estabilidad térmica y ciclos de vida prolongados los convierten en una elección atractiva para proyectos de largo plazo que priorizan la confiabilidad y la seguridad.

Y por último, respecto a las baterías de óxido de titanato de litio (LTO) estas tienen una vida útil superior a las LFP y suelen ser más asequibles económicamente. Sin embargo, tienen una densidad de energía más baja en comparación las LFP y son menos seguras y afectadas por la estabilidad térmica.



Intensium® Shift

3.0MWh high energy lithium-ion battery storage container

The Intensium® Shift is Saft's modular and ready to install containerized Energy Storage System (ESS), enabling space-optimized utility-scale storage solutions for renewables and power grids.

Benefits at a glance

1 Compact modularity

- 3 MWh high energy building block suitable for storage projects up to Gigawatt-hours scale
- Able to address 2 to 8 hours applications through multiple container paralleling
- Reduced floorspace per MWh for full system installation compatible with most Power Conversion Systems available in the market

2 De-risked projects

- Full system including controls designed by Saft
- Fully assembled, tested and certified in Saft factories
- Easy transport by road and sea
- Quick and cost-effective installation, 'plug and play' delivered

3 Maximized economics

- Optimized energy and power availability over state of charge
- Multiple charge-discharge cycles per day with minimum auxiliary consumption
- Long lifetime cells and optimum thermal management
- High availability and service ability

4 Low maintenance

Real-time battery control, supervision and big-data publishing platform for enhanced analytics and services with Saft I-Sight

5 Safety driven design

Guaranteed safe behavior during operations and in case of an abusive event, protecting assets, operators and first responders



Built with Lithium Iron Phosphate (LFP) cells, the Intensium® Shift is a fully integrated storage system with high levels of safety and operational reliability designed for 2 to 8 hours energy shifting applications. Thanks to its line-up architecture with modular, 'plug and play' building blocks, large utility systems can be realized quickly and with minimum space occupancy

Applications

- Renewable integration: smoothing, shifting, minimizing curtailment
- Peaking capacity
- Transmission & Distribution grid support

Features

Advanced industrial design offering highest safety and robustness

- 20-foot outdoor container with reduced installation distance requirements
- Integrated thermal management system, safety barriers and control interfaces with easily accessible control and distribution room
- Fully assembled and tested within Saft manufacturing hubs with minimized, fast, and replicable site-works installation

Proven architecture for high availability

- Individually connectible strings with one Battery Management Module per string
- Master Battery Management for global charge and discharge management, auxiliary equipment monitoring and diagnostic functions
- Multi-container paralleling into virtual battery banks. Augmentation enabled



Sophisticated battery management for enhanced operability

- Monitoring and control of voltage, current and temperature
- Balancing of State of Charge (SoC) between cells and strings
- Indication of State of Health (SoH) integrating cycling and calendar aging
- I-Sight digital platform for external communication, remote monitoring and supervision, data management with a high cybersecurity level

Advanced thermal management system based on air conditioning unit and controllable fans

- Optimum operating temperature for long lifetime of battery cells
- Homogeneous temperature across all modules
- High cooling efficiency with individual module control with low energy consumption
- Robust system with low maintenance

Safety design to guarantee safe behavior

- UL9540A compliant
- Short-circuit, over-current, over-temperature and over-voltage management
- Stop push button, disconnect switch
- Fire detection and two levels of suppression systems (gas, water) to fight fires in their initial stages and prevent collateral damages
- Blast panels on the container roof and overpressure valve with integrated flame detector
- Rockwool thermal insulation

Specifications

Electrical	2 hours ¹	4 hours ¹
Rated energy (C/5) ²	3.0 MWh	
Discharge duration	2 – 4 hours	4 - 8 hours
Voltage range	1060 V – 1500 V	
Maximum DC power charge/discharge	1.5 MW	0.75 MW
Rated current charge/discharge	1100 A	550 A
Maximum current charge/discharge	1370 A	690 A

Mechanical	
Dimensions (L, W, H)	6.1m, 2.4m, 2.9m / 20ft, 8ft, 9ft 6in
Weight	< 30.5 T
Container protection class	IP 54

Operating & storage conditions	
Ambient temperature	-20°C to +45°C (option +55°C)
Design lifetime	≥ 20 years
Altitude above sea level	≤ 2000 meters
Ambient relative humidity	Up to 100%
Painting	C5H
Ambient temperature during storage	-25°C to +55°C (under conditions)
Storage time	Up to 12 months (under conditions)

Standards	
Safety	IEC 62619, IEC 62477-1, UL 1973:2022, UL9540A
Marking	CE, UL
Directives	REACH
Manufacturing hubs	ISO 9001, QS 9000, ISO 14000
Cybersecurity	IEC 62443-4-2
Transport (fully populated)	UN3536

¹ Depending of protection scheme selected
² According to IEC 60620



Saft

26 quai Charles Pasqua
92300 Levallois-Perret - France

www.saftbatteries.com
Saft, a subsidiary of TotalEnergies
Saft Groupe SAS au capital de 26 724 876 €
RCS Nanterre 481.480.465

Doc. n° 23001-1122-2 - December 2022 - Data in this document is subject to change without notice and become contractual only after written confirmation by Saft. Photo credits: Saft.



Figura 16: Ficha técnica de baterías de iones de litio tipo LFP.

4. CONCLUSIONES PRELIMINARES

Del análisis comparativo de las diferentes tecnologías existentes en el mercado en relación a los componentes que constituirán la planta solar fotovoltaica para la Desaladora de Águilas-Guadalentín se desprenden los siguientes resultados:

4.1. TIPO DE ESTRUCTURA

4.1.1. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Se ha realizado una simulación en el software “PVSYST” para analizar una planta solar fotovoltaica de 60 MWp de potencia pico (potencia de módulos fotovoltaicos) y 50 MW de potencia instalada (potencia de inversores) en los diferentes tres tipos de estructuras. En todos los casos se han utilizado las mismas características de equipos auxiliares. A continuación, se muestran extractos de los informes que se pueden ver completos en los Anexos al presente documento:

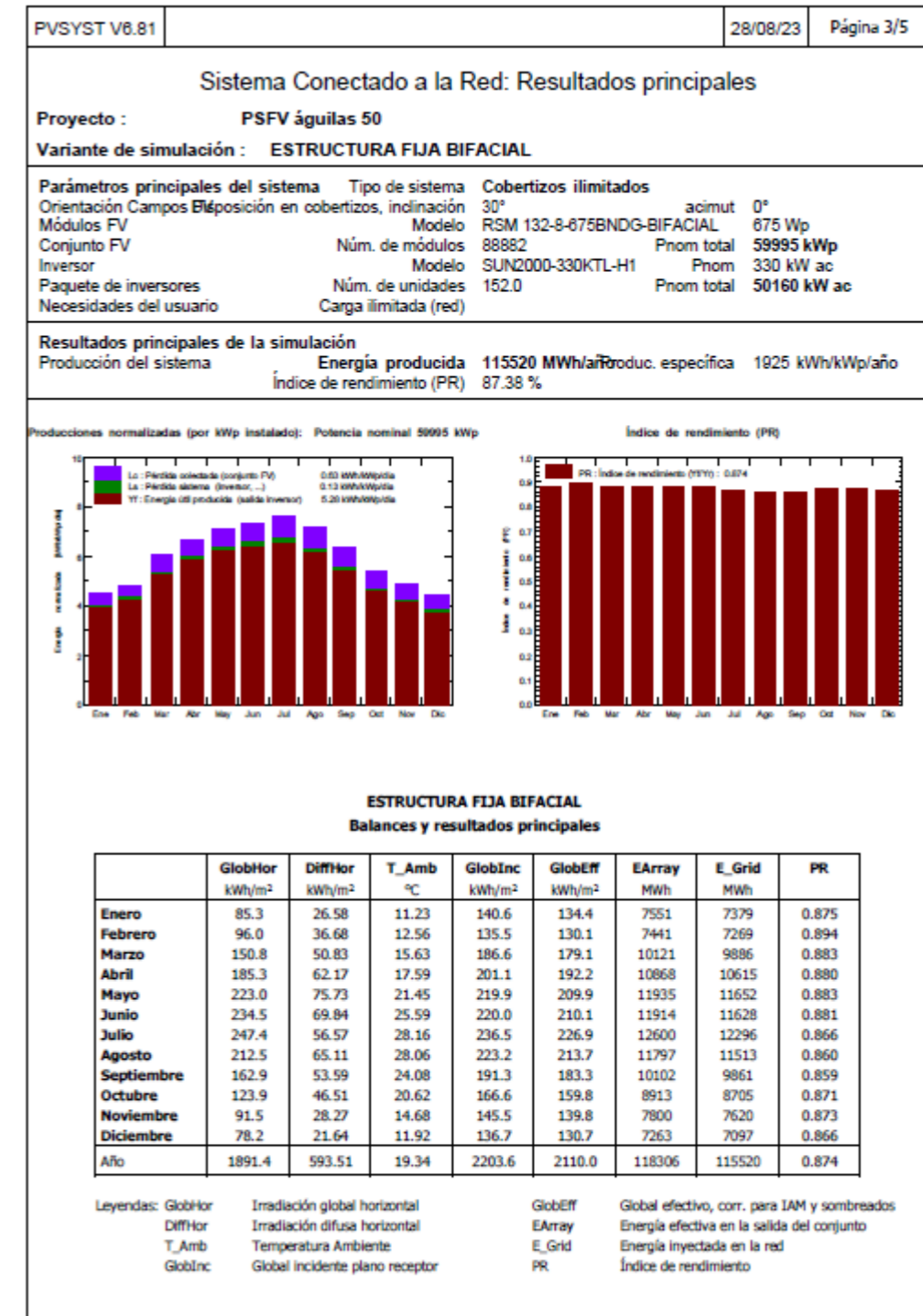


Figura 17: Producción energética de una instalación de estructura fija.

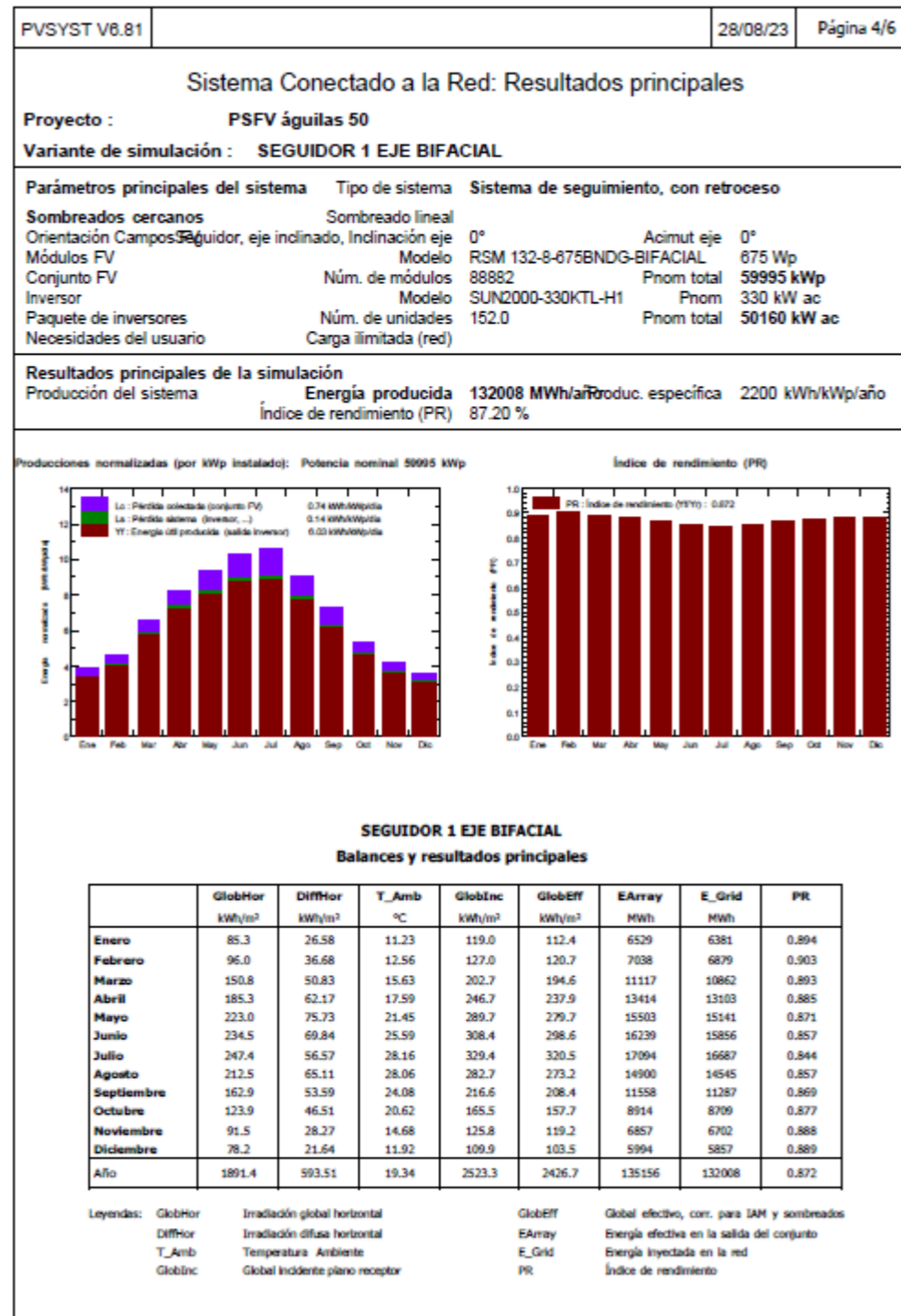


Figura 18: Producción energética de una instalación de seguidores solares 1 eje.

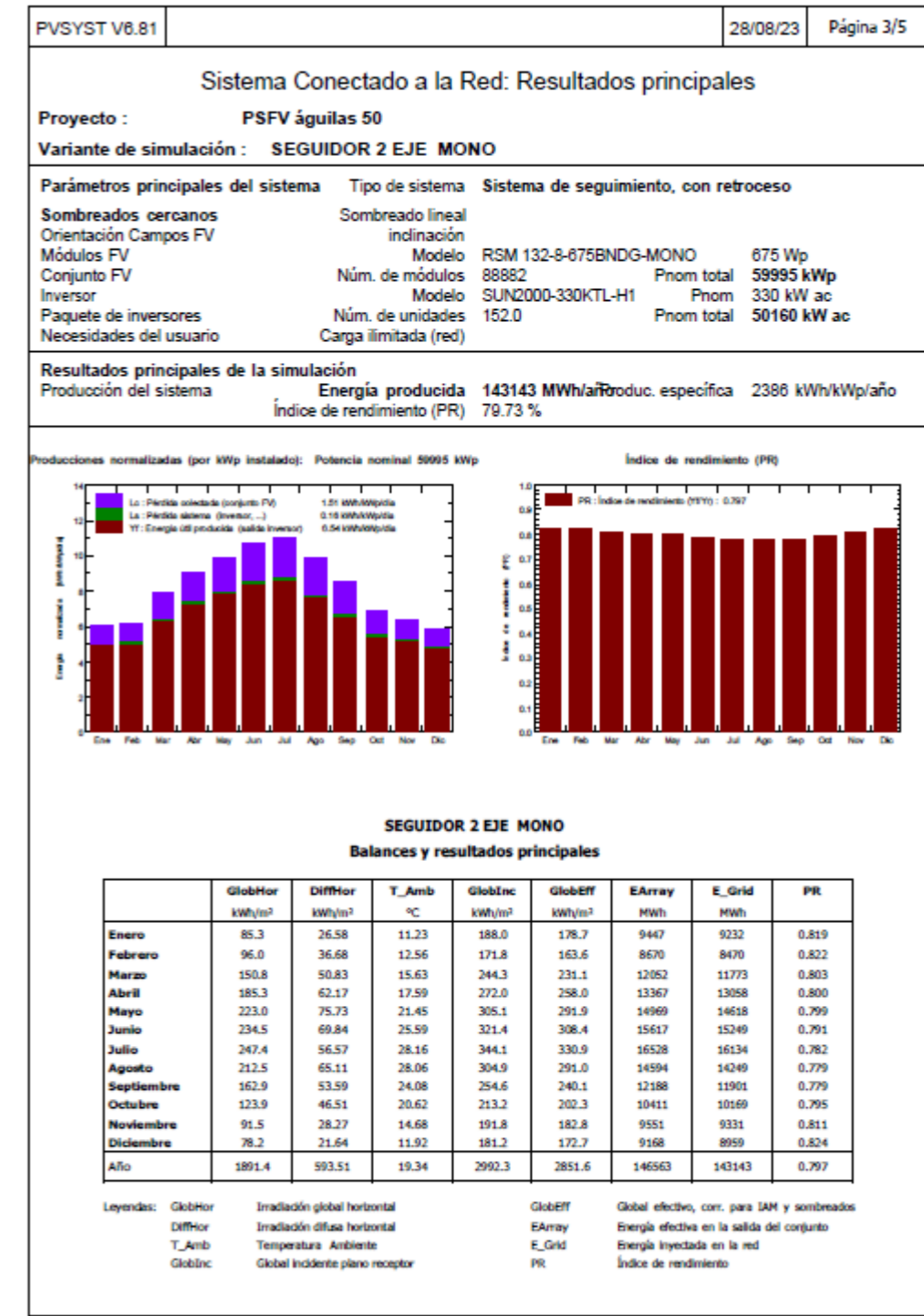


Figura 19: Producción energética de una instalación de seguidores solares 2 eje.

A continuación, se muestran las horas solares asociadas a los diferentes tipos de tecnologías propuestas:

	FIJA	1 EJE	2 EJES
Nº horas solares / año	1.925	2.200	2.386

Tabla 1: Horas solares anuales en función del tipo de estructura.

Como se puede observar, el número de horas solares aumenta en un 14,29% al usar seguidores solares con un eje respecto al sistema de estructura fija. El uso de seguidores con dos ejes supone un aumento de la producción de un 8,46% respecto de los seguidores de 1 eje.

4.1.2. OTROS ANÁLISIS

La instalación de un tipo u otro de estructura lleva asociada una mayor o menor cantidad de superficie necesaria para instalar los módulos fotovoltaicos. Mientras que para estructura fija la distancia entre filas de módulos fotovoltaicos sería de 5,5 m, para seguidores de 1 eje esta distancia se incrementaría a 6 m y para seguidores a 2 ejes pasaría a ser 12 m.

Esto implica para para instalar una capacidad de 60MWp de módulos fotovoltaicos con los diferentes tipos de estructura, la relación superficie-potencia pico a instalar quedaría como sigue:

	FIJA	1 EJE	2 EJES
Superficie necesaria (Ha)	109,2	120	237,6

Tabla 2: Superficie necesaria para la instalación de 60 MWp en función de la estructura.

Sin embargo, la superficie necesaria para obtener una misma producción, tomando de referencia las 2.200 horas solares de la estructura de un eje son:

	FIJA	1 EJE	2 EJES
Superficie necesaria (Ha)	124,5	120	218,6

Tabla 3: Superficie necesaria para obtener 2.200 horas solares al año en función de la estructura.

En resumen, se tiene que para los seguidores solares a 2 ejes se necesita aproximadamente casi el doble de superficie que para el resto de tecnologías lo que supone una desventaja a nivel económico debido a la mayor cantidad de superficie necesaria, así como a nivel medioambiental ya que aumenta el número de afecciones que se puedan producir.

4.1.3. CAPEX

A continuación, se muestran los costes de ejecución de la PSFV con los diferentes tipos de estructura:

POTENCIA INSTALADA (MW)	CAPEX FIJA (€)	CAPEX 1 EJE (€)	CAPEX 2 EJES (€)
50	44.750.000	50.070.000	75.070.000

Tabla 4: Costes CAPEX de la planta solar fotovoltaica en función del tipo de estructura.

Se aprecia claramente que el CAPEX del seguidor 2 ejes es elevado debido principalmente al uso de mucha más superficie, así como el coste de los equipos y su instalación.

Por otro lado, el OPEX del seguidor 1 eje tiene un CAPEX en torno al 6% superior respecto a la estructura fija. Esto es debido principalmente a la instalación de los seguidores solares que tienen un costo mayor que la estructura fija.

4.1.4. OPEX

A continuación, se muestran los costes anuales asociados a los gastos operativos de la planta solar fotovoltaica.

POTENCIA INSTALADA (MW)	OPEX FIJA (€/año)	OPEX 1 EJE (€/año)	OPEX 2 EJES (€/año)
50	405.000	450.000	540.000

Tabla 5: Costes OPEX de la planta solar fotovoltaica en función del tipo de estructura.

Como se puede observar, los costes OPEX no sufren grandes variaciones en función de la tecnología empleada. Esto se debe a que gran parte de estos costes van asociados a los módulos fotovoltaicos e inversores.

No obstante, la complejidad del sistema de los seguidores solares a dos ejes y su mayor probabilidad de roturas/fallos y por ello dispone del OPEX más elevado.

4.1.5. TIPO DE ESTRUCTURA PROPUESTA

Por lo anteriormente expuesto, se decide proponer la tecnología de seguidores solares de 1 eje siendo del tipo 1V (1 fila de módulos en vertical) ya que mejora la producción de energía eléctrica incrementando las horas solares en un 14,29% sin incrementar el coste de OPEX de forma sustancial (un 11,89%) y ocupando prácticamente la misma superficie de terreno.

Asimismo, se maximizará la producción de energía eléctrica aplanando la curva de producción durante las primeras y últimas horas del día. Esto es un factor clave ya que la desaladora funciona a un ritmo constante durante todo el día por lo que de esta manera se mejora el autoconsumo de la energía producida.

4.2. TIPO DE INVERSOR

4.2.1. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Se ha realizado una simulación en el software "PVSYST" para analizar una planta solar fotovoltaica de 60 MWp de potencia pico (potencia de módulos fotovoltaicos) y 50 MW de potencia instalada (potencia de inversores) en los dos diferentes tipos de inversores. En todos los casos se han utilizado las mismas características de equipos auxiliares (seguidor 1 eje y módulos bifaciales). A continuación, se muestran extractos de los informes que se pueden ver completos en los Anexos al presente documento:

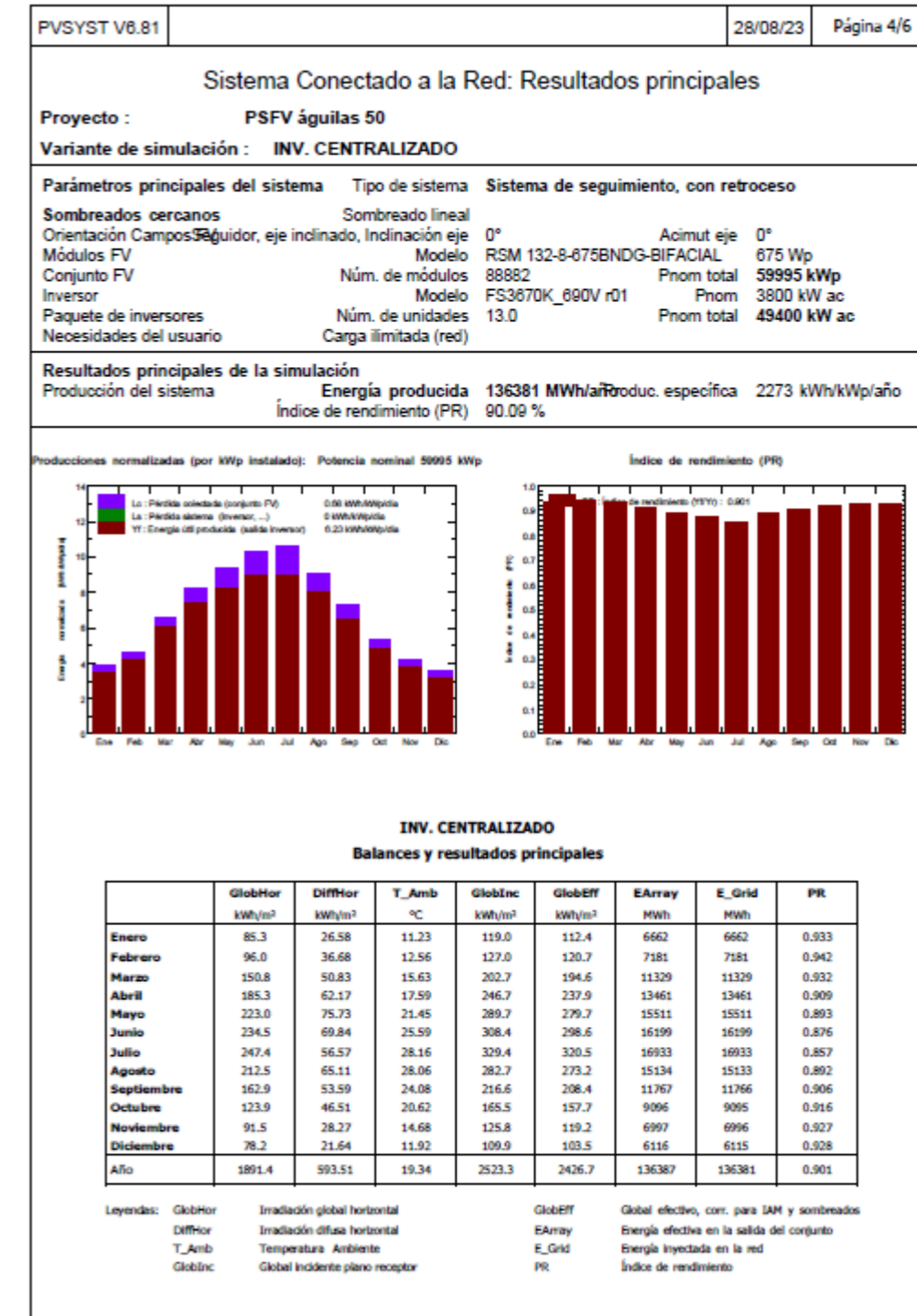
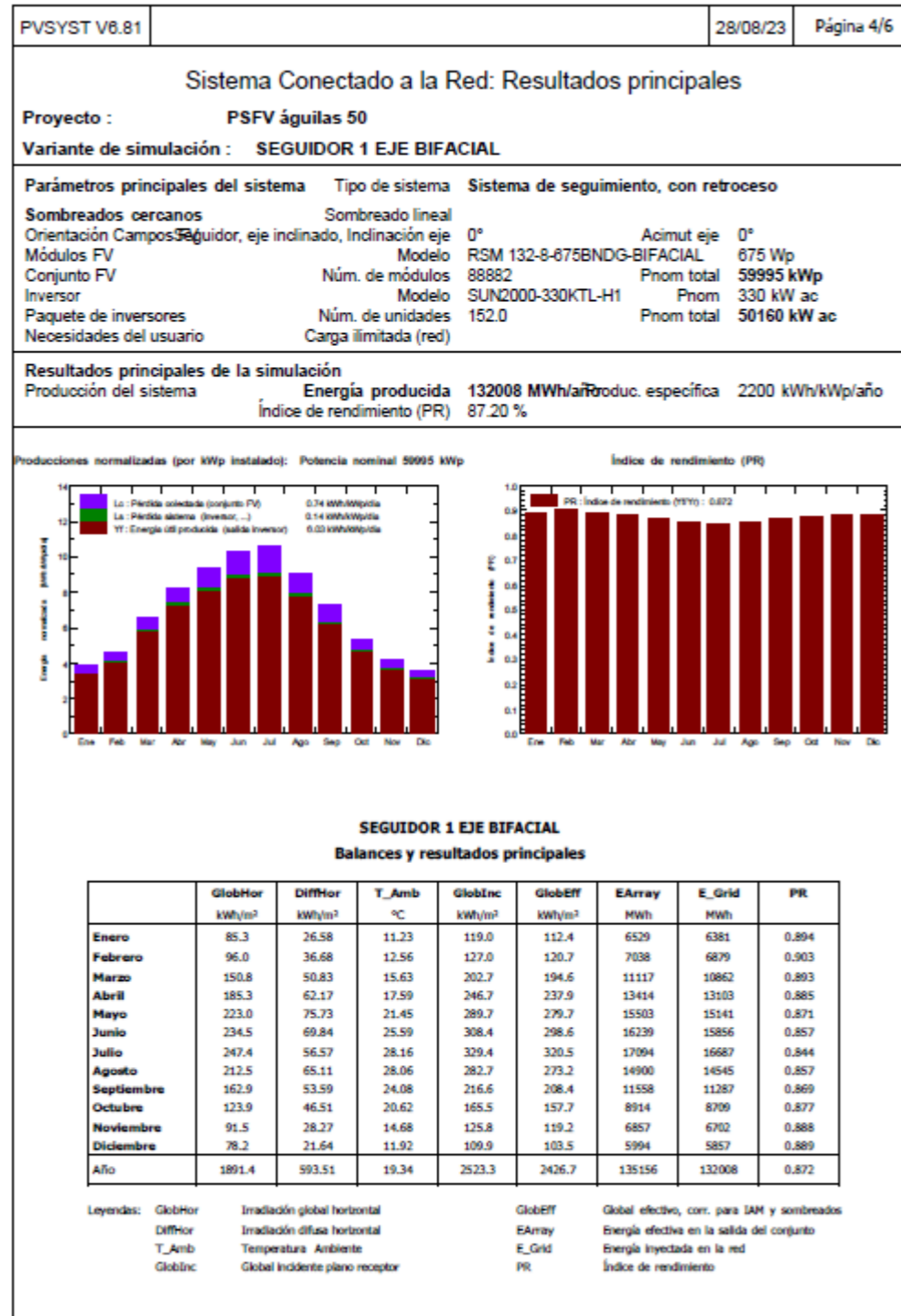


Figura 20: Planta fotovoltaica con Inversor de String.

Figura 21: Planta fotovoltaica con Inversor Central.

En la siguiente tabla se resume la producción específica de las simulaciones:

	INVERSOR DE STRING	INVERSOR CENTRAL
Nº horas solares / año	2.200	2.273

Tabla 6: Producción específica inversor string-central.

Se aprecia una producción específica ligeramente superior para el inversor central siendo apenas un 3,3%. Es decir, la PSFV no notará diferencia en el término de producción de energía eléctrica en el caso de elegir inversor central o inversor de string.

4.2.2. OTROS ANÁLISIS

No obstante, tal y como descrito en el epígrafe 3.2, existen otras diferencias que si son más sustanciales entre los inversores centrales y de string:

- Costo-Cableado: El uso de inversores de string aunque sean más costosos inicialmente permiten reducir drásticamente las longitudes del cableado en corriente continua. A pesar de que se aumenta el cableado en corriente alterna este no es sustancial en comparación con la cantidad de cableado en C.C. necesario para interconectar con los inversores centrales. Además, el uso de inversores centrales implica la instalación de cajas de agrupación de string que también tienen su coste y requieren ser instaladas, fijadas y conectadas, algo muy similar a la instalación y conexión de los string en un inversor de string. Es por ello el coste económico puede verse compensado y ser similar en ambos tipos de inversores.
- Facilidad de mantenimiento. Al ser equipos de un tamaño y peso reducido, son fáciles de sustituir en caso de avería grave. También el mantenimiento no afectará a gran parte de la PSFV por lo que apenas se notaría la reducción de potencia generada.
- Tolerancia a fallas: El uso de inversores de string tendrá una menor afección a la planta solar fotovoltaica en caso de fallo o rotura. Al disponer de los inversores distribuidos homogéneamente por la PSFV el fallo o rotura de uno de ellos afectará a una mínima parte de la planta.

4.2.3. CAPEX

A continuación, se muestran los costes de ejecución de la PSFV con los diferentes tipos de inversores.

POTENCIA INSTALADA (MW)	CAPEX INVERSOR STRING (€)	CAPEX INVERSOR CENTRAL (€)
50	50.070.000	49.068.600

Tabla 7: Costes CAPEX de la planta solar fotovoltaica en función del tipo de inversor.

Como se aprecia el CAPEX varía en apenas un 2% siendo el coste más elevado para la instalación de inversores de string.

4.2.4. OPEX

A continuación, se muestran los costes anuales asociados a los gastos operativos de la planta solar fotovoltaica.

POTENCIA INSTALADA (MW)	OPEX INVERSOR STRING (€/año)	OPEX INVERSOR CENTRAL (€/año)
50	450.000	495.000

Tabla 8: Costes OPEX de la planta solar fotovoltaica en función del tipo de inversor.

En este caso, se aprecia que el OPEX para el Inversor Central es alrededor de un 10% superior debido a los costosos reemplazamientos o reparaciones de ese tipo de tecnología.

4.2.5. TIPO DE INVERSOR PROPUESTO

Es por todo lo expuesto que se decide optar por la solución de inversores de string debido a sus múltiples ventajas técnicas en la instalación y mantenimiento respecto los inversores centrales.

4.3. TIPO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Dadas las condiciones específicas del proyecto y las características técnicas de las diferentes tecnologías presentadas, los módulos fotovoltaicos más adecuados para la planta solar fotovoltaica serán los de silicio monocristalino.

La mayor parte de los fabricantes utiliza únicamente módulos monocristalinos debido a su mayor eficiencia, mayor vida útil, aspecto estético, y mayor desempeño en condiciones de baja luminosidad. Es por ello que el mayor coste de los mismos se compensa gratamente por lo que los hace la solución idónea en lo que a módulos fotovoltaicos se refiere.

4.3.1. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para la comparativa final entre módulos monofaciales y bifaciales, se ha realizado una simulación en el software “PVSYST” para analizar una planta solar fotovoltaica de 60 MWp de potencia pico (potencia de módulos fotovoltaicos) y 50 MW de potencia instalada (potencia de inversores) en los diferentes dos tipos de módulos de silicio cristalino. En todos los casos se han utilizado las mismas características de equipos auxiliares (inversor de string y seguidor a 1 eje). A continuación, se muestran extractos de los informes que se pueden ver completos en los Anexos al presente documento:

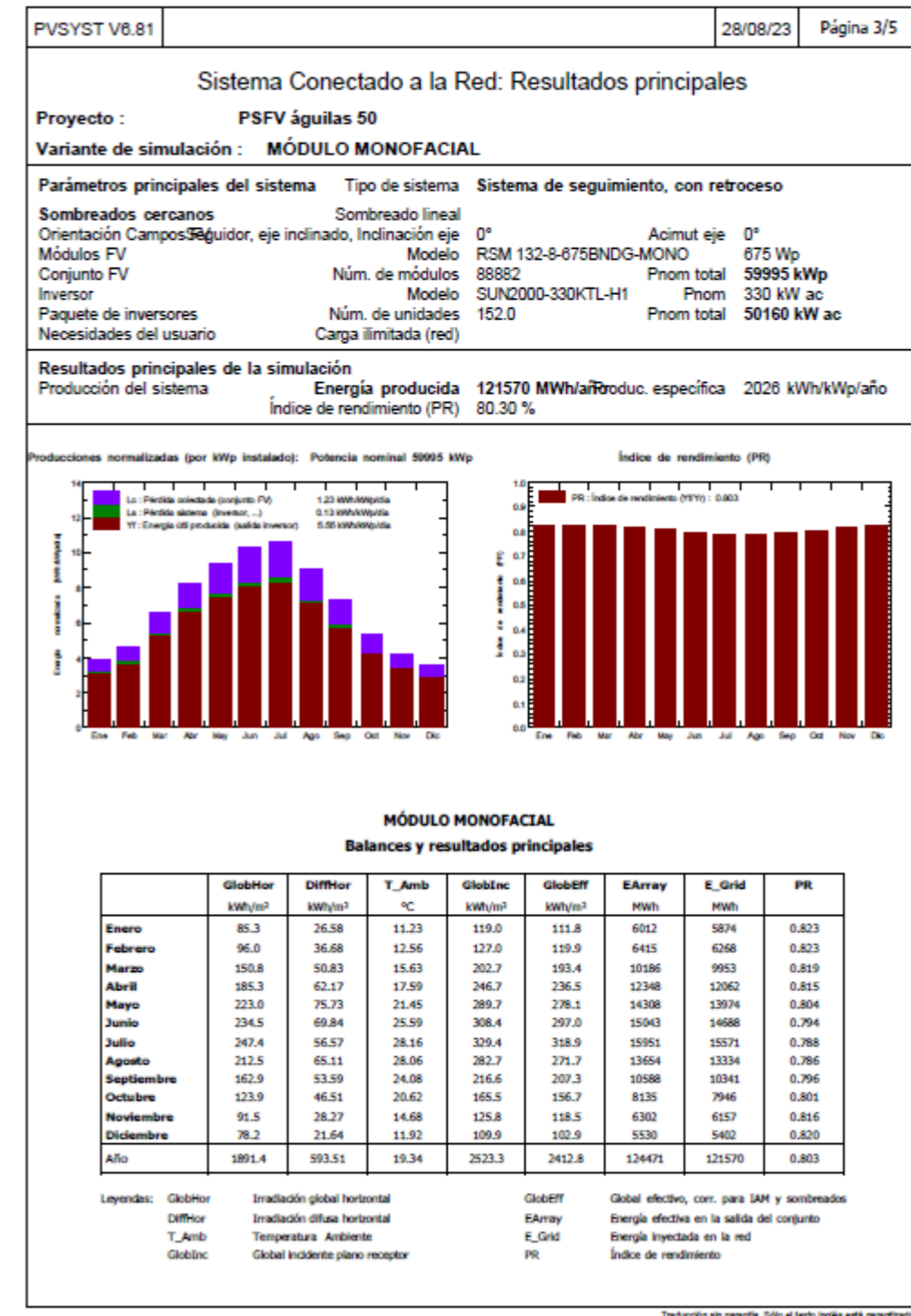


Figura 22: Producción energética de los módulos monofaciales.

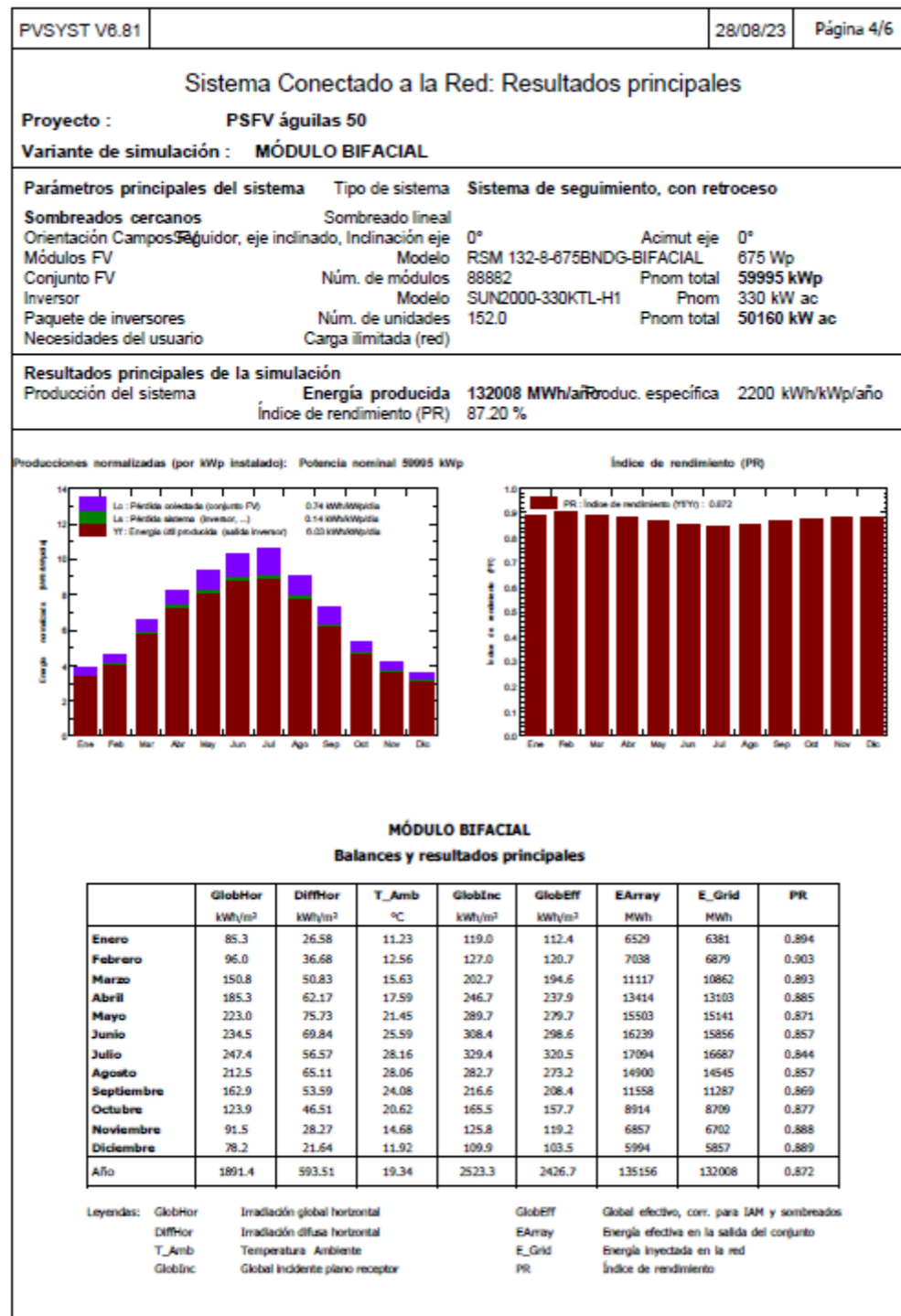


Figura 23: Producción energética de los módulos bifaciales.

En la siguiente tabla se resume la producción específica de cada uno de los módulos proyectados en las simulaciones:

	MÓDULO MONOFACIAL	MÓDULO BIFACIAL
Nº horas solares / año	2.026	2.200

Tabla 9: Producción específica módulo mono-bi.

El incremento de producción es superior al 8,59% entre las dos alternativas por lo que el mayor coste económico de los bifaciales se podría suplir perfectamente por este incremento.

4.3.2. CAPEX

A continuación, se muestran los costes de ejecución de la PSFV con los diferentes tipos de módulos:

POTENCIA INSTALADA (MW)	CAPEX MÓDULO MONOFACIAL (€)	CAPEX MÓDULO BIFACIAL (€)
50	48.570.000	50.070.000

Tabla 10: Costes CAPEX de la planta solar fotovoltaica en función del tipo de módulo.

El CAPEX para los módulos bifaciales es ligeramente superior puesto que se considera un precio de módulo de 0,32€/Wp y de 0,29€/Wp para los módulos monofaciales. No obstante, esto hace un cómputo global del incremento de precio del solamente el 3%.

4.3.3. OPEX

A continuación, se muestran los costes anuales asociados a los gastos operativos de la planta solar fotovoltaica.

POTENCIA INSTALADA (MW)	OPEX MÓDULO MONOFACIAL (€/año)	OPEX MÓDULO BIFACIAL (€/año)
50	450.000	450.000

Tabla 11: Costes OPEX de la planta solar fotovoltaica en función del tipo de módulo.

Como se aprecia, los costes operativos son similares puesto que las tareas de mantenimiento de los módulos no varían en función de las características analizadas.

4.3.4. TIPO DE MÓDULO FOTOVOLTAICO PROPUESTO

Como se aprecia en todo lo redactado respecto a la tipología de los módulos, estos no tienen gran variación económica respecto a ser o no bifaciales.

En cambio, la generación adicional de un 8,59% de energía si es una ventaja a tener en cuenta ya que permitirá reducir aún más el consumo de energía de la Desaladora de Águilas-Guadalentín.

Por todo lo expuesto, se decide optar por la utilización de módulos bifaciales de silicio monocristalino.

4.4. TIPO DE SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

Respecto a la tecnología de sistema de almacenamiento, la más avanzada tecnológicamente es la de iones litio, tal y como descrito en el epígrafe 3.4.

Por otro lado, entre las variantes se destacan las tecnologías NMC y LFP que son las más utilizadas en la actualidad en los sistemas de almacenamiento a gran escala. No obstante, tal y como descrito en el epígrafe correspondiente, las baterías LFP son más seguras siendo menos propensas a explosión o incendios peligrosos. Además, las baterías LFP ofrecen un ciclo de vida sensiblemente superior y una mejor tolerancia a perfiles de potencia acusados en términos de degradación y eventuales fallas. Esto se refiere al alto valor de energía anual acumulada de carga/descarga, o bien al número de ciclos de carga/descarga requeridos.

En la década pasada la tecnología más competitiva en precio ha sido la NMC gracias principalmente al volumen creciente de producción de baterías de vehículo eléctrico. No obstante, el precio de las baterías LFP ha caído de una forma más rápida en los últimos años que el de las NMC, no solo igualándolas, sino que en muchas ocasiones son más económicas.

Por lo tanto, por todo lo descrito se decidiría optar por un sistema de almacenamiento en base a baterías de ferrofosfato de litio (LFP) para implementar desde el punto de vista técnico.

Ahora bien, los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica a pesar de haber reducido el coste en la última década todavía tienen unos precios elevados que conllevan una dificultad

a la hora de recuperación de la inversión. La Desaladora de Águilas-Guadalentín tiene un consumo elevado de energía (40 MW) el cual sería inviable de alimentar mediante un sistema de almacenamiento.

Para alimentar durante dos horas el consumo energético de la Desaladora se requeriría un sistema de almacenamiento 40 MW a 2 horas lo que equivaldría a una capacidad de 80 MWh. Esta instalación, aparte de las baterías requeriría de estaciones transformadoras que convirtieran la energía de C.C. a C.A. así como otros servicios auxiliares y contra incendios específicos de este tipo de instalaciones.

4.4.1. CAPEX

A continuación, se muestran los costes de ejecución de un sistema de almacenamiento de 40 MW/80 MWh.

SISTEMA DE ALMACENAMIENTO (MW)	CAPEX (€)
40 MW/80 MWh	30.629.760

Tabla 12: Costes CAPEX de un sistema de almacenamiento ion litio LFP.

Como se aprecia este CAPEX es solo para el sistema de almacenamiento sin contar la planta fotovoltaica. Para la PSFV Águilas-Guadalentín de 50 MW tomada como ejemplo, el CAPEX es de 50.070.000 €. Es decir, el sistema de almacenamiento sería capaz de garantizar la alimentación durante 2 horas de la Desaladora pero esto supondría el aumento del CAPEX global del proyecto en más de un 60%.

4.4.2. OPEX

A continuación, se muestran los costes anuales asociados a los gastos operativos de un sistema de almacenamiento de 40 MW/80 MWh.

SISTEMA DE ALMACENAMIENTO (MW)	OPEX (€/año)
40 MW/80 MWh	400.000

Tabla 13: Costes OPEX de un sistema de almacenamiento ion litio LFP.

Como se aprecia, los costes operativos pueden ser elevados en función del número de celdas

de baterías que se vayan degradando y requieran su sustitución. No obstante, se estima un monto inicial por mantenimiento de transformadores e inversores.

4.4.3. TIPO DE SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

Por todo lo expuesto en el presente epígrafe, se considera que en la actualidad un sistema de almacenamiento a gran escala para un gran consumidor energético como es la Desaladora no es viable económicamente puesto que incurrirá en un aumento global del CAPEX así como en unos trabajos extras de mantenimiento muy específico. No obstante, se recomienda preparar la PSFV para la futura instalación de un sistema de almacenamiento conforme se reduzcan los precios de las tecnologías existentes en la actualidad.

5. CONCLUSIÓN RESUMEN DE LA PLANTA SOLAR

Por todo lo que se expone en el presente documento, estimamos que quedan suficientemente expuestos y justificados los equipos a utilizar en la PSFV a diseñar para el autoconsumo de la Desaladora de Águilas-Guadalentín.

Se resume a continuación los equipos seleccionados con los criterios indicados en el presente documento:

- Estructura mediante seguidor solar 1 eje
- Inversor de string
- Módulos fotovoltaicos bifaciales monocristalinos de silicio

Se solicita, que se proceda con la aceptación de la propuesta para comenzar el diseño del estudio de alternativas.

No obstante, el técnico redactor de este documento queda a disposición para cuantas dudas y aclaraciones estimen oportunas.

Murcia, agosto 2.023



El ingeniero Industrial:

D. Javier Castellote Martínez

Colegiado nº 591

**APÉNDICE 3: ESTUDIO PUNTO DE CONEXIÓN EN INSTALACIONES EXISTENTES DEL ANTEPROYECTO
“DESALADORA DE ÁGUILAS-GUADALENTÍN PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA (ÁGUILAS, MURCIA)”**

ÍNDICE	
1. ANTECEDENTES	2
2. OBJETO	2
3. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN PROYECTADA	2
3.1. ALTERNATIVA 1	3
3.1.1. CONSIDERACIONES	4
3.1.2. COSTO	4
3.1.3. COMPLEJIDAD TÉCNICA	4
3.1.4. EFICIENCIA ENERGÉTICA.....	5
3.2. ALTERNATIVA 2	5
3.2.1. CONSIDERACIONES	6
3.2.2. COSTO	6
3.2.3. COMPLEJIDAD TÉCNICA	6
3.2.4. EFICIENCIA ENERGÉTICA.....	6
3.3. ALTERNATIVA 3	7
3.3.1. CONSIDERACIONES	7
3.3.2. COSTO	7
3.3.3. COMPLEJIDAD TÉCNICA	7
3.3.4. EFICIENCIA ENERGÉTICA.....	8
3.4. ALTERNATIVA 4	8
3.4.1. CONSIDERACIONES.....	9
3.4.2. COSTO.....	9
3.4.3. COMPLEJIDAD TÉCNICA	9
3.4.4. EFICIENCIA ENERGÉTICA	9
4. CONCLUSIONES PRELIMINARES	10
4.1. COSTO.....	10
4.2. COMPLEJIDAD TÉCNICA	10
4.3. EFICIENCIA ENERGÉTICA.....	10
5. CONCLUSIÓN RESUMEN	11
6. PLANOS	11

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Alternativa 1: Agrupación de CTs y Centro de Seccionamiento en PSFV Águilas-Guadalentín.	3
Figura 2: Alternativa 1. Distribución de generación y agrupación.	4
Figura 3: Alternativa 2. Conexión y distribución.	5
Figura 4: Alternativa 3. Conexión y distribución.	7
Figura 5: Alternativa 4. Distribución de generación y agrupación.	8

1. ANTECEDENTES

La Sociedad Estatal "Aguas de las Cuencas Mediterráneas. S.M.E, S.A." se encuentra inmersa en un proceso de mejora de eficiencia energética mediante la instalación de una planta solar fotovoltaica en el modelo de autoconsumo sin excedentes para la Desaladora de Águilas-Guadalentín, ubicada en el término municipal de Águilas (Murcia).

Dicha mejora de la eficiencia energética se ha visto reflejada en el expediente de contratación SV/48/22 publicado en la Plataforma de Contratación Pública.

En el proceso de licitación, Ingeniería Murciana S.L. resultó ser la mejor oferta técnico-económica por la cual el 19 de junio de 2023 se firma el Contrato de Ejecución del Servicio de Ingeniería para la Redacción del Anteproyecto "Desaladora de Águilas-Guadalentín (Murcia). Planta Solar Fotovoltaica".

Por último, el día 8 de agosto de 2023 se firma el Acta de Inicio por la que comienzan los trabajos para el servicio contratado.

2. OBJETO

El objeto del presente documento es la realización de un análisis de las diferentes opciones de conexión de la instalación fotovoltaica en la subestación existente en la Desaladora de Águilas-Guadalentín.

La finalidad del mismo es obtener la mejor alternativa técnica, en coste y medioambientalmente para la conexión de la PSFV Águilas-Guadalentín en la Subestación de la Desaladora.

3. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN PROYECTADA

La instalación PSFV Águilas-Guadalentín generará energía a través de los paneles de silicio los cuales transforman la energía solar en energía eléctrica en corriente continua.

La energía producida en corriente continua se transformará en alterna mediante inversores de string, los cuales tienen una potencia de 346,4 kVAs a 37°C.

Además, la PSFV contará con estaciones transformadoras, las cuales elevarán la tensión de los inversores de 800 V a 20 ó 30 kV, de manera que las pérdidas se minimicen en el transporte de la energía hasta la subestación de la desaladora. Existirán diferentes tipos de centros de transformación en función de las características del suelo finalmente utilizado. Las estaciones transformadoras serán interconectadas entre sí mediante líneas subterráneas de media tensión (en adelante LSMT). Dichas LSMT de interconexión en media tensión a 20 ó 30 kV se conectarán a un centro de seccionamiento o subestación elevadora a instalar en el interior de la PSFV.

Para la evacuación, se plantean diferentes alternativas que técnicamente pueden ser las siguientes:

- Alternativa 1: Instalación de un centro de seccionamiento 30 kV en el recinto vallado de la PSFV desde donde parta una línea de evacuación en 30 kV hasta la Subestación de la Desaladora. En dicha subestación se instalará una sala de celdas de 30kV y un transformador 30/6kV. A su vez, se realizará la instalación de varios grupos de celdas en 6kV con el fin de agrupar la generación fotovoltaica con el consumo que viene de los transformadores 132/6kV existentes. Además, para asegurar la redundancia en 20kV se propone la instalación de un transformador 6/20kV y el grupo de celdas asociado en 20kV para unificar con el consumo del transformador existente 132/20kV.
- Alternativa 2: Instalación de un centro de seccionamiento 30 kV en el recinto vallado de la PSFV desde donde parta una línea de evacuación en 30 kV hasta la Subestación de la Desaladora. En dicha subestación se instalará una sala de celdas de 30kV y un transformador 30/132kV a ubicar en la posición del transformador existente 132/6kV. Los transformadores existentes de 132/6kV serán sustituidos por transformadores de triple devanado 132/20/6kV con el fin de tener redundancia en la parte de 20kV. Se

requiere de la instalación de celdas en 20kV para unificación de los dos transformadores y una única salida a 20kV.

- Alternativa 3: Instalación de una Subestación Elevadora 30/132 kV en el recinto vallado de la PSFV desde donde parta una línea de evacuación en 132 kV hasta la Subestación de la Desaladora. En dicha subestación, se requiere instalar una nueva posición de entrada tipo GIS al embarrado existente en 132 kV para poder inyectar la energía generada por la PSFV. La energía será distribuida al resto de la instalación existente.
- Alternativa 4: Instalación de un centro de seccionamiento 20 kV en el recinto vallado de la PSFV desde donde parta una línea de evacuación en 20 kV hasta la Subestación de la Desaladora. En dicha subestación se instalará una sala de celdas de 20kV y dos transformadores 20/6kV. A su vez, se realizará la instalación de varios grupos de celdas en 6kV con el fin de agrupar la generación fotovoltaica con el consumo que viene de los transformadores 132/6kV existentes, de manera que en este punto se haga el reparto a las celdas finales de consumo. Además, dicha conexión permitirá conseguir la redundancia que Acuamed requiere en la zona de 20 kV.

3.1. ALTERNATIVA 1

La alternativa 1 radica en instalar un Centro de Seccionamiento dentro de la propia PSFV de forma que se instalen las celdas de media tensión necesarias para agrupar la energía que viene de los centros de transformación repartidos por la planta.

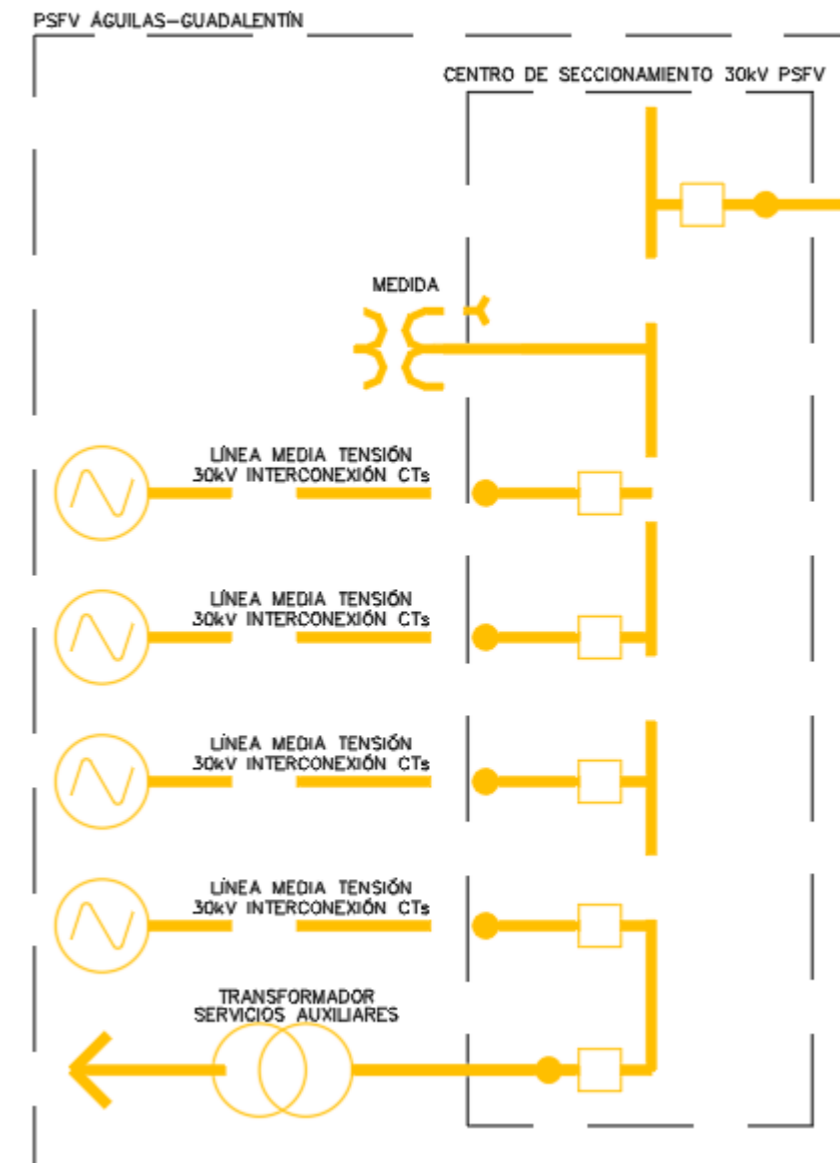


Figura 1: Alternativa 1: Agrupación de CTs y Centro de Seccionamiento en PSFV Águilas-Guadalestín.

Dichas celdas de media tensión tendrán una salida para evacuar la energía hasta la Subestación de la Desaladora de Águilas-Guadalentín. En dicha SET se instalaría un conjunto de celdas de protección a 30 kV y alimentación a un transformador reductor de 30 a 6 kV. Desde aquí se alimentaría a un conjunto de celdas de 6 kV que agruparía toda la energía generada por la PSFV y de esta manera se distribuiría a los siguientes cuadros eléctricos:

- Nuevas celdas 6kV Desaladora “A”
- Nuevas celdas 6kV Desaladora “B”
- Nuevo transformador 6/20kV y de este a nuevas celdas 20kV de reparto. De esta manera se conseguirá la redundancia que requiere Acuamed para la parte de 20kV.

No se requiere modificación aguas abajo en la sala de celdas de media tensión existente.

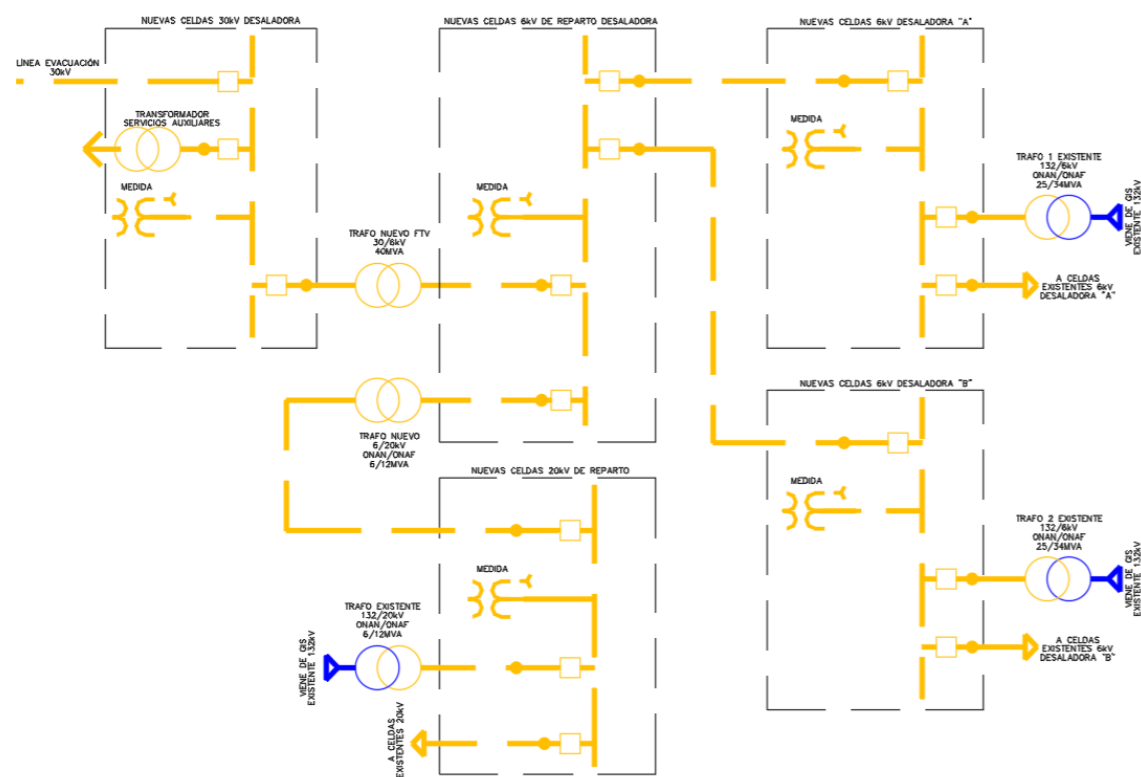


Figura 2: Alternativa 1. Distribución de generación y agrupación.

3.1.1. CONSIDERACIONES

Se consideran los siguientes datos de partida:

- La PSFV será de 45MW de potencia instalada (potencia de inversores).
- Según informes de PVSYST las horas anuales de producción estarán en torno a 2.153.
- El coste €/kWh será de 0,057.
- Las pérdidas para un transformador de 6/20kV se estiman en un 0,35%.
- Las pérdidas para un transformador de 30/6kV se estiman en un 0,5%.

3.1.2. COSTO

El coste estimado de la línea de evacuación, así como las celdas y el transformador es el siguiente:

ALTERNATIVA DE CONEXIÓN 1			
Elemento	Coste Unitario [€/km]	Distancia [km]	Coste Total
TRAF0 30/6kV	-	-	600.000,00 €
TRAF0 6/20kV	-	-	350.000,00 €
LSMT 30 kV	210.000,00 €	3,903	819.630,00 €
Total			1.769.630,00 €

3.1.3. COMPLEJIDAD TÉCNICA

Requiere de cierta complejidad técnica en comparación con las otras alternativas debido a la necesidad de instalar diferentes grupos de Celdas. No obstante no requiere la modificación de los grupos de celdas 6 y 20kV existentes.

Requerirá de la desconexión de los transformadores existentes y recablear hasta las nuevas celdas existentes. Se estima un tiempo de parada de 15-30 días. No obstante, se puede hacer de forma secuencial de manera que la Desaladora no se verá afectada prácticamente.

3.1.4. EFICIENCIA ENERGÉTICA

El coste de las pérdidas de potencia se puede estimar como sigue:

COSTE PÉRDIDAS			
Elemento	Pérdidas [kW]	Pérdidas [kWh/año]	Coste Pérdidas 30 años
LSMT 30 kV	236,70	509.615,10	871.441,82 €
TRAF0 30/6kV	223,82	481.876,92	824.009,54 €
TRAF0 6/20kV	155,89	335.627,28	573.922,65 €
TRAF0 1 EXISTENTE 132/6kV	223,82	481.876,92	824.009,54 €
TRAF0 2 EXISTENTE 132/6kV	223,82	481.876,92	824.009,54 €
Total			3.917.393,09 €

* En el archivo Excel "20231106 Análisis coste alternativas conexión AGU R01.xlsx" se detallan los cálculos de pérdidas a los que se hace referencia en la tabla anterior.

3.2. ALTERNATIVA 2

La alternativa 2 radica también en instalar un Centro de Seccionamiento dentro de la propia PSFV de forma que se instalen las celdas de media tensión necesarias para agrupar la energía que viene de los centros de transformación repartidos por la planta.

Dichas celdas de media tensión tendrán una salida para evacuar la energía hasta la Subestación de la Desaladora de Águilas-Guadalestín.

Por un lado, en dicha SET se instalaría un conjunto de celdas de protección a 30 kV y alimentación a un nuevo transformador 30/132kV. Se requiere el desmantelamiento del transformador actual 132/20kV.

Y, por otro lado, se sustituirán los dos transformadores actuales 132/6kV por transformadores de triple devanado 132/20/6 kV. De esta manera se consigue la redundancia en 20kV requerida por Acuamed.

Además, aguas debajo de estos dos transformadores de triple devanado, se requerirá la instalación de un grupo de celdas en 20kV para agrupar las acometidas de 20kV y llevar una única acometida a la sala de celdas existentes de la Desaladora.

No se requiere modificación aguas abajo en la sala de celdas de media tensión existente.

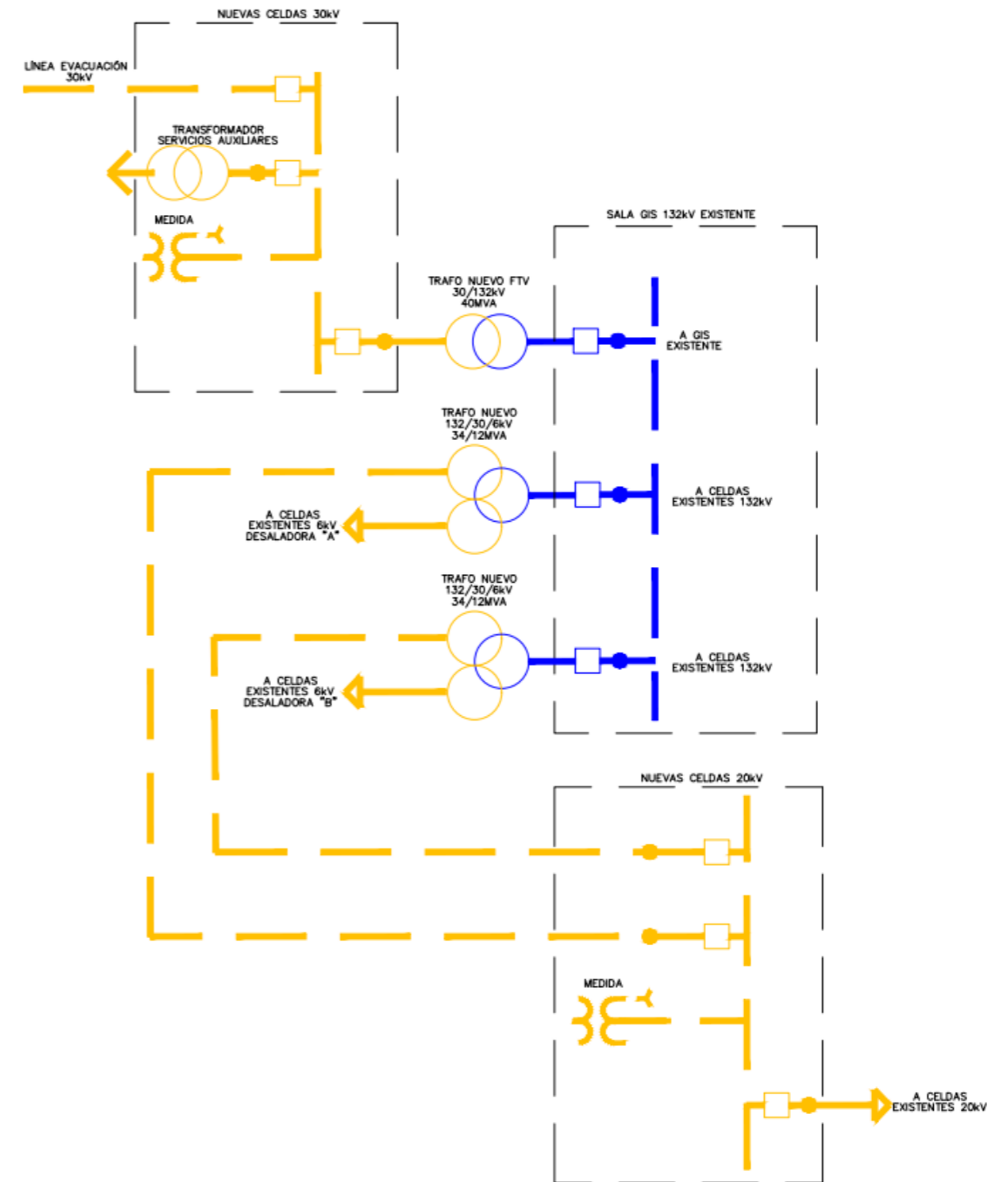


Figura 3: Alternativa 2. Conexión y distribución.

3.2.1. CONSIDERACIONES

Se consideran los siguientes datos de partida:

- La PSFV será de 45MW de potencia instalada (potencia de inversores).
- Según informes de PVSYST las horas anuales de producción estarán en torno a 2.153.
- El coste €/kWh será de 0,057.
- Las pérdidas para un transformador de 132/20/6kV se estiman en un 0,85%.
- Las pérdidas para un transformador de 30/132kV se estiman en un 0,5%.

3.2.2. COSTO

El coste estimado de la línea de evacuación, así como las celdas y el transformador es el siguiente:

ALTERNATIVA DE CONEXIÓN 2			
Elemento	Coste Unitario [€/km]	Distancia [km]	Coste Total
LSMT 30 kV	210.000,00 €	3,903	819.630,00 €
TRAFO 132/20/6	-	-	1.050.000,00 €
TRAFO 132/20/6	-	-	1.050.000,00 €
TRAFO 132/30	-	-	950.000,00 €
Total			3.869.630,00 €

3.2.3. COMPLEJIDAD TÉCNICA

Requiere de alta complejidad técnica en comparación con las otras alternativas debido a la necesidad de desmantelar los transformadores existentes e instalar nuevos transformadores que deberán ser adaptados a las dimensiones de las bancadas actuales

La parada total de la Desaladora podría tener un tiempo elevado debido a las pruebas y puesta en marcha de los transformadores pudiéndose elevarse a 2 meses.

Además, el plazo de entrega para este tipo de transformadores de triple devanado es de 2 años aproximadamente a fecha de realización del presente documento.

3.2.4. EFICIENCIA ENERGÉTICA

El coste de las pérdidas de potencia se puede estimar como sigue:

COSTE PÉRDIDAS			
Elemento	Pérdidas [kW]	Pérdidas [kWh/año]	Coste Pérdidas 30 años
LSMT 30 kV	236,70	509.615,10	871.441,82 €
TRAFO 132/20/6 kV	380,49	819.190,77	1.400.816,22 €
TRAFO 132/20/6 kV	380,49	819.190,77	1.400.816,22 €
TRAFO 132/30 kV	223,82	481.876,92	824.009,54 €
Total			4.497.083,80 €

* En el archivo Excel "20231106 Análisis coste alternativas conexión AGU R01.xlsx" se detallan los cálculos de pérdidas a los que se hace referencia en la tabla anterior.

3.3. ALTERNATIVA 3

La alternativa 3 radica en instalar una Subestación Elevadora 30/132kV dentro de la propia PSFV. En dicha subestación existirá una sala de celdas de media tensión de forma que se instalen las celdas de media tensión necesarias para agrupar la energía que viene de los centros de transformación repartidos por la planta.

En el parque de intemperie a 132kV se instalará un transformador de 30/132kV de manera que se transporte la energía en esta tensión hasta la Subestación de la Desaladora de Águilas-Guadalentín.

En dicha subestación, será requerida instalar una nueva posición de entrada tipo GIS al embarrado existente en 132kV de manera que se pueda inyectar la energía generada por la PSFV.

La energía generada por la PSFV será distribuida a través del resto de la instalación existente, siendo esta los dos transformadores 132/6kV de 34MVA y el transformador 132/20kV de 12 MVA.

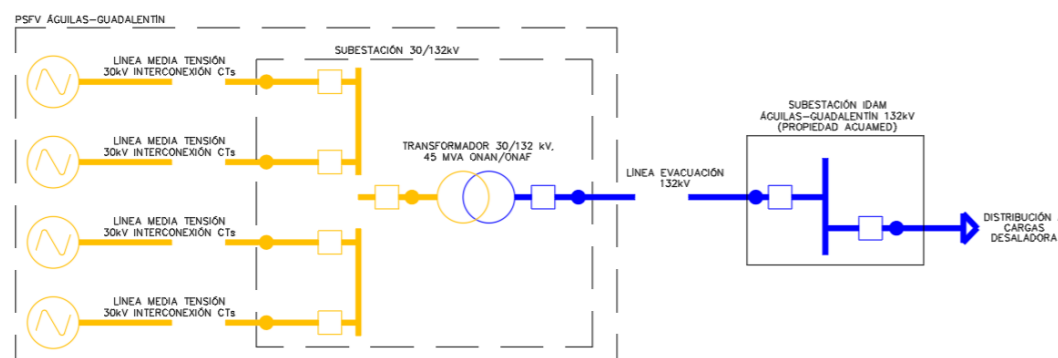


Figura 4: Alternativa 3. Conexión y distribución.

3.3.1. CONSIDERACIONES

Se consideran los siguientes datos de partida:

- La PSFV será de 45MW de potencia instalada (potencia de inversores)
- Según informes de PVSYST las horas anuales de producción estarán en torno a 2.153.
- El coste €/kWh será de 0,057
- Las pérdidas para un transformador de 30/132kV se estiman en un 0,5%.

3.3.2. COSTO

El coste estimado de la línea de evacuación, así como las celdas y el transformador es el siguiente:

ALTERNATIVA DE CONEXIÓN 3			
Elemento	Coste Unitario [€/km]	Distancia [km]	Coste Total
SET 30/132kV	-	-	1.850.000,00 €
LSMT 132 kV	460.000,00 €	3,903	1.795.380,00 €
GIS	-	-	500.000,00 €
Total			4.145.380,00 €

3.3.3. COMPLEJIDAD TÉCNICA

Requiere de muy alta complejidad técnica en comparación con las otras alternativas debido a la necesidad de desconectar la subestación GIS tanto de i-DE como de los transformadores existentes. Una vez realizado este paso, se requiere reorganizar todas las celdas GIS para incorporar en la posición correcta, la celda de protección para los cables de 132kV que vendrían de la PSFV Águilas-Guadalentín.

Conllevaría una parada total de la Desaladora hasta la prueba y puesta en marcha de todo el sistema de potencia y control de la Subestación. Se puede estimar un tiempo superior a 2 meses.

3.3.4. EFICIENCIA ENERGÉTICA

El coste de las pérdidas de potencia se puede estimar como sigue:

COSTE PÉRDIDAS			
Elemento	Pérdidas [kW]	Pérdidas [kWh/año]	Coste Pérdidas 30 años
TRAF0 30/132kV	225,00	484.425,00	828.366,75 €
LSMT 132 kV	168,00	361.704,00	618.513,84 €
TRAF0 132/6kV	223,04	480.194,36	821.132,35 €
Total			2.268.012,94 €

* En el archivo Excel “20231106 Análisis coste alternativas conexión AGU R01.xlsx” se detallan los cálculos de pérdidas a los que se hace referencia en la tabla anterior.

3.4. ALTERNATIVA 4

La alternativa 4 radica en instalar un Centro de Seccionamiento dentro de la propia PSFV de forma que se instalen las celdas de media tensión necesarias para agrupar la energía que viene de los centros de transformación repartidos por la planta.

Dichas celdas de media tensión tendrán una salida para evacuar la energía hasta la Subestación de la Desaladora de Águilas-Guadalestín. En dicha SET se instalaría un conjunto de celdas de protección a 20 kV y alimentación a dos transformadores reductores de 20 a 6 kV. Desde aquí se alimentaría a un conjunto de celdas de 6 kV que agruparía toda la energía generada por la PSFV y de esta manera se distribuiría a los siguientes cuadros eléctricos:

- Nuevas celdas 6kV Desaladora “A”
- Nuevas celdas 6kV Desaladora “B”

No se requiere modificación aguas abajo en la sala de celdas de media tensión existente.

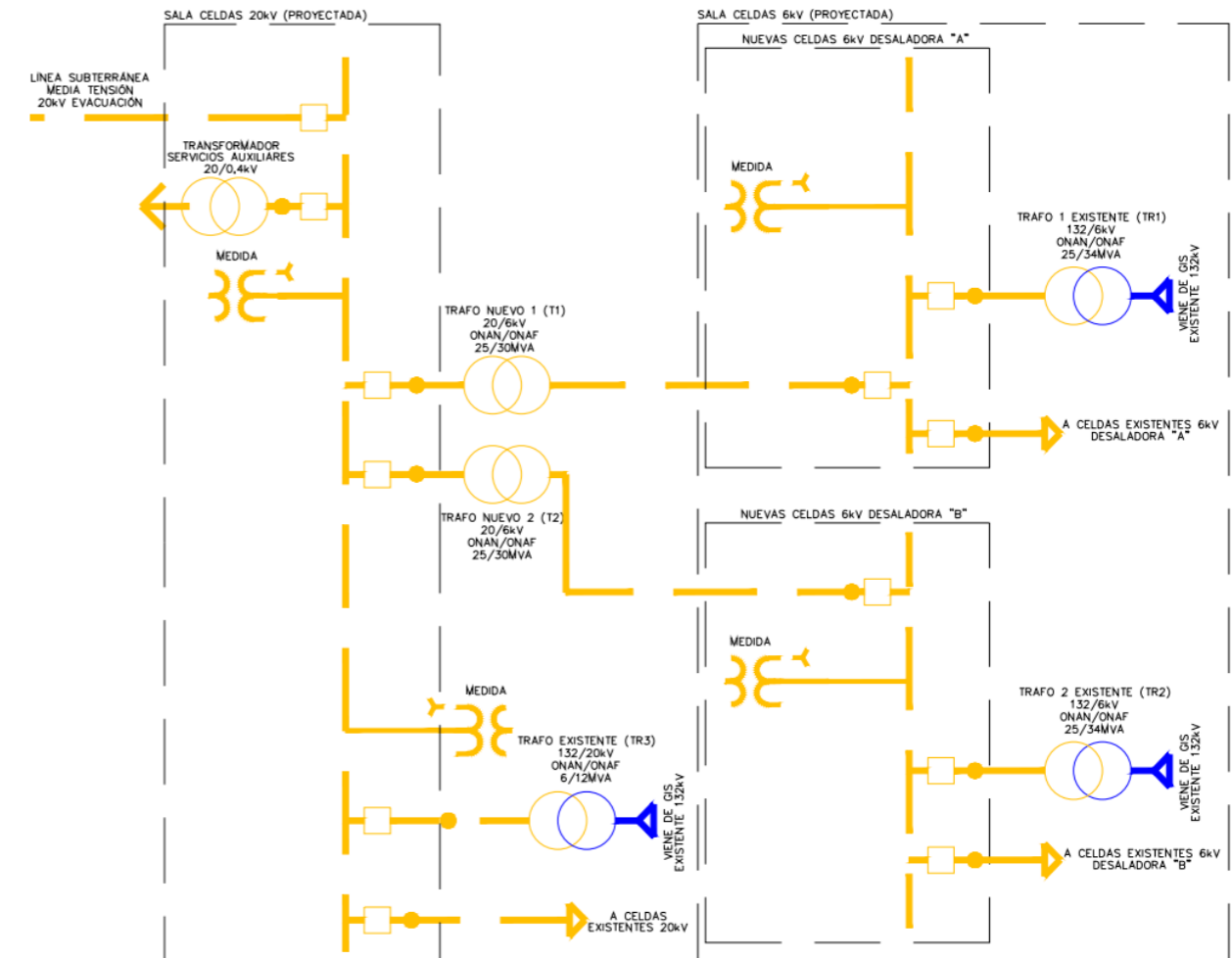


Figura 5: Alternativa 4. Distribución de generación y agrupación.

3.4.1. CONSIDERACIONES

Se consideran los siguientes datos de partida:

- La PSFV será de 45MW de potencia instalada (potencia de inversores)
- Según informes de PVSYST las horas anuales de producción estarán en torno a 2.153.
- El coste €/kWh será de 0,057
- Las pérdidas para un transformador de 20/6kV se estiman en un 0,35%.

3.4.2. COSTO

El coste estimado de la línea de evacuación, así como las celdas y el transformador es el siguiente:

ALTERNATIVA DE CONEXIÓN 3			
Elemento	Coste Unitario [€/km]	Distancia [km]	Coste Total
TRAFOS 20/6 kV	-	-	800.000,00 €
LSMT 20 kV	200.000,00 €	3,903	702.540,00 €
Total			1.502.540,00 €

3.4.3. COMPLEJIDAD TÉCNICA

Requiere de cierta complejidad técnica en comparación con las otras alternativas debido a la necesidad de instalar diferentes grupos de Celdas. No obstante no requiere la modificación de los grupos de celdas 6 y 20kV existentes.

Requerirá de la desconexión de los transformadores existentes y recablear hasta las nuevas celdas existentes. Se estima un tiempo de parada de 15-30 días. No obstante, se puede hacer de forma secuencial de manera que la Desaladora no se verá afectada prácticamente

3.4.4. EFICIENCIA ENERGÉTICA

El coste de las pérdidas de potencia se puede estimar como sigue:

COSTE PÉRDIDAS			
Elemento	Pérdidas [kW]	Pérdidas [kWh/año]	Coste Pérdidas 30 años
LSMT 20 kV	412,10	887.251,30	1.517.199,72 €
TRAFOS 20/6kV	156,06	335.992,12	574.546,53 €
TRAFO 1 EXISTENTE 132/6kV	222,94	479.988,74	820.780,75 €
TRAFO 2 EXISTENTE 132/6kV	222,94	479.988,74	820.780,75 €
Total			3.733.307,75 €

* En el archivo Excel "20231106 Análisis coste alternativas conexión AGU R01.xlsx" se detallan los cálculos de pérdidas a los que se hace referencia en la tabla anterior.

4. CONCLUSIONES PRELIMINARES

4.1. COSTO

Como se ha detallado en los anteriores epígrafes, el resumen del coste económico de las alternativas es el siguiente:

COSTE ECONÓMICO DE LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS	
ALTERNATIVA	Coste Total
ALTERNATIVA DE CONEXIÓN 1	1.769.630,00 €
ALTERNATIVA DE CONEXIÓN 2	3.869.630,00 €
ALTERNATIVA DE CONEXIÓN 3	4.145.380,00 €
ALTERNATIVA DE CONEXIÓN 4	1.502.540,00 €

Se observa que la Alternativa de Conexión 4 es la más económica junto con la Alternativa de Conexión 1, teniendo aproximadamente la mitad de precio respecto al resto.

4.2. COMPLEJIDAD TÉCNICA

COMPLEJIDAD TÉCNICA	
ALTERNATIVA DE CONEXIÓN 1	Esta solución requiere de instalación de dos nuevos transformadores sin necesidad de modificar los existentes. Requiere de instalación de celdas de 30, 20 y 6kV pero permite la parada escalonada de la Desaladora para evitar una parada general. Tiempo estimado entre 15 y 30 días.
ALTERNATIVA DE CONEXIÓN 2	Parada general de la Desaladora debido al desmantelamiento e instalación de nuevos transformadores. Se estima una parada en torno a 2 meses.
ALTERNATIVA DE CONEXIÓN 3	Parada general de la Desaladora debido a la instalación de una nueva Celda GIS 132kV. No está garantizada la viabilidad de poder expandir este cuadro eléctrico por no existir el fabricante a día de hoy. La parada general podría ser superior a 2 meses.
ALTERNATIVA DE CONEXIÓN 4	Esta solución requiere de instalación de dos nuevos transformadores sin necesidad de modificar los existentes. Requiere de instalación de celdas de 20 y 6kV pero permite la parada escalonada de la Desaladora para evitar una parada general. Tiempo estimado entre 15 y 30 días.

Se puede indicar, por tanto, que la Alternativa de Conexión 4 y 1 son la que menos complejidad técnica presentan.

4.3. EFICIENCIA ENERGÉTICA

Como se ha detallado en los anteriores epígrafes, el resumen del coste económico de las pérdidas de las alternativas es el siguiente:

COSTE ECONÓMICO DE LAS PÉRDIDAS	
ALTERNATIVA	Coste Total
ALTERNATIVA DE CONEXIÓN 1	3.917.393,09 €
ALTERNATIVA DE CONEXIÓN 2	4.497.083,80 €
ALTERNATIVA DE CONEXIÓN 3	2.268.012,94 €
ALTERNATIVA DE CONEXIÓN 4	3.733.307,75 €

La alternativa 3 tiene unas pérdidas por transformación menores debido a que no se requiere de múltiples transformaciones de la energía. Tiene aproximadamente la mitad de coste económico de pérdidas que el resto de alternativas.

En relación con la alternativa 4, cabe destacar que, a medida que aumenta la longitud de la línea de evacuación, también se incrementan las pérdidas en comparación con el resto de alternativas, debido a la tensión de 20 kV. Por tanto, esta opción resulta más adecuada para líneas eléctricas de corta longitud (inferior a 3 km).

5. CONCLUSIÓN RESUMEN

Por todo lo que se expone en el presente documento, estimamos que quedan suficientemente expuestos y justificados las alternativas a utilizar en la Desaladora de Águilas-Guadalentín.

La alternativa 2 es la que peor eficiencia energética presenta respecto al resto de alternativas estudiadas, teniendo también un coste económico elevado. Además, los tiempos de entrega de los transformadores de triple devanado empleados en esta alternativa son de aproximadamente dos años a fecha de redacción del presente documento. En consecuencia, creemos que debe ser considerada como no viable.

La alternativa 3 presenta la mejor eficiencia energética de las alternativas estudiadas. Sin embargo, es la peor posicionada en el resto de aspectos: es la más cara, requiere un tiempo de parada de planta mayor y, lo que es más crítico, no está garantizada la posibilidad de poder ampliar la GIS 132 kV con una nueva celda. Por lo tanto, esta opción debe ser considerada como no viable.

Se propone, por tanto, la utilización de la Alternativa de Conexión 4 (20 kV) si la línea de evacuación tiene una longitud inferior a 3 kilómetros, y la Alternativa de Conexión 1 (30 kV) si la línea de evacuación tiene una longitud superior a 3 kilómetros.

Se solicita, que se proceda con la aceptación de la propuesta para comenzar el diseño del estudio de alternativas.

No obstante, el técnico redactor de este documento queda a disposición para cuantas dudas y aclaraciones estimen oportunas.

Murcia, noviembre 2.023



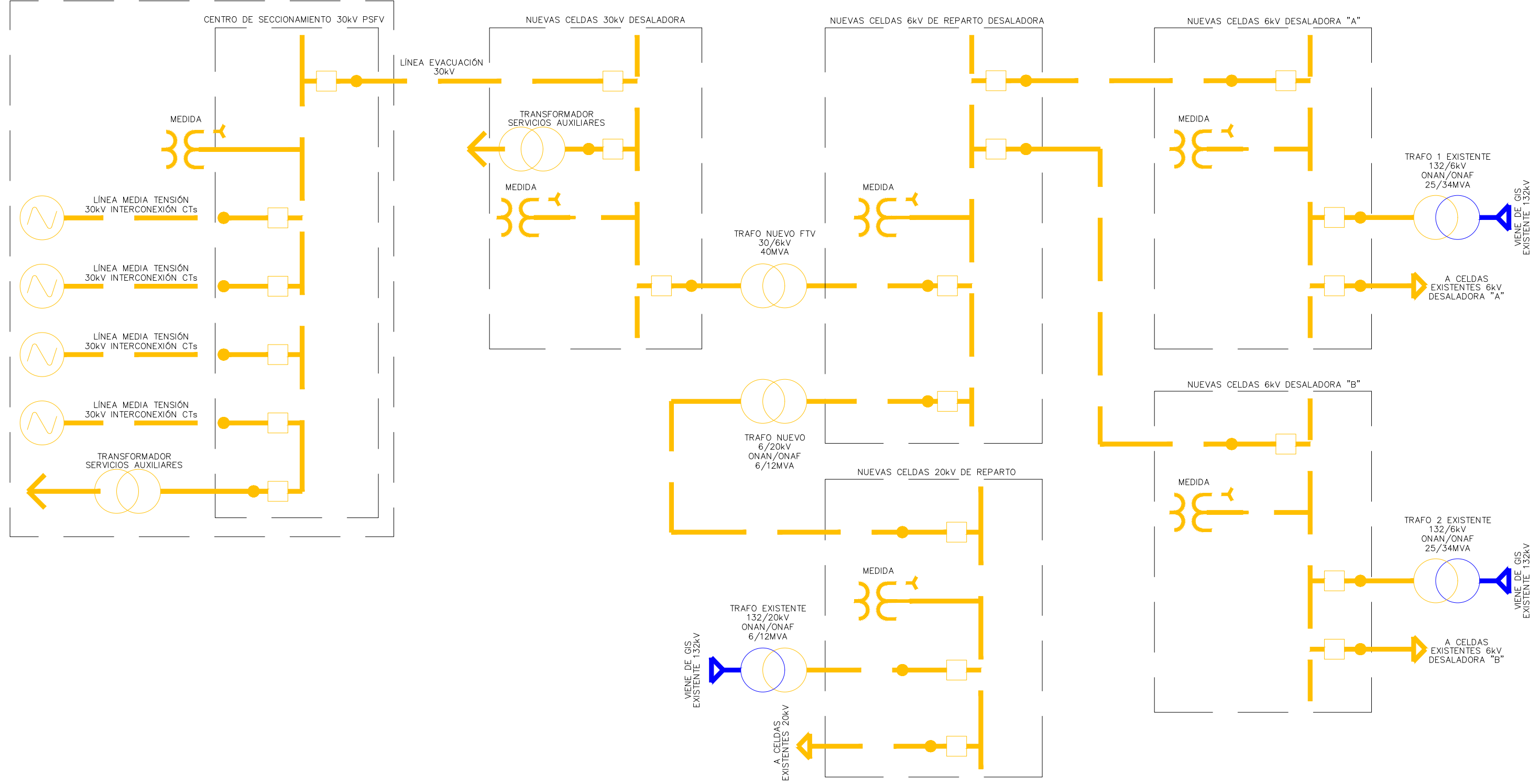
El ingeniero Industrial:

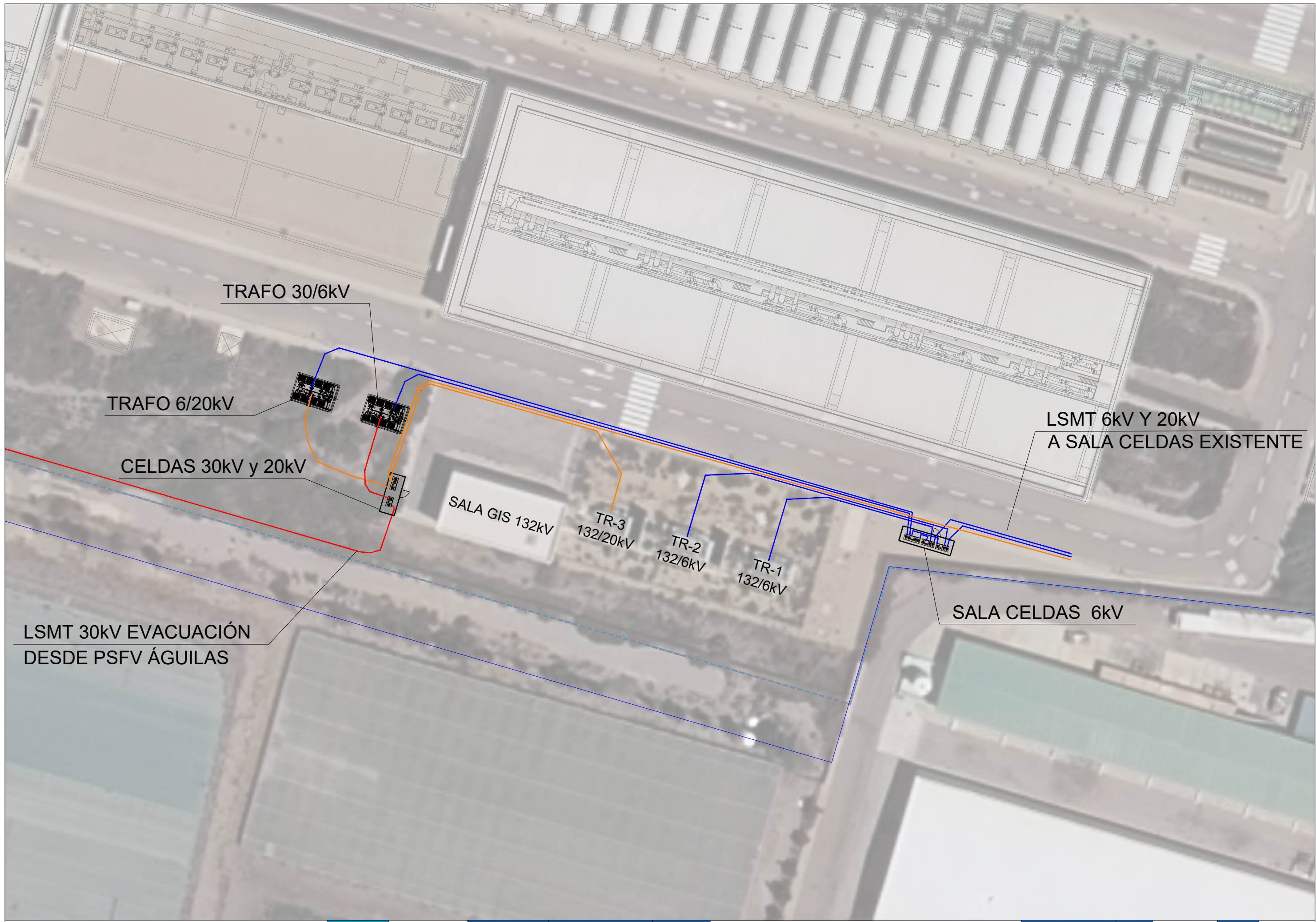
D. Javier Castellote Martínez

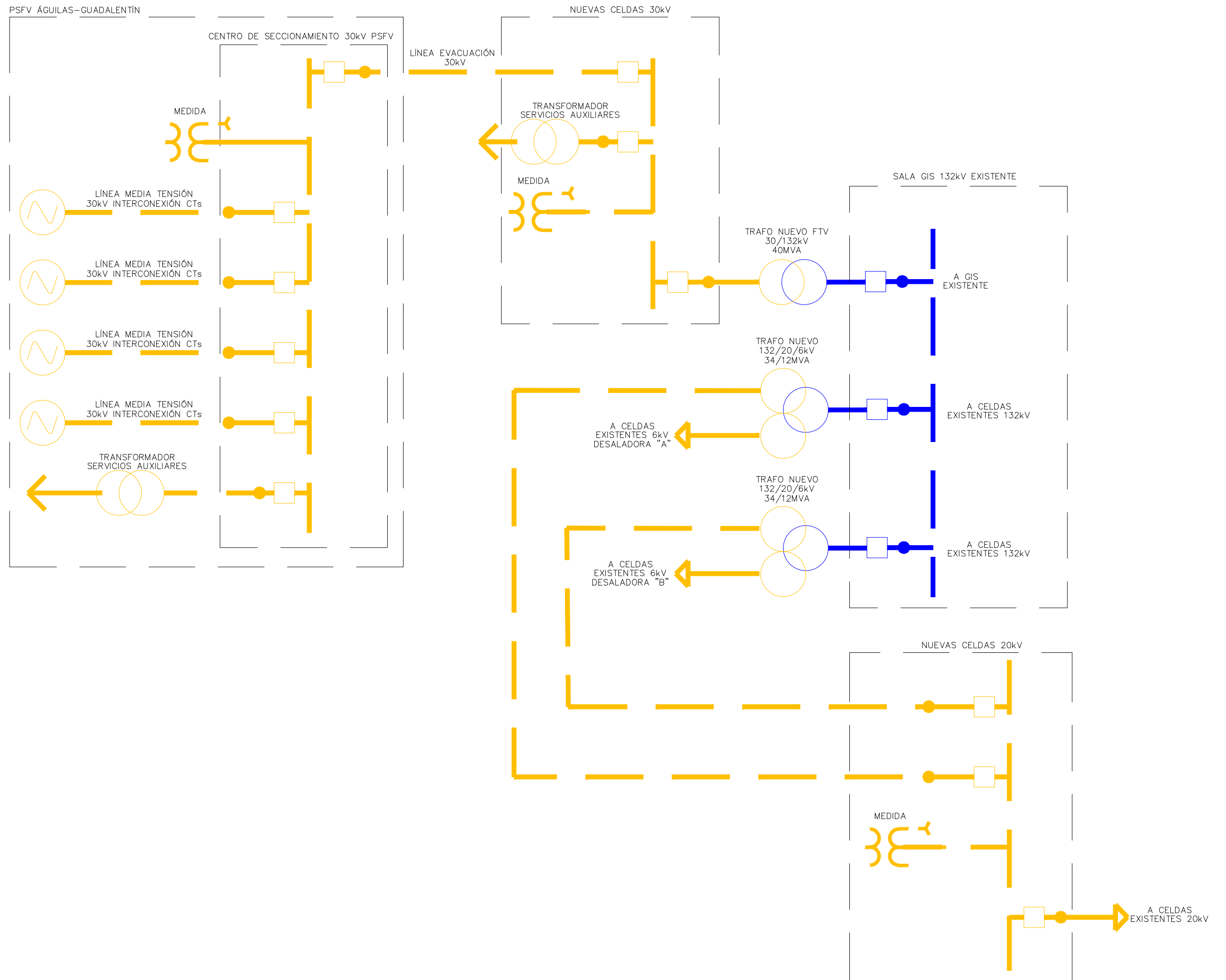
Colegiado nº 591

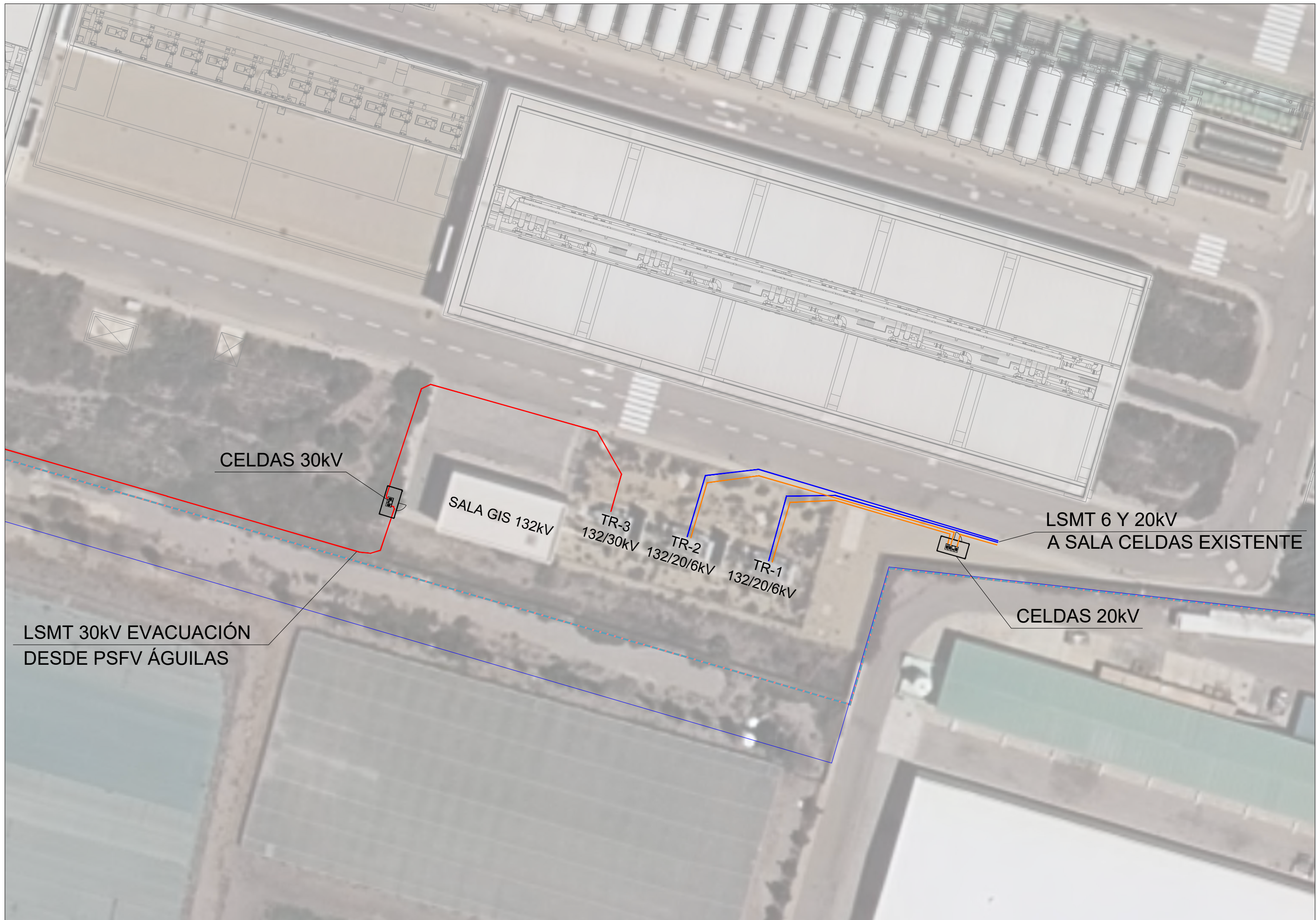
6. PLANOS

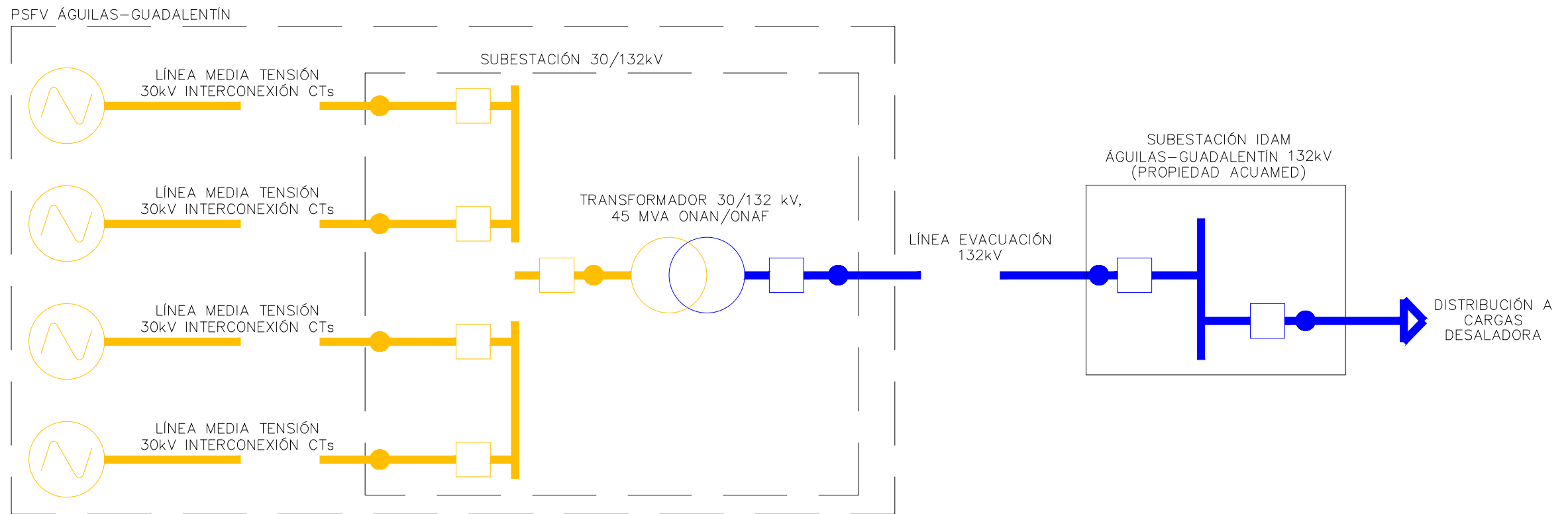
PSFV ÁGUILAS-GUADALENTÍN













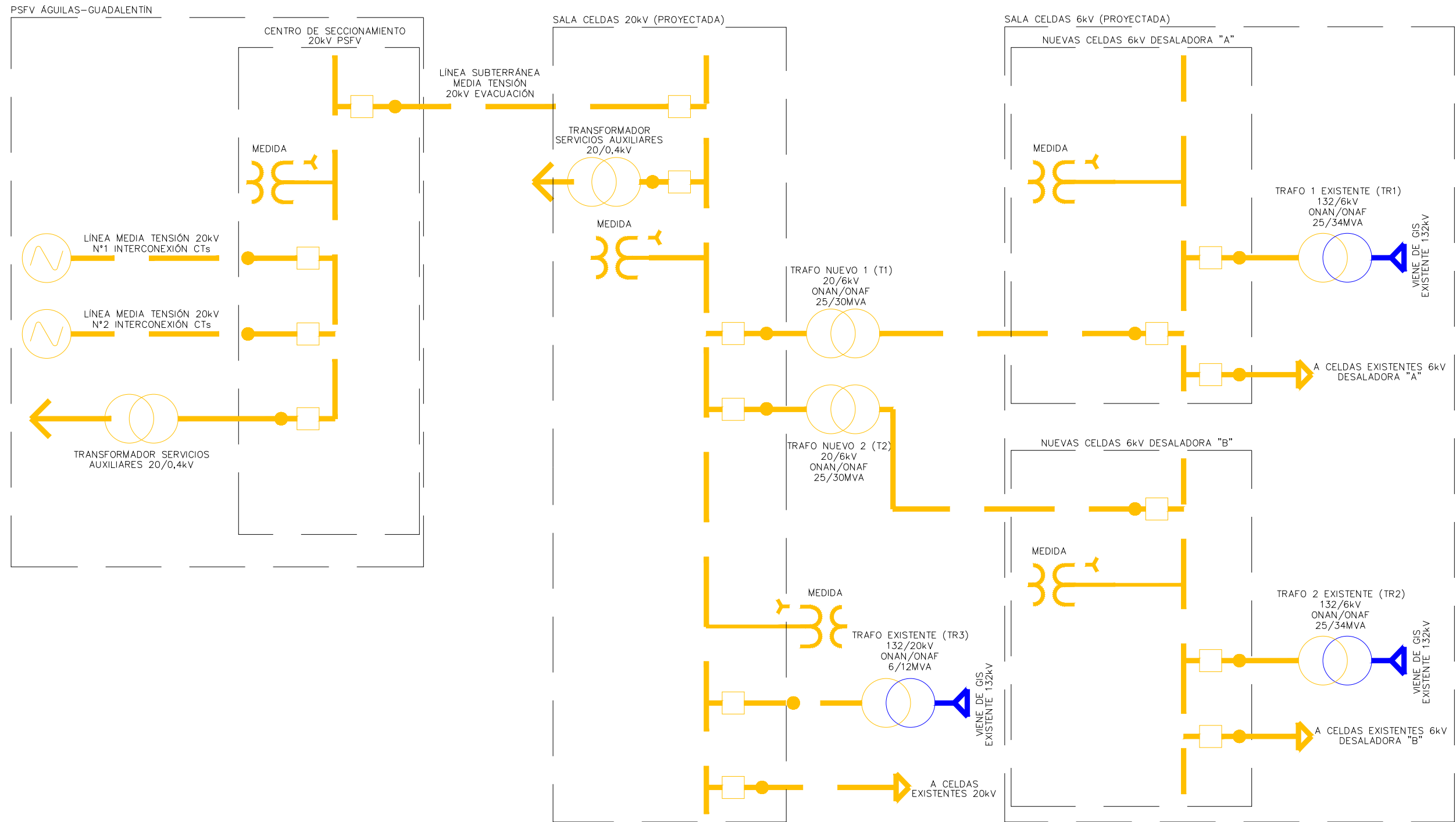
LSMT 132kV EVACUACIÓN
DESDE PSFV ÁGUILAS

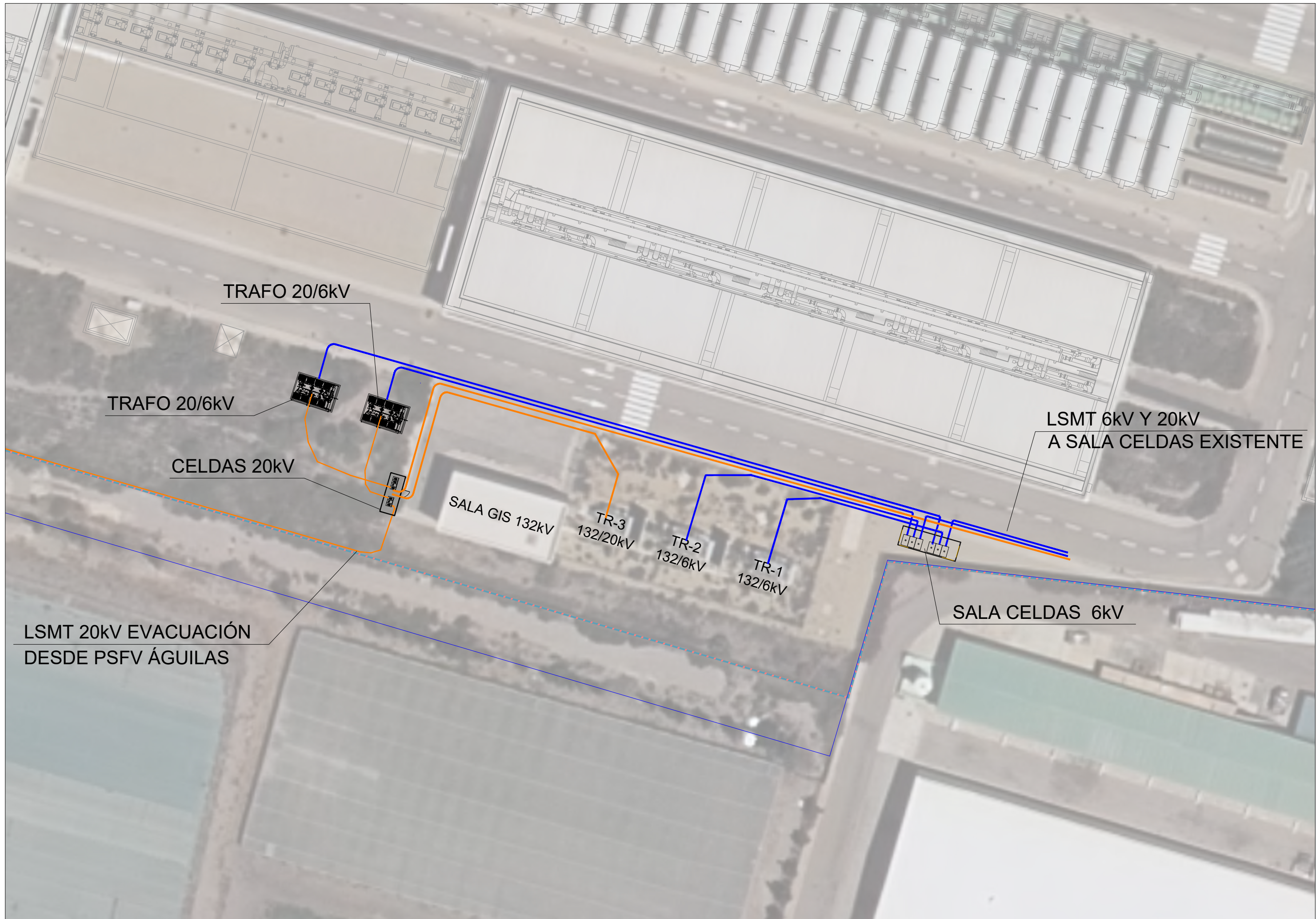
SALA GIS 132kV

TR-3
132/20kV

TR-2
132/6kV

TR-1
132/6kV





**APÉNDICE 4: ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD AMBIENTAL DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DEL ANTEPROYECTO
“DESALADORA DE ÁGUILAS-GUADALENTÍN PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA (ÁGUILAS, MURCIA)”**

ÍNDICE

1. EXPOSICIÓN DE ALTERNATIVAS.....	4	3.1.2. ALTERNATIVA 2	18
1.1. ALTERNATIVA 1.....	4	3.1.3. ALTERNATIVA 3	20
1.2. ALTERNATIVA 2.....	4	3.2. AFECCIONES MÁS SIGNIFICATIVAS SOBRE LA AVIFAUNA DE CADA UNA DE LAS OPCIONES CONSIDERADAS	22
1.3. ALTERNATIVA 3.....	5	3.2.1. ALTERNATIVA 1	22
2. ASPECTOS GENERALES, METODOLOGÍA Y VALORACIÓN	7	3.2.2. ALTERNATIVA 2	23
2.1. METODOLOGÍA FLORA, VEGETACIÓN Y HÁBITATS DE INTERÉS COMUNITARIO.....	7	3.2.3. ALTERNATIVA 3	24
2.1.1. RECOPIACIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	7	3.3. AFECCIONES RELATIVAS A LA HIDROLOGÍA.....	27
2.1.2. CARTOGRAFÍA DE MANCHAS DE VEGETACIÓN SOBRE ORTOFOTOGRAFÍAS.....	7	3.3.1. ALTERNATIVA 1	27
2.1.3. TRABAJO DE CAMPO: CATÁLOGO FLORÍSTICO Y DE HIC....	7	3.3.2. ALTERNATIVA 2	27
2.1.4. REVISIÓN CRÍTICA DE LOS CATÁLOGOS DE FLORA Y LA INFORMACIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	7	3.3.3. ALTERNATIVA 3	28
2.2. METODOLOGÍA ESTUDIO Y SEGUIMIENTO DE AVIFAUNA PARA PLANTA SOLAR Y LÍNEA ELÉCTRICA	7	3.4. AFECCIONES RELATIVAS AL PAISAJE.....	29
2.2.1. OTROS GRUPOS DE FAUNA.....	9	3.4.1. ALTERNATIVA 1	29
2.3. METODOLOGÍA PARA LA VALORACIÓN DE AFECCIONES RELACIONADAS CON LA HIDROLOGÍA.....	10	3.4.2. ALTERNATIVA 2	29
2.4. PLANTEAMIENTOS Y METODOLOGÍA PARA LA VALORACIÓN ARQUEOLÓGICA	11	3.4.3. ALTERNATIVA 3	30
2.4.1. LA BASE DOCUMENTAL: CARTOGRAFÍA Y BIBLIOGRAFÍA.	12	3.5. AFECCIONES RELATIVAS A LA ARQUEOLOGÍA	31
2.4.2. ÁREA GRÁFICA.....	12	3.5.1. ALTERNATIVA 1	31
2.4.3. ÁREA BIBLIOGRÁFICA.....	12	3.5.2. ALTERNATIVA 2	31
2.4.4. LOS TRABAJOS DE CAMPO. DISEÑO Y ESTRATEGIA.....	12	3.5.3. ALTERNATIVA 3	31
2.4.5. REGISTRO DE LOS TRABAJOS.....	13	3.6. SENSIBILIDAD AMBIENTAL MITERD.....	33
3. RESULTADOS.....	15	3.6.1. ALTERNATIVA 1	33
3.1. FLORA, VEGETACIÓN Y HÁBITATS DE INTERÉS COMUNITARIO	15	3.6.2. ALTERNATIVA 2	33
3.1.1. ALTERNATIVA 1	15	3.6.3. ALTERNATIVA 3	34
		4. VALORACIÓN AMBIENTAL Y PREFACTIBILIDAD	35
		4.1. HÁBITATS DE INTERÉS COMUNITARIO	36
		4.2. FLORA PROTEGIDA.....	37
		4.3. FAUNA.....	37
		4.4. ESPACIOS PROTEGIDOS	37
		4.5. DECRETO 89/2012. PROTECCIÓN DE ELECTROCUCIÓN Y MEDIDAS ANTICOLISIÓN.	37

4.6.	HIDROLOGÍA	38
4.7.	PAISAJE.....	38
4.8.	ARQUEOLOGÍA.....	39
4.9.	EFFECTOS SINÉRGICOS.....	39
4.10.	SENSIBILIDAD AMBIENTAL MITERD	39
5.	MATRIZ SINTÉTICA: ALTERNATIVAS DE LÍNEAS ELÉCTRICAS.....	40
6.	MATRIZ SINTÉTICA: ALTERNATIVAS IMPLANTACIÓN PSFV	40

1. EXPOSICIÓN DE ALTERNATIVAS

1.1. ALTERNATIVA 1

Esta alternativa se plantea al norte del casco urbano de Águilas y al noroeste del polígono industrial Las Majadas. Muy próxima a la Desaladora de Águilas. Terrenos con ligeras pendientes norte-sur en su mayoría. La mayor parte de las parcelas transformadas para cultivos intensivos de regadío e invernaderos.

Superficie total parcelas 188,83 ha

Alternativa evacuación 1.A LSMT con una longitud de 355 m. Línea soterrada.

Alternativa evacuación 1.B LAMT con una longitud de 363 m. Línea aérea.

Alternativa evacuación 1.C LAMT-LSMT con una longitud de 375 m. Línea mixta con un tramo aéreo y otro soterrado.

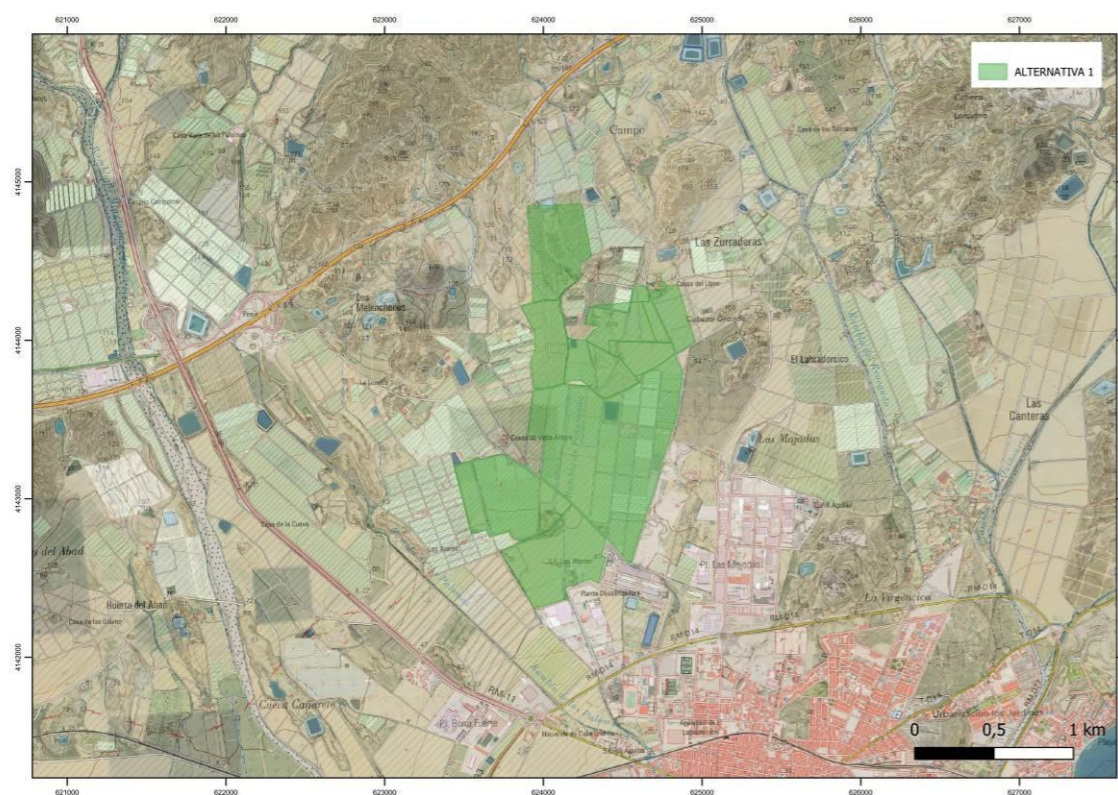


Figura 1. Terrenos disponibles para la implantación de la alternativa 1 de la PSFV.

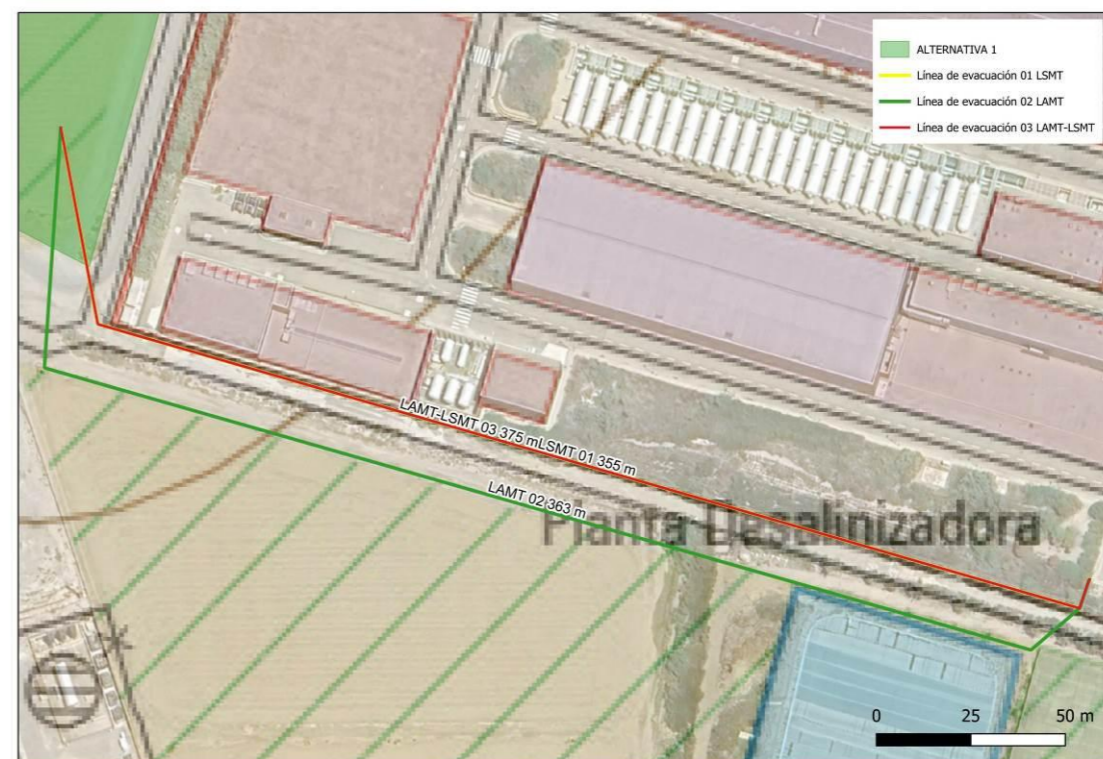


Figura 2. Alternativas de evacuación de la alternativa 1.

1.2. ALTERNATIVA 2

Esta alternativa se plantea a unos 3 km al oeste del casco urbano de Águilas. Terrenos bastante llanos transformados para cultivos de regadío.

Superficie total parcelas disponibles 178,1 ha.

Alternativa evacuación 2.A LSMT con una longitud de 4396 m. Línea soterrada.

Alternativa evacuación 2.B LSMT con una longitud de 3903 m. Línea soterrada.

Alternativa evacuación 2.C LAMT con una longitud de 3175 m. Línea aérea.

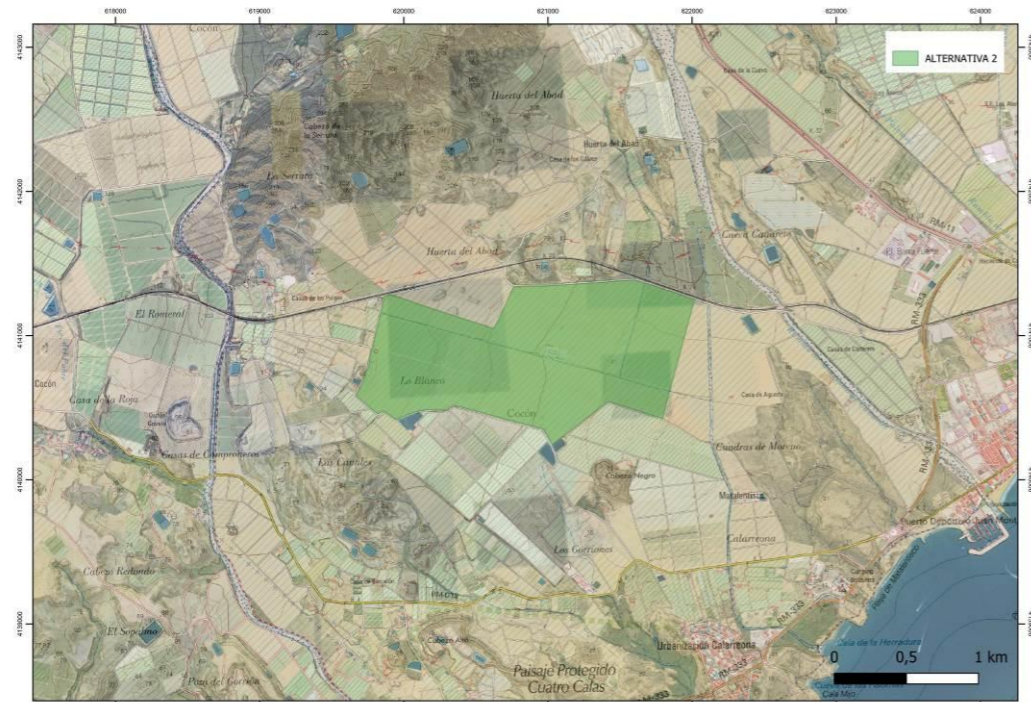


Figura 3. Terrenos disponibles para la implantación de la alternativa 2 de la PSFV.

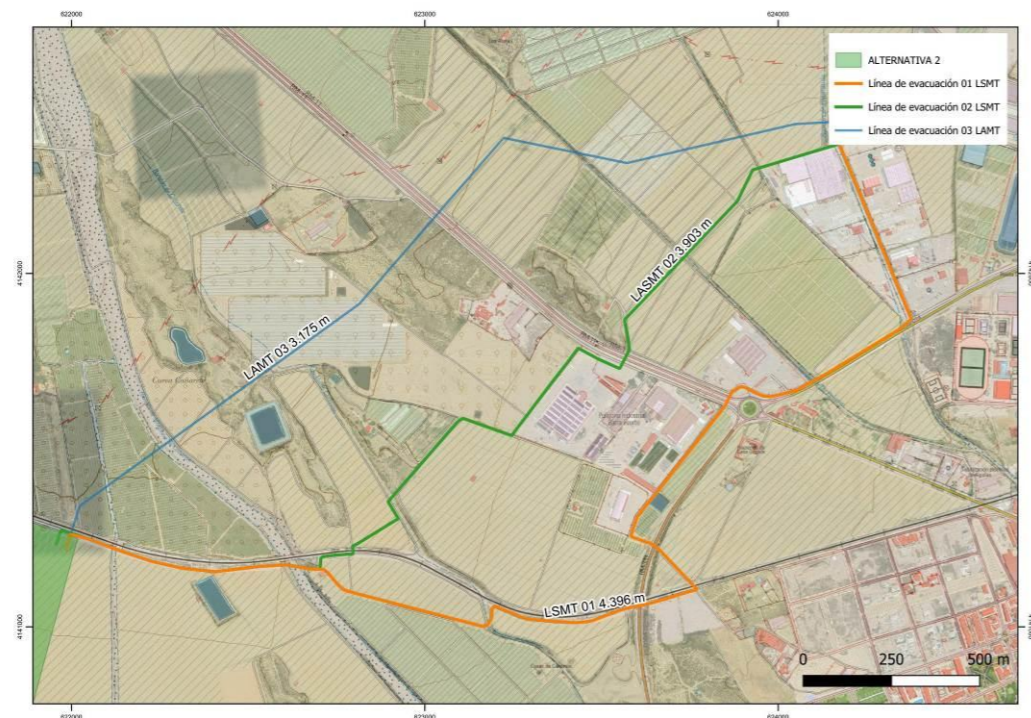


Figura 4. Alternativas de la línea de evacuación para la alternativa 2 de la PSFV.

1.3. ALTERNATIVA 3

Esta alternativa se plantea al oeste de la Sierra de la Carrasquilla. Terrenos bastante llanos transformados para cultivos de cítricos de regadío en la parte norte y hortalizas de regadío al sur.

Superficie total parcelas disponibles 152,17 ha.

Alternativa evacuación 3.A LAAT con una longitud de 12.615 m. Línea aérea.

Alternativa evacuación 3.B LSMT con una longitud de 15.024 m. Línea soterrada.

Alternativa evacuación 3.C LSMT con una longitud de 13.751 m. Línea soterrada.



Figura 5. Terrenos disponibles para la implantación de la alternativa 3 de la PSFV.

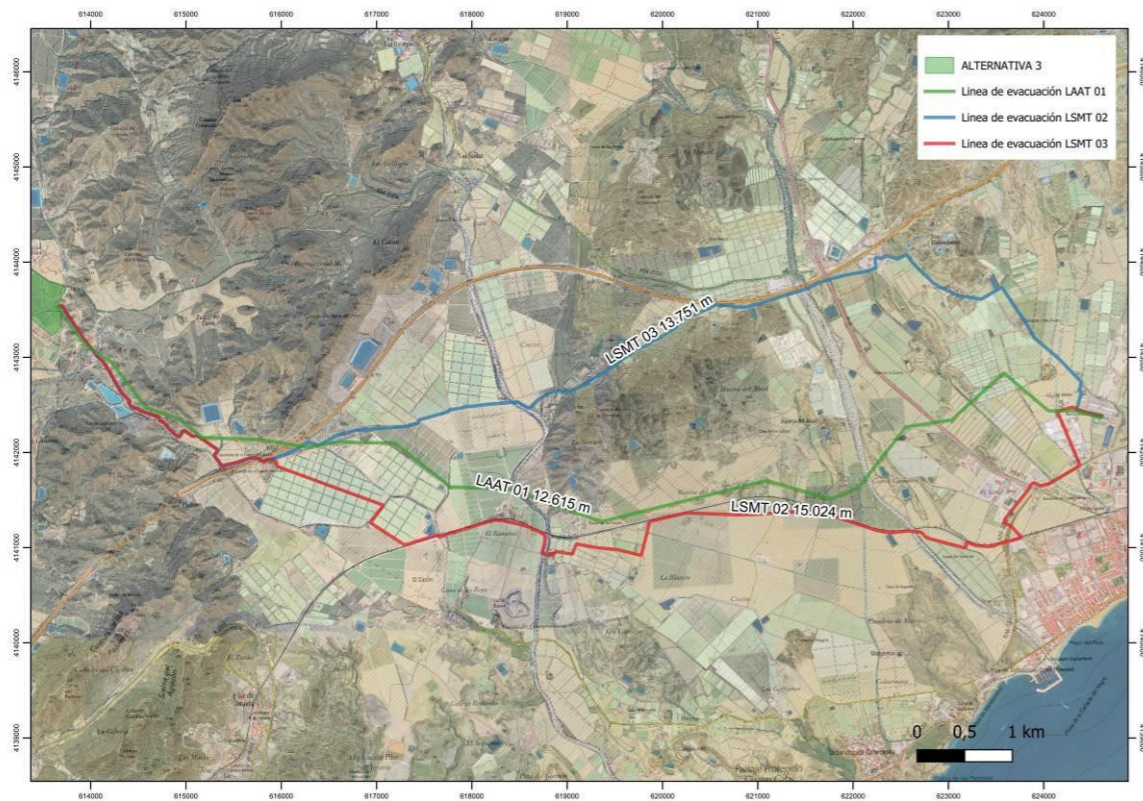


Figura 6. Alternativas de la línea de evacuación para la alternativa 3 de la PSFV.

2. ASPECTOS GENERALES, METODOLOGÍA Y VALORACIÓN

2.1. METODOLOGÍA FLORA, VEGETACIÓN Y HÁBITATS DE INTERÉS COMUNITARIO

2.1.1. RECOPILOCIÓN BIBLIOGRÁFICA.

Además de la extensa experiencia del experto en flora, vegetación y HIC, apoyada en sus numerosas publicaciones se llevará a cabo una revisión bibliográfica de las bases de datos sobre flora y vegetación más numerosas y detalladas sobre la flora y la vegetación a nivel nacional e internacional. Algunas de estas se listan a continuación:

- Proyecto Anthos. Sistema de información sobre las plantas de España. Base de datos del Jardín Botánico de Madrid, centro de investigación dependiente del CSIC. (www.anthos.es).
- SIVIM. Sistema de información de la Vegetación Ibérica y Macaronésica. (www.sivim.info).
- GBIF. Global Biodiversity Information Facility. GBIF.ES es el Nodo Nacional de Información en Biodiversidad. (www.gbif.es).

2.1.2. CARTOGRAFÍA DE MANCHAS DE VEGETACIÓN SOBRE ORTOFOTOGRAFÍAS

En gabinete, se procederá a cartografiar manchas homogéneas teniendo como base las imágenes satelitales más actualizadas del PNOA y de proveedores globales como Google Maps. La cartografía de estas manchas tendrán en cuenta patrones de vegetación, orientación, cobertura, alteraciones visuales, etc.

2.1.3. TRABAJO DE CAMPO: CATÁLOGO FLORÍSTICO Y DE HIC.

Para la catalogación de los HIC, flora y la flora de interés se llevarán a cabo salidas quincenales en las épocas de mayor importancia fenológica. En el caso que nos ocupa, de Enero a Julio. Y una salida mensual el resto del año. Los recorridos serán a pie por todas las parcelas afectadas, realizando un muestreo visual y sistemático bastante completo del terreno.

Debido al carácter estacionario de las especies vegetales se ha optado por una revisión exhaustiva de la totalidad de las parcelas, haciendo especial hincapié en los lugares que se hayan detectado en los pasos previos de cartografía en gabinete y que sean más propicios para la diversidad vegetal y las especies de interés.

El objetivo es el reconocimiento visual de cada una de las manchas para la catalogación de HIC y flora protegida.

2.1.4. REVISIÓN CRÍTICA DE LOS CATÁLOGOS DE FLORA Y LA INFORMACIÓN BIBLIOGRÁFICA

Tras la labor de revisión de las bases de datos sobre flora y vegetación, frecuentemente referidas a cuadrículas UTM 1x1, y la información obtenida tras el exhaustivo trabajo de campo se obtendrá un catálogo florístico y de HIC revisado críticamente que servirá de base para la gestión de la flora e HIC del proyecto.

2.2. METODOLOGÍA ESTUDIO Y SEGUIMIENTO DE AVIFAUNA PARA PLANTA SOLAR Y LÍNEA ELÉCTRICA

La metodología de trabajo será la que se describe en la Guía para la elaboración de estudios de impacto ambiental de proyectos de plantas solares fotovoltaicas y sus infraestructuras de evacuación, elaborada por el Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico (MITECO).

La fauna representa uno de los factores ambientales más críticos en el impacto ambiental de las plantas solares fotovoltaicas. Debido a su relevancia, para una adecuada integración de la variable ambiental en el diseño de este tipo de proyectos, la fauna debe ser inventariada desde las etapas más tempranas de la formulación del proyecto.

El inventario de fauna debe siempre basarse en información bibliográfica actualizada y fiable y en un trabajo de campo que permita conocer (cualitativa y cuantitativamente) las poblaciones faunísticas de mayor importancia del lugar, su distribución, el estado de conservación, así como, el uso que realizan en la zona de actuación y en su entorno. En ese sentido, el inventario de fauna debe comprender un ciclo anual completo. También es necesario justificar la metodología utilizada y su suficiencia, aportando una relación de los métodos de muestreo empleados, los periodos y días de trabajo de campo realizados, el horario y el personal (titulados competentes) y los medios empleados. Asimismo, se deben siempre citar las fuentes de los datos que provengan del análisis bibliográfico o que hayan sido aportados por terceros.

El ámbito territorial que abarque el inventario de fauna y la escala de su correspondiente cartografía debería ajustarse en función de la distribución y capacidad dispersiva de cada grupo faunístico.

Teniendo en cuenta lo anterior, se aconseja recabar los estudios y datos disponibles más actualizados sobre la presencia de todas las especies de fauna en el ámbito del proyecto. El inventario debe considerar todas las especies de fauna presentes en el ámbito de estudio, prestando especial atención a las especies incluidas en el Real Decreto 139/2011, de 4 de febrero, para el desarrollo del Listado de Especies Silvestres en Régimen de Protección Especial (en adelante LESRPE) y del Catálogo Español de Especies Amenazadas (en adelante CEEA), así como el resto de catálogos autonómicos. Esta atención deberá ser aún mayor en los casos en los que el proyecto pueda suponer la destrucción o deterioro de sus nidos, vivares y lugares de reproducción, invernada o reposo. Se recomienda que el inventario se centre en la avifauna y aborde también el resto de grupos, aportando como mínimo los datos que se reflejan a continuación.

El EsIA debería recoger los resultados de un estudio específico de avifauna, que abarque un ciclo anual completo, donde se caractericen las comunidades de aves presentes en el ámbito de estudio. En general, es aconsejable caracterizar las especies de avifauna existentes en función de si son poblaciones residentes, reproductoras, invernantes, estivales y/o de presencia accidental y, entre ellas, identificar las que utilizan regularmente la zona para sus migraciones y movimientos dispersivos. A su vez, la caracterización de las poblaciones puede desagregarse por tipo de hábitat, si el proyecto afecta a tipos significativamente diferentes a estos efectos. En todo caso, siempre se debería facilitar la cartografía de estos tipos de hábitats para una mejor identificación.

En una primera aproximación, se recomienda caracterizar las comunidades de avifauna a partir de la información bibliográfica, cartográfica y censal oficial, que permita identificar:

- Áreas y hábitats importantes para las aves.
- Especies clave (incluidas en el CEEA y LESRPE, así como resto de catálogos autonómicos y particularmente vulnerables a los potenciales impactos del proyecto) y su fenología.
- Condiciones climatológicas y antrópicas que puedan tener influencia en el comportamiento de las aves (actividades humanas en las áreas de interés, vientos predominantes, nieblas, días de lluvia, etc.).

Toda esta información previa permitirá adecuar los trabajos de campo a las particularidades del entorno en la fase posterior, realizando un diseño muestral específico.

En una segunda aproximación, se caracterizarán detalladamente las poblaciones de avifauna presentes en el entorno del proyecto mediante muestreos sistemáticos sobre el terreno. El ámbito territorial recomendado debería abarcar, al menos, una envolvente de 2 km alrededor de todas las alternativas propuestas para la planta fotovoltaica y 3 km alrededor de sus respectivas líneas eléctricas de evacuación. En todo caso, se recomienda justificar adecuadamente el ámbito finalmente elegido en función de la capacidad dispersiva de las especies presentes. Este radio se ampliará a 5 km en el caso de que se sospeche la presencia de especies incluidas en el CEEA y LESRPE, así como resto de catálogos autonómicos.

En el estudio de avifauna se debe detallar la metodología empleada, la cual se recomienda que esté respaldada científicamente y que cumpla, en su caso, las exigencias establecidas por las administraciones competentes. Asimismo, la metodología empleada en el estudio de avifauna debería ser adecuada para repetirla durante la fase de explotación como parte del plan de vigilancia ambiental, con el objetivo de conocer el impacto real del proyecto y determinar el área en el que se produce un descenso de la abundancia o riqueza de especies.

Se debería indicar al menos:

- Selección de la técnica de muestreo, justificada en función de la especie o especies objetivo (estación de escucha, punto de observación, radioseguimiento, transecto a pie o en vehículo, etc.)
- Esfuerzo de muestreo: número de observadores, que siempre deben tener experiencia demostrada en la materia (ornitólogos); frecuencia de muestreo (número de prospecciones en cada época del ciclo vital, horas efectivas de seguimiento, longitud de transectos, duración de observaciones y/o escuchas, etc.)
- Protocolo específico para la toma de datos y el archivo y documentación de registros, evitando en cualquier caso la agregación de registros por localidad o periodo de muestreo. Los registros de los avistamientos realizados se georreferenciarán e incluirán, en la medida de lo posible: especie, sexo, número de ejemplares, edad, altura en vuelo, comportamiento, hábitats utilizados, trayectorias, etc. También se recomienda registrar las condiciones meteorológicas mediante mediciones in situ y la presencia y uso humano de la zona durante las actividades de muestreo.

Con carácter general, se recomiendan los siguientes esfuerzos de muestreo mínimos para la realización del estudio de avifauna:

- Frecuencia mínima: Visitas quincenales en primavera y en la época de mayores concentraciones invernales (1 de diciembre a 31 de enero); y visitas mensuales en verano, en el periodo postnupcial y durante resto de la invernada.
 - Densidades mínimas (siempre se debe garantizar que se prospecta toda la diversidad de hábitats presentes en la zona de implantación y en toda la longitud de la línea):
- ✓ Dentro de la planta solar: 1 transecto/100 ha de superficie.
 - ✓ Trazado de la línea eléctrica: 3 transectos por cada 10 km de línea.
 - ✓ Ámbito de estudio de la planta solar: 5 transectos.
 - ✓ Ámbito de estudio de la línea eléctrica: 6 transectos por cada 10 km de línea eléctrica.
 - ✓ Para aquellos grupos que por su biología se encuentren ligados a ciertos hábitats de una manera estrecha, las búsquedas activas o identificación de señales o indicios deberá concentrarse en aquellas ubicaciones en las que sea posible su localización

El estudio previo para la caracterización de la comunidad de aves podría determinar la necesidad de mayores esfuerzos de muestreo.

En caso de que la revisión bibliográfica previa determine la existencia de poblaciones de aves esteparias en el ámbito de estudio, para la realización del inventario, y muy especialmente para el diseño de los trabajos de campo, se recomienda seguir las directrices de la "Guía metodológica para la valoración de repercusiones de las instalaciones solares sobre especies de avifauna esteparia", elaborada por la Subdirección General de Biodiversidad Terrestre y Marina del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Con carácter general, los resultados de los muestreos se someterán a un análisis que incluirá:

- Estimación numérica de las poblaciones de las especies de mayor interés, ya sea en términos absolutos (tamaño poblacional) o relativos (índice de abundancia, abundancia relativa) y reflejada en cartografía a escala detallada, pudiéndose apoyar también en análisis

cuantitativos (como densidad de Kernel u otro método similar).

- Análisis del uso del hábitat y del espacio para cada una de las especies de interés, con especial atención a las especies clave: áreas de reproducción, cría y nidificación, áreas de campeo y alimentación preferente, rutas de vuelo y principales movimientos entre zonas de alimentación y reposo (diurnos o nocturnos), áreas de concentración, dormideros, presencia de humedales y charcas, muladares y puntos de alimentación de aves necrófagas, etc.
- Identificación en el entorno próximo del proyecto de los hábitats óptimos para albergar a las poblaciones de fauna que ocupan los hábitats que serán transformados por el proyecto (sobre mapa y fotografía aérea), de cara a la eventual definición de una superficie de compensación.

Se recomienda realizar una ficha para cada especie incluida en el CEEA y LESRPE, así como resto de catálogos autonómicos, los catálogos regionales de especies amenazadas o libros rojos, indicando su población (abundancia y tendencia poblacional), los periodos sensibles y su distribución en la zona (cartografía) diferenciando, en su caso, áreas de cría, nidificación y reproducción, zonas de invernada, refugio, campeo y alimentación, requerimientos ecológicos, estado de conservación, amenazas y vulnerabilidad frente al proyecto.

Así mismo, es necesario que la cartografía sobre la distribución de las distintas especies detectadas en el estudio de avifauna incluya la información obtenida no sólo en los trabajos de campo realizados, sino también, en el resto de la bibliografía, censos e inventarios oficiales, radioseguimientos, etc. que se hayan analizado.

Los resultados del estudio de avifauna deberían ser considerados como uno de los factores determinantes en el análisis ambiental para la selección de alternativas, tanto de localización de la planta fotovoltaica, como del trazado de la línea eléctrica de evacuación. Además, servirán de base para la definición de los muestreos que se realizarán de forma periódica durante el programa de vigilancia ambiental, lo que debería permitir que a lo largo del desarrollo del proyecto se pueda obtener información sobre la evolución de las poblaciones antes y después de la ejecución del proyecto.

2.2.1. OTROS GRUPOS DE FAUNA

El EsIA debe incluir también un inventario de los demás grupos de fauna presentes (mamíferos, anfibios, reptiles, peces y/o invertebrados), prestando especial atención a las

especies incluidas en el CEEA y LESRPE, así como resto de catálogos autonómicos de especies amenazadas y aquellas otras para las que, sin estar protegidas, el proyecto pueda suponer una afectación significativa.

El trabajo de campo se deberá diseñar teniendo en cuenta las épocas en las que la detectabilidad de cada grupo faunístico es mayor, aunque con carácter general se recomienda realizar visitas mensuales, centradas en los hábitats en los que sea esperable encontrar los distintos grupos previamente identificados.

Igualmente, es necesario identificar para todas las alternativas los corredores de fauna (infraestructura verde) que sean importantes para la conectividad del hábitat de alguna especie o grupo de especies, cuya funcionalidad puede verse alterada por el proyecto.

2.3. METODOLOGÍA PARA LA VALORACIÓN DE AFECCIONES RELACIONADAS CON LA HIDROLOGÍA.

Se describe a continuación la metodología prevista para el análisis y desarrollo de los estudios hidrológico-hidráulicos necesarios para la evaluación del riesgo de inundación de las instalaciones.

En primer lugar, se realiza un análisis de la localización y la información hidrológico-hidráulica disponible, que sirve de base de partida para la toma de decisión sobre el tipo de estudio a desarrollar. Se analizan las siguientes fuentes de información:

- Visor de la CH Segura para la identificación y evaluación de la existencia de cauces públicos. Se apoya la información del visor con la cartografía temática disponible.
- Visor del SNCZI para la identificación de las zonas que disponen de estudios de inundabilidad dentro del ámbito del estudio de las ARPSIs.
- Visor del IDERM para la identificación de las redes principales de escorrentía superficial, que permite identificar las líneas de drenaje principal que afectarán a la implantación y tener una idea de la magnitud de su cuenca vertiente.
- Consulta de las Directrices y Planes de Ordenación Territorial de los distintos ámbitos de la Región para analizar la existencia de algún tipo de condicionado a la ordenación asociado a dichas directrices. Especialmente relevante es el encaje en las Directrices y Planes de Ordenación del Litoral de la Región de

Murcia para los suelos que tienen la clasificación de Protección de Cauces.

- Desde la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia, se ha elaborado un mapa de adecuación territorial con la instalación de PSF, de forma que esta implantación se haga de manera respetuosa y compatible con los valores del territorio. Por ello se consulta la cartografía de compatibilidad de la implantación de instalaciones fotovoltaicas a nivel regional y nacional. Existe, por un lado, la compatibilidad definida por la Región de Murcia y, por otro lado, se ha generado una serie de cartografía a nivel nacional en esta misma línea, por lo que se consultan ambas informaciones.

Analizada la información previa se deben extraer las siguientes conclusiones:

- Si existen cauces públicos o solo se evidencia afección sobre la red de drenaje superficial.
- Si ya existen estudios previos de la Administración Hidráulica que analicen el riesgo de inundación de la zona. La disponibilidad de estos estudios la marca el Sistema Nacional de Cartografía de Zonas Inundables.

A partir de estas conclusiones se pueden dar los siguientes escenarios:

- a) Que existan cauces públicos y que estén analizados en el SNCZI.
- b) Que no existan cauces públicos.
- c) Que existan cauces públicos y no estén analizados en el SNCZI.

Para el primer caso (a) el análisis se simplifica ya que únicamente se deberán analizar los datos disponibles de la Administración Hidráulica y, en función de ellos, establecer las conclusiones necesarias para evaluar la compatibilidad de la implantación con el riesgo y, sobre todo, con las líneas legales asociadas a cauces públicos.

Los cauces públicos están sujetos a la delimitación de líneas legales en las cuales están limitados los usos, estas son:

- Dominio Público Hidráulico, Zona de Servidumbre de Cauces Públicos y Zona de Policía de Cauces.
- Zona de Flujo Preferente.

Si del análisis de la información previa se deriva la presencia de líneas de drenaje que sean

de interés para el estudio, se realizará, de forma adicional, un análisis local de dichas líneas, y si se estima riesgo para la implantación, un estudio específico de la inundabilidad. El análisis local del drenaje se realiza a partir del MDE 2X2 o el modelo digital del terreno del que se disponga. El análisis del riesgo para la implantación se analiza teniendo en cuenta la superficie de la cuenca vertiente, las condiciones en las que la línea atraviesa la implantación, etc.

Para el segundo caso (b), si no existen cauces públicos, no es necesaria delimitación de líneas legales, por lo que el análisis se realizará a efectos de evaluar la compatibilidad de la implantación con el riesgo de inundación. Para la obtención de dicho riesgo, se realizan los siguientes estudios:

- Identificación de las líneas de drenaje que afectan a la instalación mediante herramientas de información geográfica a partir del modelo digital del terreno del que se disponga.
- Estudio pluviométrico para caracterizar la lluvia de diseño para los periodos de retorno que sean de interés.
- Estudio hidrológico para determinar los caudales punta que afectarán a la zona de estudio en los puntos de control que se definan como relevantes para la instalación. Los puntos de control se establecen aguas abajo del perímetro de implantación para dejar el análisis del lado de la seguridad. La metodología que se utiliza para la cuantificación de los caudales aportados es la establecida por la Instrucción de Drenaje Superficial 5.2.I.C. del Ministerio de Fomento (Orden FOM/298/2016) y correcciones posteriores. La estimación de los caudales se ha realizado mediante el método racional.
- Estudio hidráulico para comprobar el riesgo de inundación. El periodo de retorno que define la inundabilidad en líneas de drenaje es el de 500 años, si bien se puede analizar otros periodos de retorno de interés. El análisis hidráulico se realiza habitualmente con software que simula flujo bidimensional.
- En función de los resultados, si es necesario implementar medidas preventivas/correctoras para reducir el riesgo interior de la planta, se predimensionarán estas medidas, que deben cumplir los siguientes condicionantes:

- No se diseñarán de forma que se modifique significativamente la escorrentía superficial aguas arriba y abajo de la instalación.
- No se podrán diseñar de forma que afecten a terceros.

Por último, el último escenario (apartado c), es muy similar al apartado b), debiendo tener en cuenta que los cauces públicos están sujetos a la delimitación de determinadas líneas legales. Por tanto, es necesario añadir los siguientes análisis adicionales:

- Se debe analizar a nivel hidráulico el periodo de retorno de 100 años, además del periodo de retorno de 500 años, ya que a partir del mismo se realiza la propuesta de delimitación de la zona de flujo preferente.
- Con el periodo de retorno asociado a la máxima crecida ordinaria se debe realizar una propuesta de delimitación del Dominio Público Hidráulico y sus zonas de servidumbre y policía asociadas, en las cuales quedan limitados los usos. Para realizar dicha propuesta no solo se tienen que tener en cuenta criterios hidráulicos, sino también históricos y geomorfológicos. La Confederación Hidrográfica del Segura requiere para dicha propuesta la toma de perfiles transversales en campo, por lo que estos estudios requieren de:
 - Levantamientos topográficos adicionales para la toma de perfiles transversales.
 - Visitas a campo
 - Análisis de inundaciones históricas.

Por lo demás el contenido es similar al comentado para el caso de las líneas de drenaje. Se pueden establecer también medidas correctoras, fuera de la zona de servidumbre y Dominio Público Hidráulico. Y, por otro lado, cualquier actuación en zona de policía de cauces públicos requiere de autorización administrativa.

Este Apéndice se trata de un Estudio de Prefactibilidad que se ha realizado con anterioridad al desarrollo del Anteproyecto. Durante el desarrollo del Anteproyecto y EsIA se realizarán los estudios hidrográficos necesarios para confeccionar un layout en el que ningún elemento ocupe la zona de flujo preferente.

2.4. PLANTEAMIENTOS Y METODOLOGÍA PARA LA VALORACIÓN ARQUEOLÓGICA

Al igual que en estudios y trabajos anteriores, la metodología que emplearemos en la

elaboración de este estudio es la habitual en este tipo de intervenciones puntuales y se basa en la combinación de labores de documentación en archivos o bases de datos y el trabajo de campo, en el que se incluye el reconocimiento superficial o prospección de la zona objeto de estudio.

El desarrollo metodológico de los trabajos se articula en tres fases de ejecución correlativas:

En la primera, se procede a la recopilación y análisis de la base documental necesaria para el diseño, planificación y planteamiento de los trabajos posteriores, evaluando el mayor número posible de datos referidos a la zona de estudio.

En la segunda, se llevan a cabo los trabajos de campo mediante la prospección sistemática de cobertura total, empleando métodos y sistemas de registro diseñados con anterioridad.

Por último, se procede a la descripción y valoración patrimonial de los datos registrados en los trabajos de campo.

2.4.1. LA BASE DOCUMENTAL: CARTOGRAFÍA Y BIBLIOGRAFÍA.

El análisis de todos los datos necesarios para un adecuado desarrollo de los trabajos de campo se basa en la recopilación de las diferentes clases de información y aspectos documentales que pueden contribuir a una adecuada comprensión de los diversos elementos y características que integran el paisaje actual al objeto de poder evaluar las posibilidades y limitaciones de la prospección arqueológica.

La base documental consta de un área gráfica, constituida en líneas generales por los mapas topográficos, temáticos y catastrales, y por un área bibliográfica, basada en las publicaciones y la Carta Arqueológica de la Región de Murcia.

2.4.2. ÁREA GRÁFICA

Cartografía

- Mapa Topográfico Nacional de España, E/1:50.000, 1:25.000.
- Mapa Servicio Cartográfico de Ejército E/ 1:50.000.
- Mapa Geológico Nacional de España, (MAGNA) E/ 1:50.000.
- Mapa Metalogenético de España, E/1:200.000
- Mapa Hidrogeológico de España, E/1:200.000

- -Planos de proyecto. Plano topográfico con la delimitación del área de actuación a escala 1:5.000.
- Ortofotomapas actuales de la zona.

Cartografía Histórica

- Minutas Cartográficas (1870-1950)
- Primera Edición MTNE E/ 1:50.000
- Primera Edición MTNE E 1:25000
- Ortofotomapas históricos (Vuelo Americano 1956, Interministerial 1981, etc.)

2.4.3. ÁREA BIBLIOGRÁFICA

- Carta Arqueológica de la región de Murcia.
- Memorias de Arqueología.
- Otras publicaciones específicas (*Carlantum, Phicaria, Mastia*, etc.).

Tras la recopilación de todas las fuentes documentales, en esta primera fase del trabajo o fase de documentación, se procede al análisis de la información recogida en los mapas topográficos, actuales e históricos, temáticos (geológicos, metalogénicos, etc.) y Ortofotomapas, evaluando también la toponimia del área objeto de estudio. Posteriormente, se analiza la bibliografía centrada en las diferentes publicaciones sobre la zona, con una especial atención a la consulta de la Carta Arqueológica de la región de Murcia tanto para comprobar la existencia, o no, de yacimientos catalogados en la zona, como para evaluar el potencial de la misma de cara a los trabajos de campo.

2.4.4. LOS TRABAJOS DE CAMPO. DISEÑO Y ESTRATEGIA.

Los trabajos de campo están organizados en torno a la prospección arqueológica de superficie, lo que implica el planteamiento de las estrategias y supuestos necesarios para el desarrollo de la misma (Redman, 1987: 260). En principio, esta prospección tiene como principal objetivo la determinación de la posibilidad de existencia, o no, de restos arqueológicos en el subsuelo, generalmente localizables en función de la acción de los agentes geomorfológicos externos sobre el terreno o bien por la acción social o individual sobre el mismo, si bien son evidentes las limitaciones de la misma en zonas como la que

nos ocupa (Burillo Mozota, 1991; Chapa Brunet, *et. al.*, 2003: 15).

El área de prospección comprende la totalidad de la superficie de la CSF prevista y la línea de evacuación correspondiente.

En términos específicos, el tipo de prospección arqueológica diseñada es necesariamente de carácter intensivo (Fernández Martínez, 1989), y se desarrollará en transeptos paralelos al objeto de obtener la cobertura 100 % de la superficie objeto de estudio.

La estrategia de los trabajos de campo suele plantearse de forma diferencial, atendiendo a las características orográficas y antrópicas del terreno a explorar. Estas áreas de trabajo se definen, en primer lugar, sobre la cartografía consultada y, posteriormente, una vez ubicados los técnicos sobre el terreno, son delimitadas definitivamente.

De acuerdo con las características topográficas del terreno, cada sector se fracciona en unidades de trabajo menores, que denominamos polígonos de prospección, de forma y dimensión variable.

Las singularidades del terreno de carácter antrópico (camino, parcelas, etc.) o natural (cursos de agua, vaguadas, divisorias, etc.) suelen ser también los principales elementos que sirven para acotar los espacios de trabajo.

Como hemos avanzado, la prospección arqueológica emplea el sistema de transectos paralelos. En líneas generales, dicho sistema de prospección se diseña mediante la distribución de los técnicos en línea y separados unos de otros por un determinado número de metros, lo cual define la intensidad de la prospección arqueológica. Esa distancia suele determinarse en función del número de prospectores, la visibilidad del suelo, las características litológicas de éste y la existencia de factores de distorsión (arbolado, canales de riego, infraestructuras agrícolas como parrales, vallados, etc.).

De manera específica, el buffer seleccionado para los trabajos previstos será de 10 m de radio, con el esquema de distribución 2,5VI-TA-2,5VI/2,5VI-TA-2,5VI.

Tal y como realizamos de manera habitual en este tipo de estudios, en el supuesto de que durante el transcurso de la exploración se localizase un sitio arqueológico, se procederá a la prospección selectiva de cada uno de ellos. Este tipo de prospección tiene un carácter puntual, puesto que, una vez localizado el yacimiento, el equipo de prospección se situará directamente en esa zona concreta, para poder definir la extensión del mismo por las evidencias culturales localizables en superficie, sirviendo, como método de control

específico (Almagro-Gorbea, *et. al.*, 1997: 234).

2.4.5. REGISTRO DE LOS TRABAJOS

El proceso de documentación de los trabajos de campo se inicia durante el desarrollo de los trabajos de prospección sistemática y se aplica en todas y cada una de las áreas exploradas (polígonos o sectores de prospección).

Durante la fase de prospección se lleva a cabo la documentación gráfica, fotográfica y cartográfica, que será completada luego durante la fase de catalogación y análisis de la misma.

El registro arqueológico consiste en la evaluación de la cultura material reconocida para obtener datos fehacientes acerca de la adscripción cronológico-cultural relativa a cada uno de los yacimientos localizados. También se analizan los datos derivados de la recogida de muestras, si ha sido de forma intensiva o aleatoria. A su vez, el grado de dispersión de los materiales puede desvelar áreas de uso específico, si las hubiera, como zonas principales, secundarias, sectores de habitación, áreas de trabajo, de almacenaje, etc.

Cuando en el área explorada se localiza cualquier tipo de recurso cultural se indica su naturaleza (paleontológico, arqueológico, histórico, etnográfico o artístico) y de manera sucinta se describen las partes o elementos que lo componen (materiales, artefactos, estructuras... etc.) con la ubicación exacta y la dispersión de los mismos.

Finalmente, se realiza la predicción de impactos, identificando las probables afecciones y valorando la necesidad de aplicar medidas correctoras.

El registro de los diversos elementos detectados sobre el terreno durante los trabajos de prospección se ha realizado mediante un GPS de mano modelo Garmin etrex (Amado Reino, 1997: 161), configurado para la utilización del sistema de coordenadas Universal Transversal de Mercator, más conocido por sus siglas UTM, y con el sistema de referencia geodésico ETRS89, descartando el empleo del European Datum 1950 (ED50). Este último sistema era el empleado habitualmente de acuerdo con la cartografía disponible, que prácticamente ha sido completamente actualizada, ya que cabe advertir que el mismo fue el sistema oficial de la cartografía de la Península y Baleares hasta el año 2008, en el que se adoptaría de forma oficial el sistema ETRS89 otorgando un periodo transitorio de convivencia de ambos sistemas hasta el año 2015. Durante dicho periodo, se procedió a re proyectar toda la cartografía española a ETRS89, que es el sistema vigente en la

actualidad.

Si bien los trabajos de gran precisión requieren el uso de equipos más completos (Amado Reino, 1997: 165), entendemos que los márgenes de error de entre 5 a 10 m de diámetro (Puch, 2013) reducibles a entre 1 y 5 m con los sistemas de autocorrección WAAS-EGNOS-MSAS que ofrecen los equipos actuales (Puch, 2013), resultan bastante aceptables para nuestros objetivos iniciales.

Este registro de elementos se completará, en el terreno, mediante un sistema clásico de anotaciones en cuaderno de campo, donde se recogerán datos relativos a las características, dimensiones físicas u otras observaciones de interés para nuestro trabajo que, opcionalmente y según las complicaciones topográficas de la zona, será sustituido o completado mediante grabaciones de voz con medios digitales. Finalmente, cada elemento será igualmente documentado mediante el empleo de una cámara fotográfica de tecnología igualmente digital.

3. RESULTADOS

3.1. FLORA, VEGETACIÓN Y HÁBITATS DE INTERÉS COMUNITARIO

3.1.1. ALTERNATIVA 1

Los terrenos afectados por esta alternativa se encuentran en su mayoría afectados por la transformación para cultivos intensivos de regadío o invernaderos, ya sea para cultivo en suelo o semilleros.

Quedan algunos taludes entre parcelas roturadas con algunos rodales de vegetación halonitrófila (*Salsola oppositifolia*). Adscribibles al hábitat 1430. En un estado de conservación bastante deficiente.

Al norte, un pequeño rodal de unos 3.000 m² aproximadamente no ha sido roturado y presenta una vegetación nitrófila de *Salsola oppositifolia* principalmente.

En la cartografía oficial sobre Hábitats de Interés Comunitario disponible en el geocatálogo de la Región de Murcia no aparecen hábitats cartografiados en estas parcelas. En la última versión de esta cartografía encontramos algunos polígonos sin contenido con un comentario "Pendiente salida de campo". Para la realización de este estudio se ha realizado la visita a estos polígonos y se presentan los resultados.

Un embalse para riego en funcionamiento con pequeños carrizales en los márgenes y otra pequeño embalse en desuso con vegetación ruderal en el vaso.

Al este de la alternativa 1 hay una zona de unos pocos cientos de metros cuadrados donde se han plantado varias decenas de individuos de *Phoenix dactylifera*, que en el momento actual alcanzan los dos metros de altura los individuos de mayor tamaño.

Se han localizado varios individuos de *Tamarix canariensis* en diversos puntos de esta alternativa. *Tamarix canariensis* es una especie de Interés Especial recogida en el Anexo I del Decreto 50/2003 de protección de la flora silvestre de la Región de Murcia. Es una especie muy frecuente a nivel regional.

Se encuentra citada la especie Vulnerable *Salsola papillosa* en una de las cuadrículas UTM 1x1 afectadas pero no ha podido ser localizada en los terrenos estudiados ni se considera un hábitat propicio para esta especie.

Al sur de la alternativa hay una zona que se utiliza como punto de acumulación de residuos vegetales y en la que podemos encontrar algunos rodales de vegetación nitrófila y algunos

individuos de *Pinus halepensis*.

Algunos árboles aislados. Principalmente algarrobos, higueras y olivos, aunque alrededor de algunas instalaciones agrícolas hay pequeñas zonas ajardinadas con algunas especies de carácter ornamental.

En cuanto a las líneas de evacuación, todas las alternativas discurren muy próximas y son de muy corta longitud. Los terrenos afectados son cultivos de regadío y caminos ya existentes por lo que no se espera afección a HIC ni flora protegida.

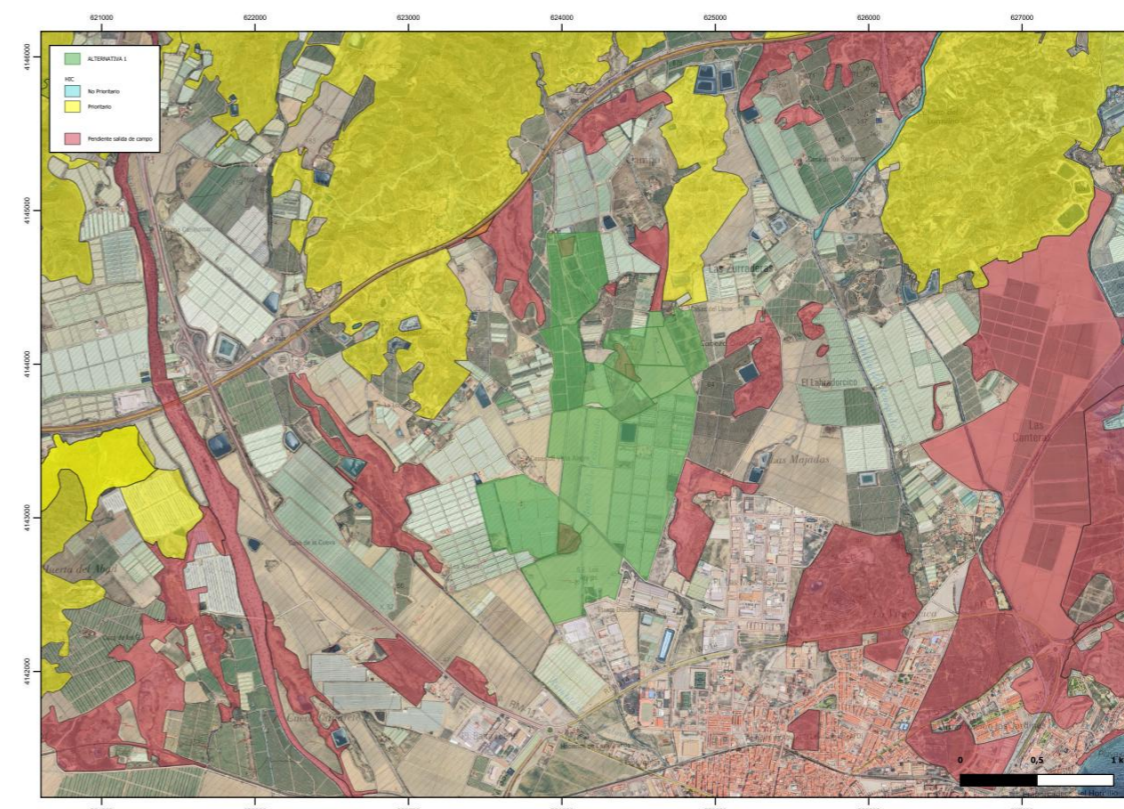


Figura 7. Cartografía de HIC 2020 alternativa 1.

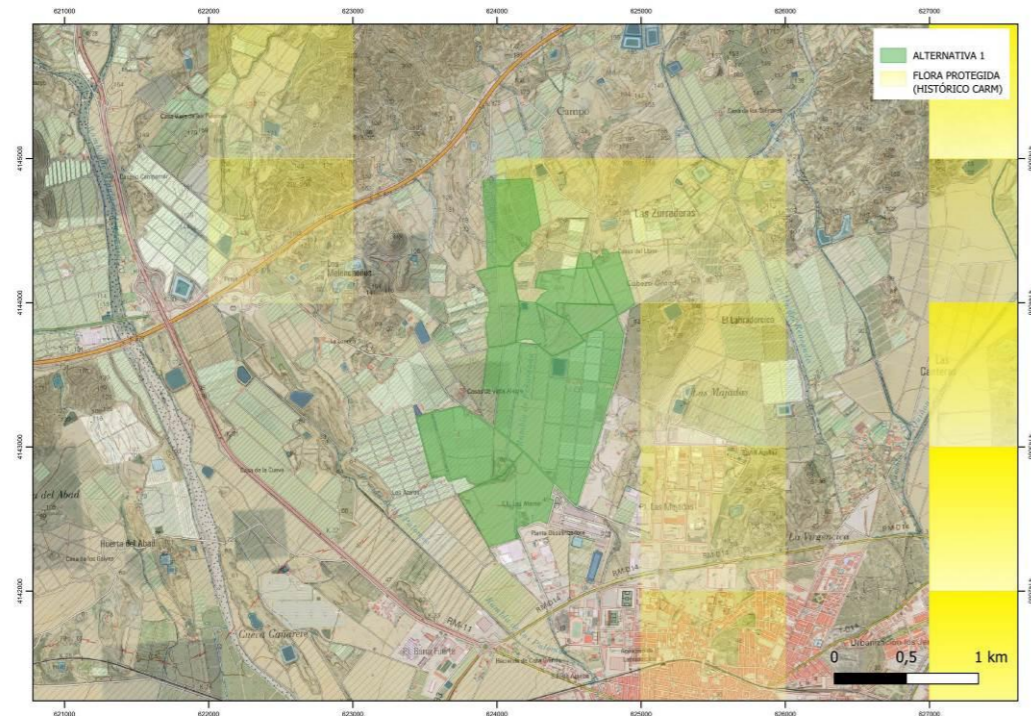


Figura 8. UTM 1x1 afectada por la alternativa 1 con especies de flora protegida citadas.







Fotografías de la Alternativa 1.

3.1.2. ALTERNATIVA 2

No se reconocen HIC. La práctica totalidad de la superficie se encuentra transformada y se dedica a la agricultura intensiva.

En la cartografía oficial del 2020 las parcelas se encuentran no afectadas por HIC.

No se han reconocido especies de flora protegida. En la cartografía disponible, parte de esta alternativa se encuentra incluida en una cuadrícula 1x1 con especies protegidas como *Periploca angustifolia*, *Lycium intricatum* y *Teucrium lanigerum* pero debido a la transformación del territorio se puede descartar su presencia por ahora.

Se ha localizado algún individuo de *Tamarix canariensis* en el lecho de algunos de los cauces de drenaje de las fincas agrícolas.

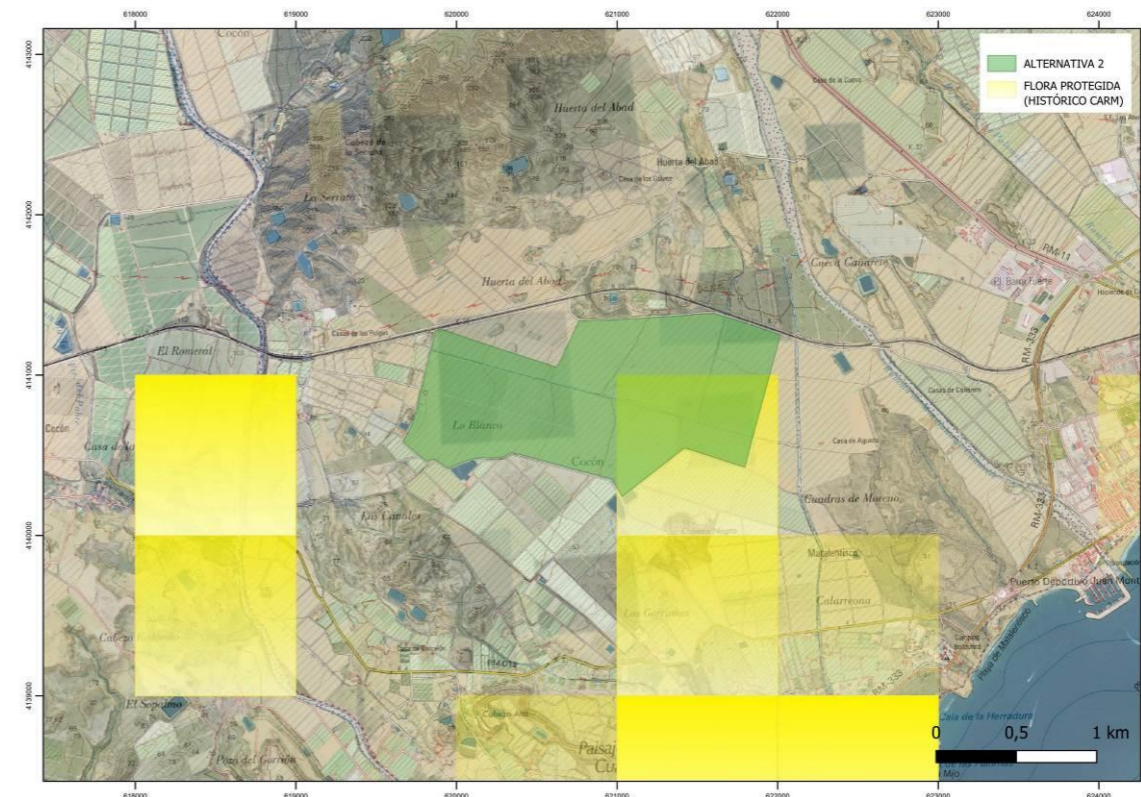


Figura 9. UTM 1x1 afectada por la alternativa 2 con especies de flora protegida citadas.

En lo relativo a las líneas de evacuación, las opciones soterradas discurren por caminos preexistentes por lo que no se espera afección alguna. La alternativa 2.C, aérea, discurre por terrenos agrícolas de regadío principalmente, pero al menos 2 apoyos deberán construirse sobre vegetación natural y HIC lo que representará una afección a HIC, agravada además por la necesidad de abrir nuevos caminos de acceso.

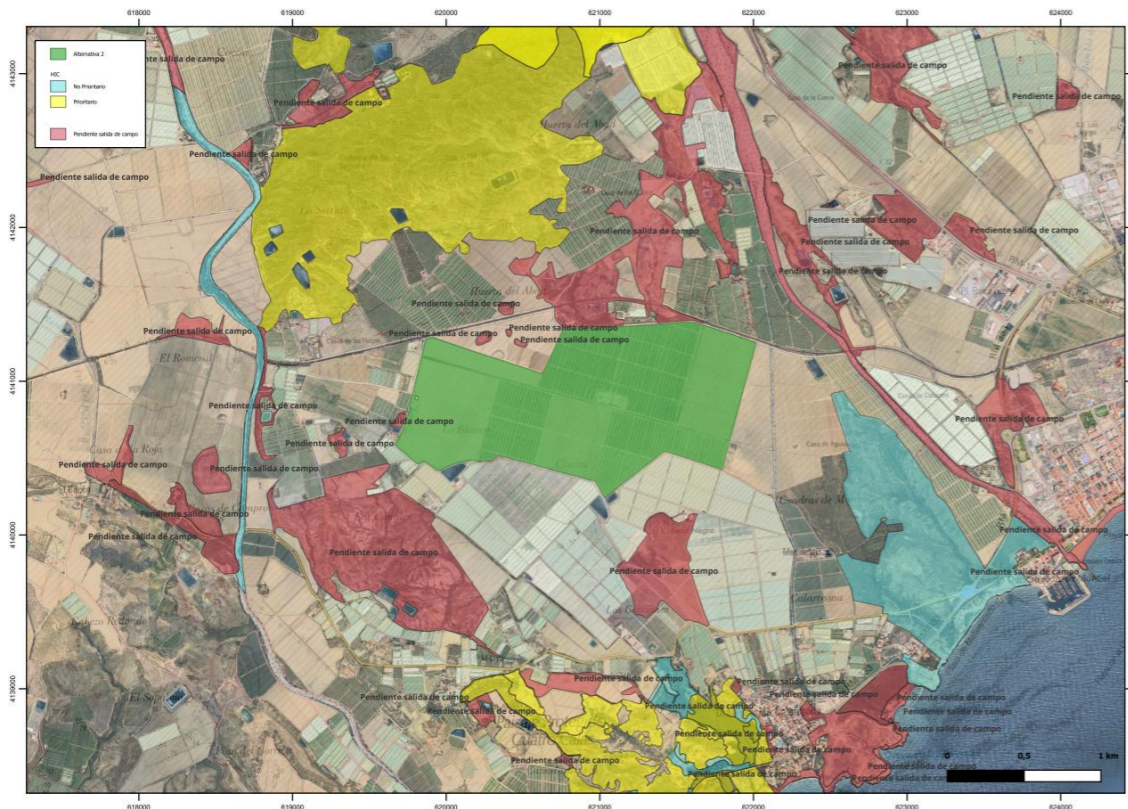
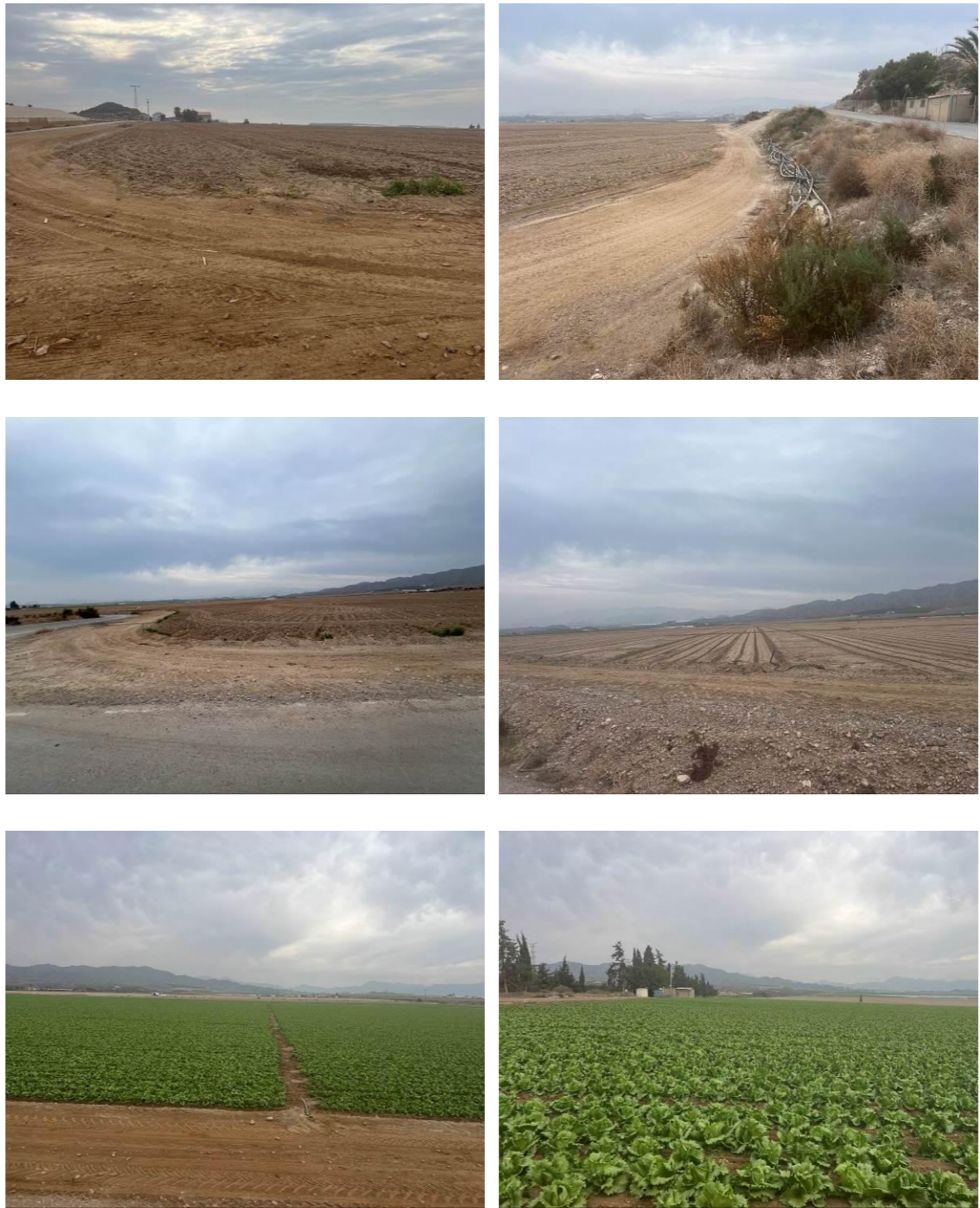


Figura 10. Cartografía oficial 2020 alternativa 2.





Fotografías de la Alternativa 2.

3.1.3. ALTERNATIVA 3

Las parcelas afectadas por la alternativa 3 se encuentran totalmente transformadas y se encuentran en uso para cultivos intensivos de regadío, cítricos al norte y hortícolas al sur.

La vegetación actual se reduce a especies banales, ruderales y arvenses, propias de ambientes hipernitrificados que pueden crecer en linderos y caminos. No se dan las condiciones adecuadas para el reconocimiento de HIC y tampoco se reconocen especies protegidas.

En esta ocasión las alternativas de evacuación requieren de la construcción de nuevas líneas de una longitud considerable. En cuanto a los HIC, la alternativa aérea 3.A, discurre en sus primeros kilómetros por las estribaciones de la sierra de la Carrasquilla y afectará a HIC, de forma permanente donde se construyan los apoyos y de forma temporal en las zonas de acopio y trabajos de izado, además de los caminos de acceso que sean necesarios. La línea soterrada 3.B, discurre completamente por caminos existentes entre cultivos agrícolas de regadío por lo que no se esperan afecciones. La otra alternativa de línea soterrada, la número 3.C, discurre en buena parte por caminos preexistentes pero durante un tramo de unos 500 m debe recorrer la falda sur del Cabezo de la Serrata, si bien parece que la zona se encuentra actualmente alterada por otras actividades es probable que pueda afectar a vegetación natural o HIC. Es muy probable que se pueda presentar un trazado alternativo a esta alternativa desplazando unos pocos metros la línea de evacuación para aprovechar diferentes caminos vecinales de la zona.

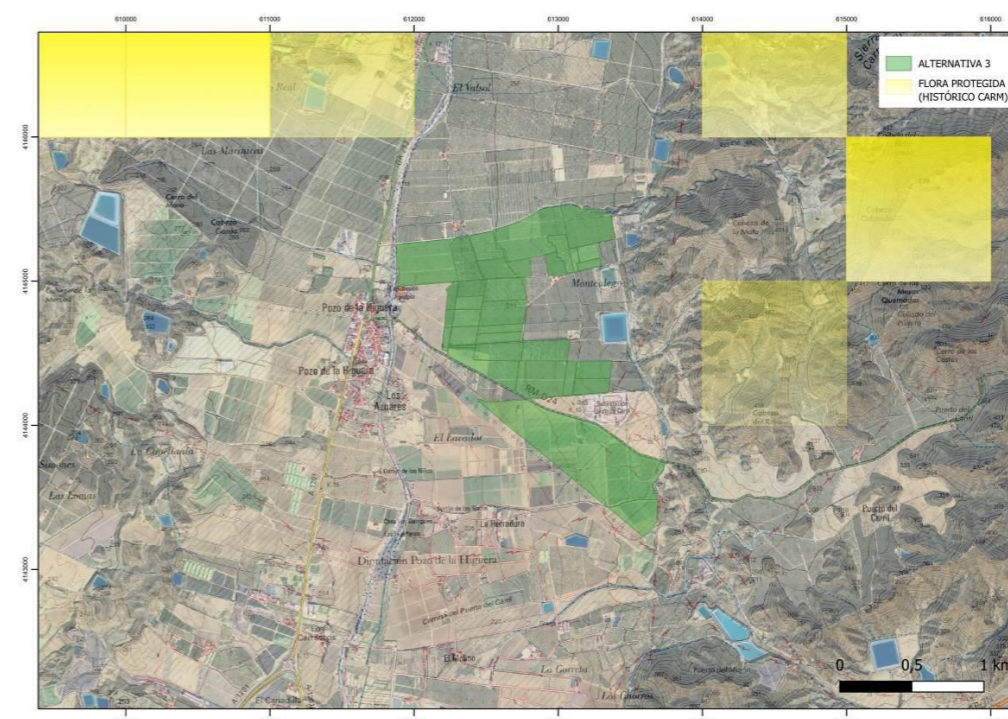


Figura 11. UTM 1x1 afectada por la alternativa 3 con especies de flora protegida citadas.

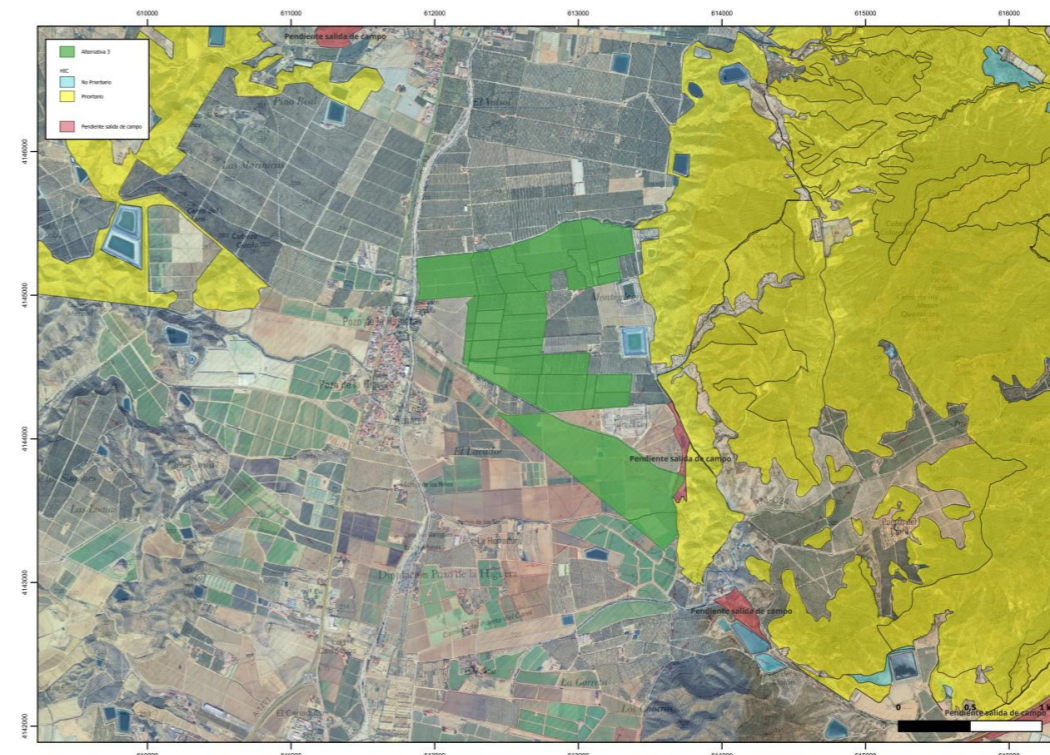


Figura 12. Cartografía 2020 alternativa 3.



Fotografías de la Alternativa 3.



3.2. AFECCIONES MÁS SIGNIFICATIVAS SOBRE LA AVIFAUNA DE CADA UNA DE LAS OPCIONES CONSIDERADAS

3.2.1. ALTERNATIVA 1

Esta alternativa es la más cercana a la población de Águilas y a su polígono industrial, se localiza también en zonas agrícolas muy humanizadas y alteradas, siendo a priori la alternativa de menor impacto para las aves y para la fauna en general.

Una de las cuadrículas UTM 1x1 situadas al norte aparece en la cartografía disponible como con alta probabilidad de presencia de Tortuga mora. En este momento debe descartarse la afección a este especie ya que los terrenos se encuentran totalmente transformados, aunque es probable que pueda aparecer la especie en terrenos sin roturar próximos.

No encontramos en las bases de datos disponibles ni hemos podido reconocer hasta el momento nidos de especies de avifauna de interés afectados por este emplazamiento.

Es espacio Red Natura 2000 o Espacio Natural Protegido terrestre más cercano se encuentra a casi 3 km de distancia de la parcela situada más al norte. En cuanto a los espacios marinos más próximos, a casi 2 km al sur, con la ciudad de Águilas en medio.

Alternativas línea de evacuación

Es también la que presenta menor impacto de su línea eléctrica por tener menor trazado y estar en una zona muy humanizada. No se esperan afecciones reseñables a la fauna. Preferible siempre la alternativa soterrada.

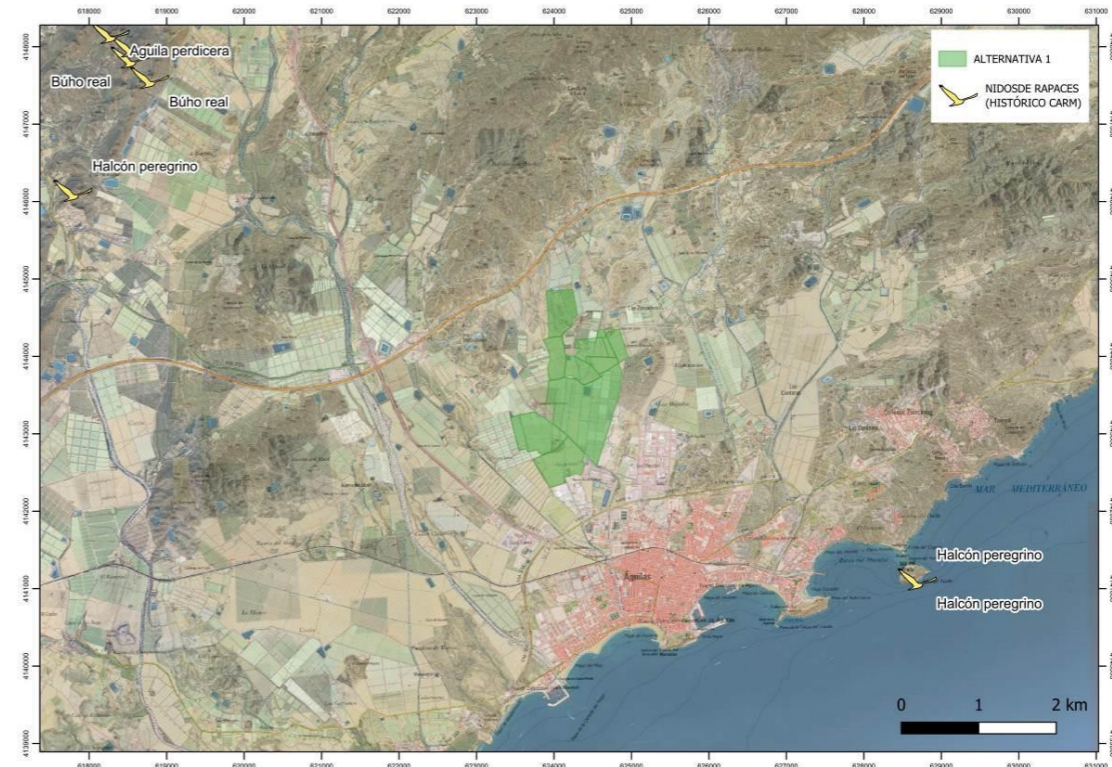


Figura 13. Nidos históricos de rapaces de gran tamaño más próximos a los terrenos de la alternativa 1.

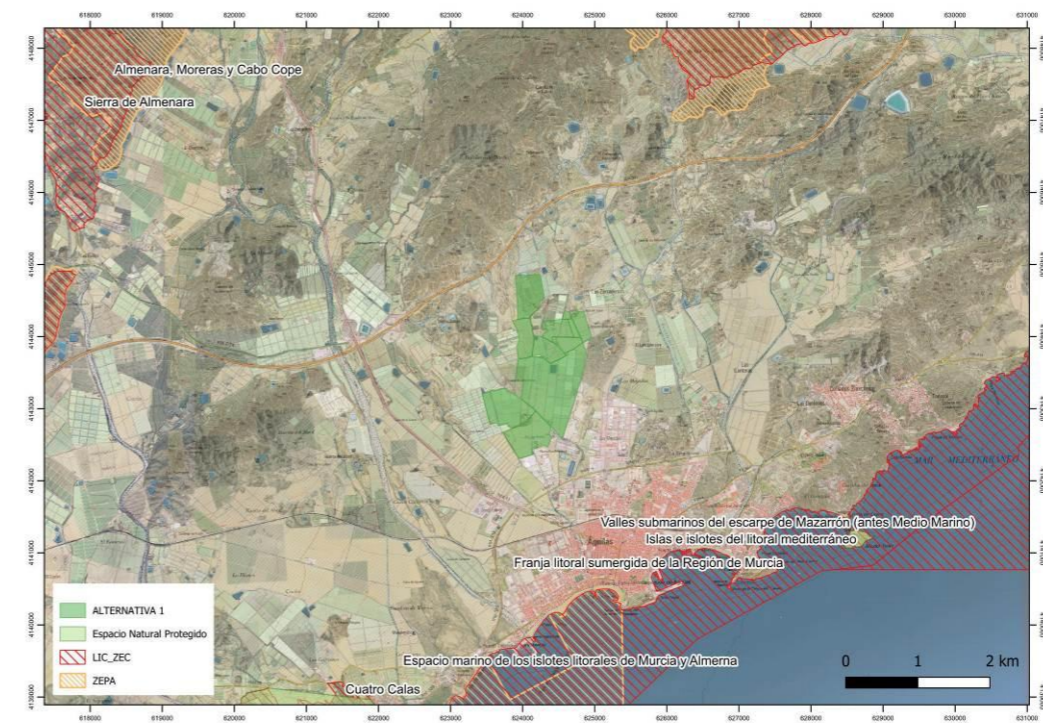


Figura 14. Espacios Red Natura 2000 más cercanos a la Alternativa 1.

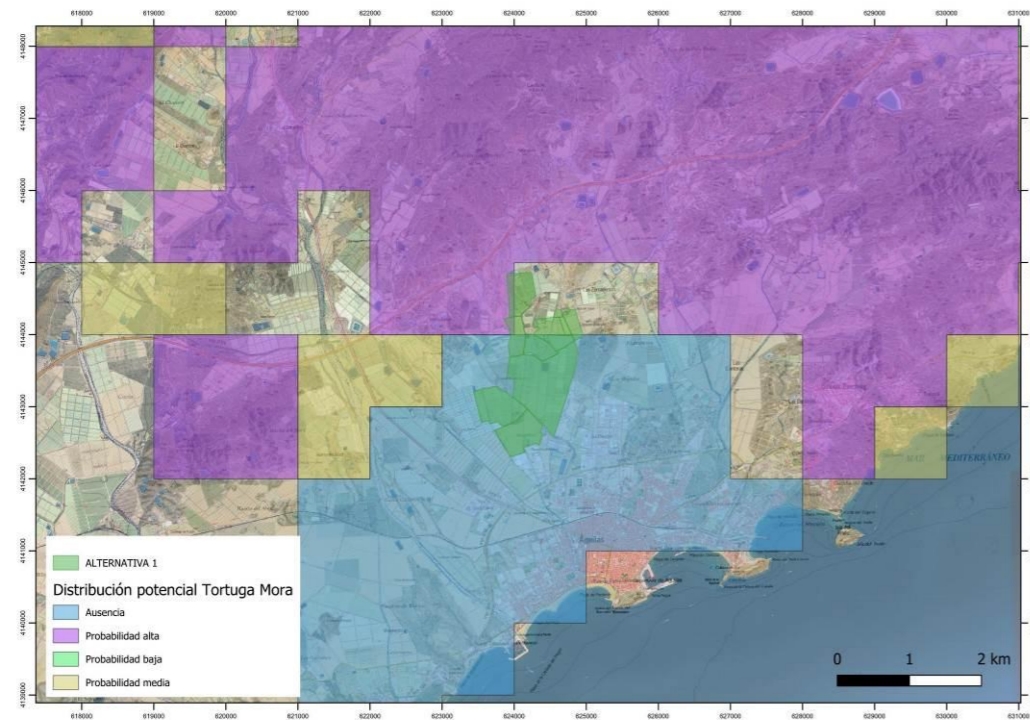


Figura 15. Modelo estadístico de distribución potencial de tortuga mora en la zona de la alternativa 1.

Todas las opciones de evacuación son de pequeño recorrido y muy próximas a la desaladora. Discurren por ambientes hiperantropizados. No se esperan diferencias significativas en las afecciones de unas y otras. Siempre es preferible la alternativa soterrada.

3.2.2. ALTERNATIVA 2

Esta alternativa se encuentra en terrenos con cultivos intensivos de regadío al igual que la 1. La distancia a la desaladora es mayor por lo que la línea de evacuación será mayor. Presenta en cambio ciertas ventajas como la homogeneidad paisajística y la posibilidad de tener una planta en una superficie más regular.

No encontramos en las bases de datos disponibles ni hemos podido reconocer hasta el momento nidos de especies de avifauna de interés afectados por este emplazamiento.

La ZEPA, LIC o ENP más cercano se encuentra lo suficientemente alejado como para ser afectado.

Alternativas línea de evacuación

Las líneas de evacuación de esta alternativa 2, discurren por terrenos agrícolas muy alterados, de uso intensivo, por lo que la afección a la avifauna será muy baja. Similar afección a la alternativa 1 pero de mayor longitud. Siempre será preferible la alternativa soterrada.

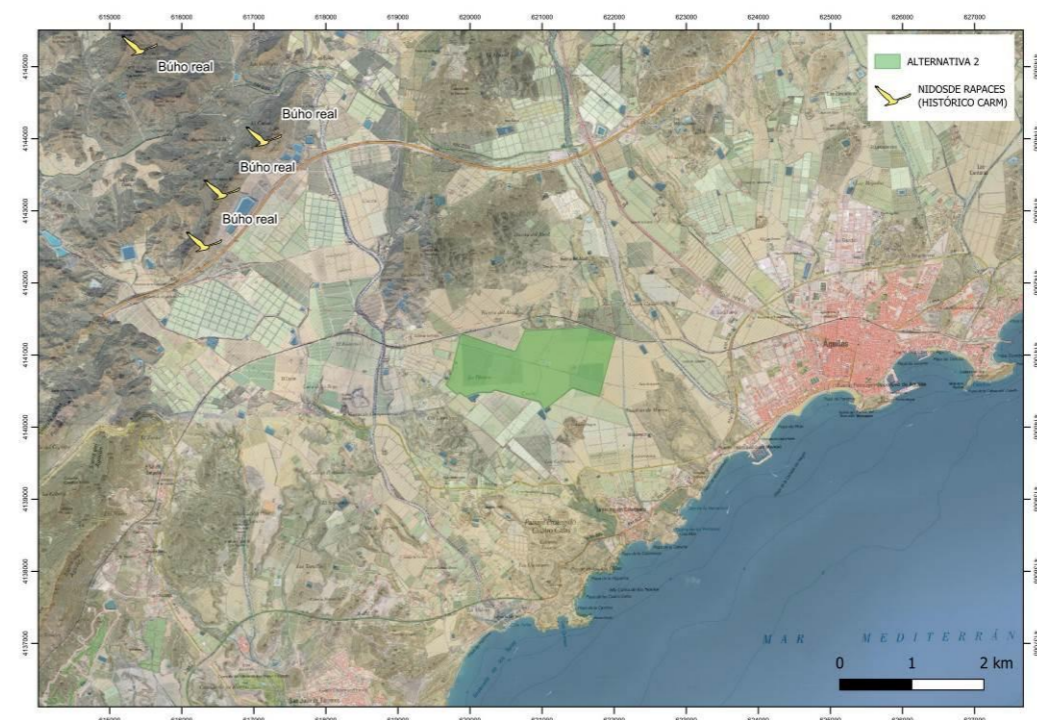


Figura 16. Nidos históricos de rapaces de gran tamaño más próximos a los terrenos de la alternativa 2.

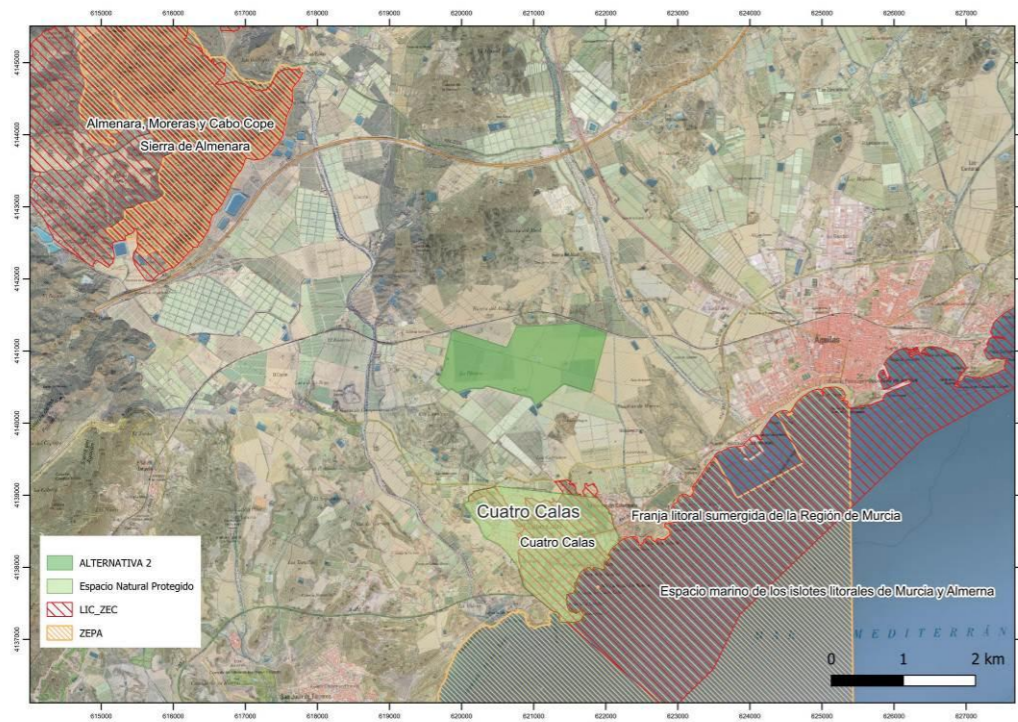


Figura 17. Espacios Red Natura 2000 más cercanos a la Alternativa 2.

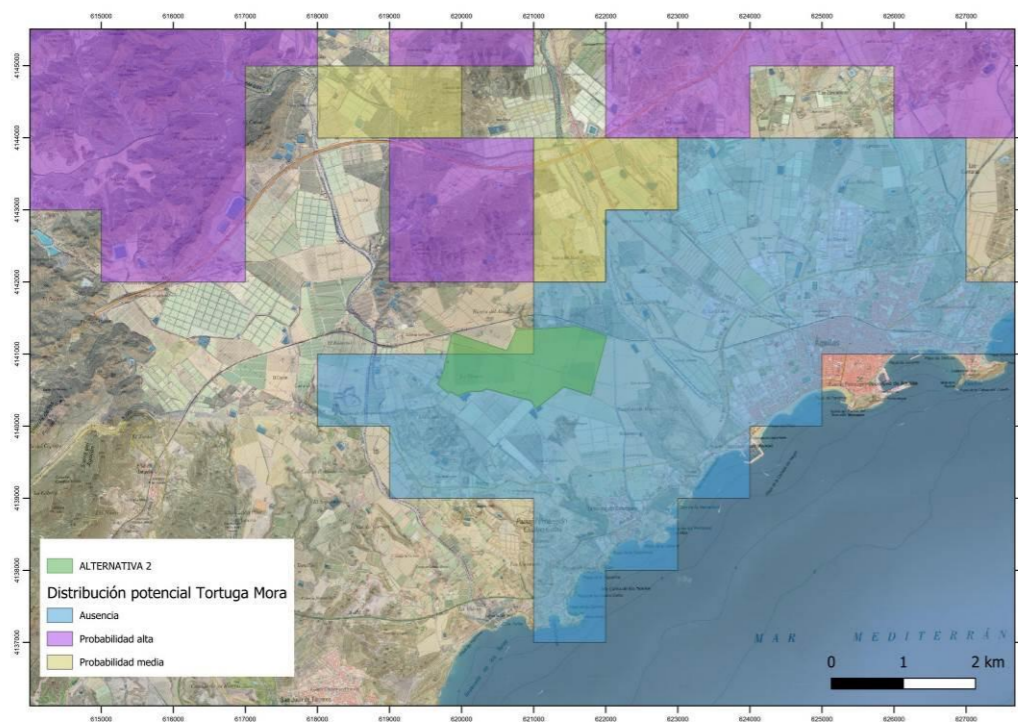


Figura 18. Modelo estadístico de distribución potencial de tortuga mora en la zona de la alternativa 2.

3.2.3. ALTERNATIVA 3

Las parcelas se corresponden con cultivos intensivos de cítricos y hortícolas.

La ZEPA de Almenara, Moreras y Cabo Cope se encuentra a unos 1.300 m de distancia del límite este de esta alternativa.

El LIC de Sierra de Almenara se encuentra incluso más cerca, a apenas 200 m.

Los nidos de rapaces más próximos, de búho real, águila real y halcón peregrino se localizan a unos 2 km por lo que es probable que la zona sea utilizada como campeo y alimentación de estas especies.

A priori esta alternativa es la que más afección pueda tener sobre la fauna.

Alternativas línea de evacuación

Las líneas de evacuación son las de mayor longitud de las 3 opciones, llegando en el caso de una de las opciones soterradas a tener una longitud de más de 15 km. La alternativa aérea 3.A, de longitud menor, presenta una serie de afecciones que dificultan mucho el desarrollo del proyecto.

Las 3 alternativas deben atravesar, tal y como se representa en la figura correspondiente, las zonas declaradas de protección contra la electrocución y de protección contra la colisión del Decreto 89/2012. Todas las alternativas, en sus primeros kilómetros discurren próximas o afectando a la ZEPA y LIC.

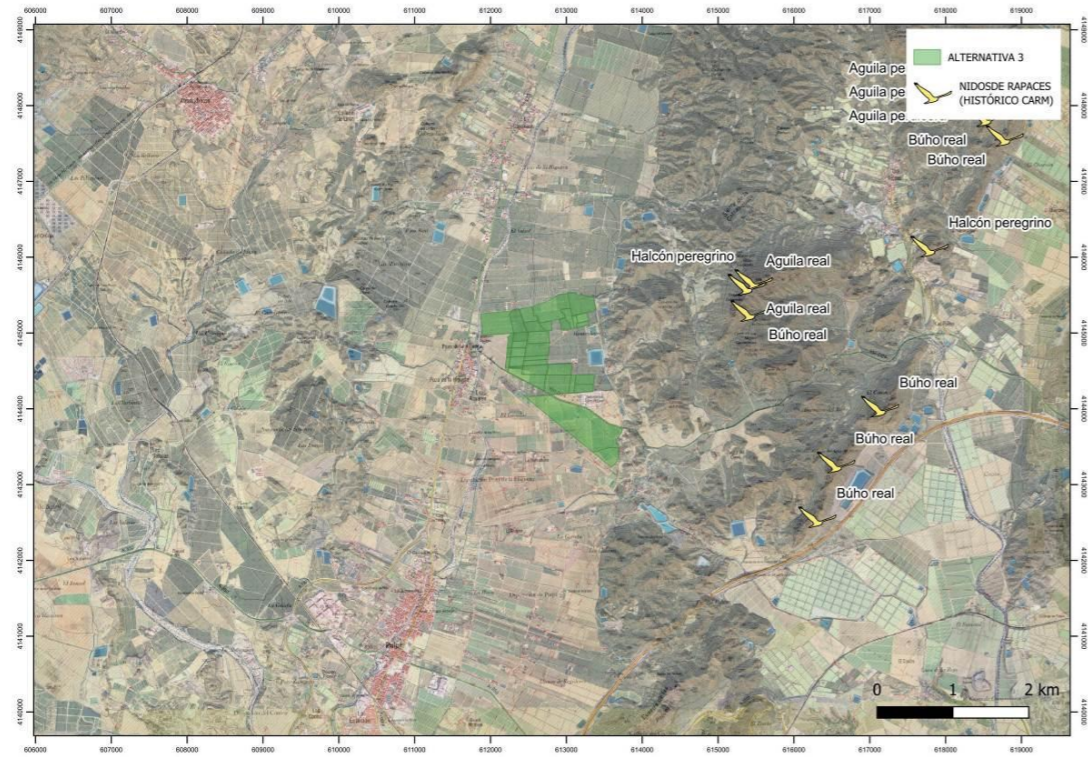


Figura 19. Nidos históricos de rapaces de gran tamaño más próximos a los terrenos de la alternativa 3.

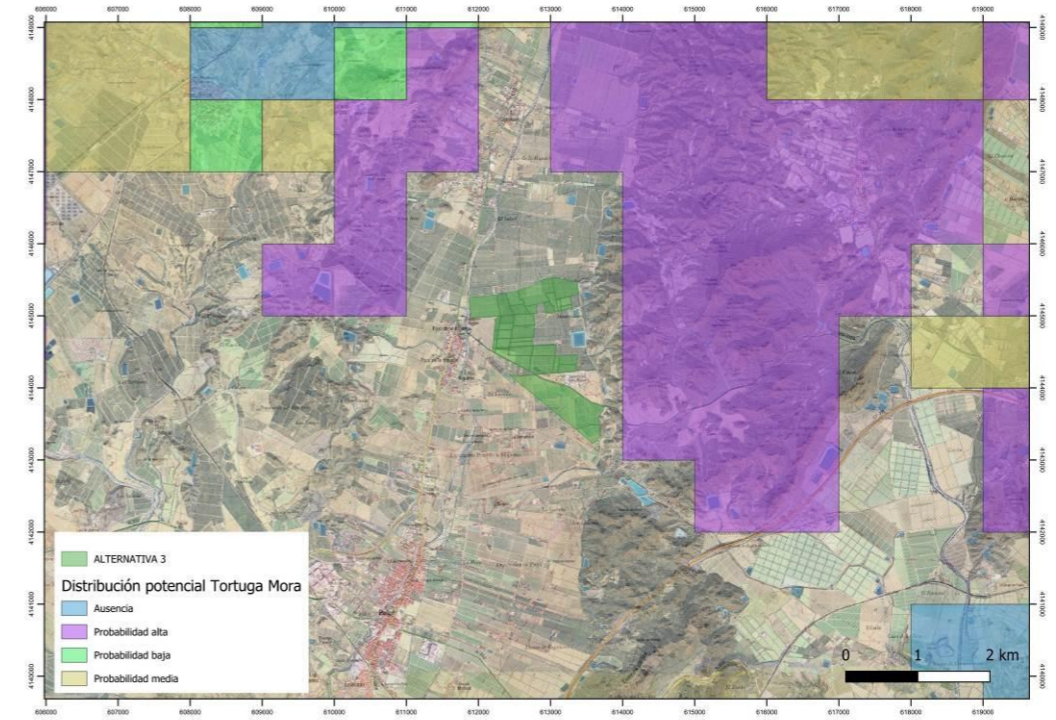


Figura 21. Modelo estadístico de distribución potencial de tortuga mora en la zona de la alternativa 3.

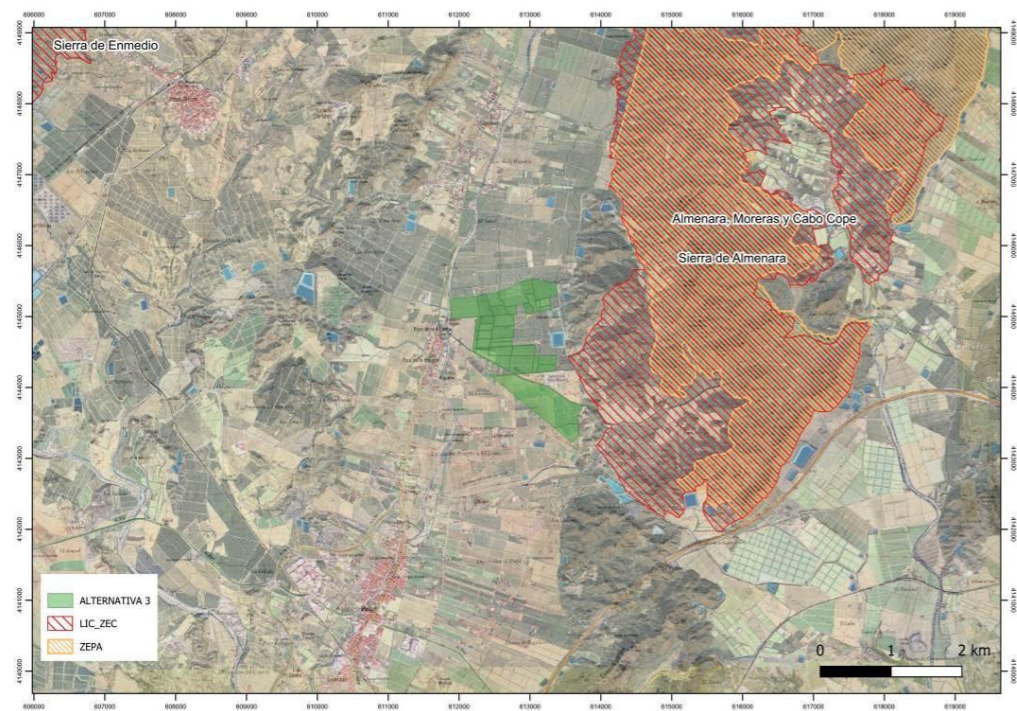


Figura 20. Espacios Red Natura 2000 más cercanos a la Alternativa 3.

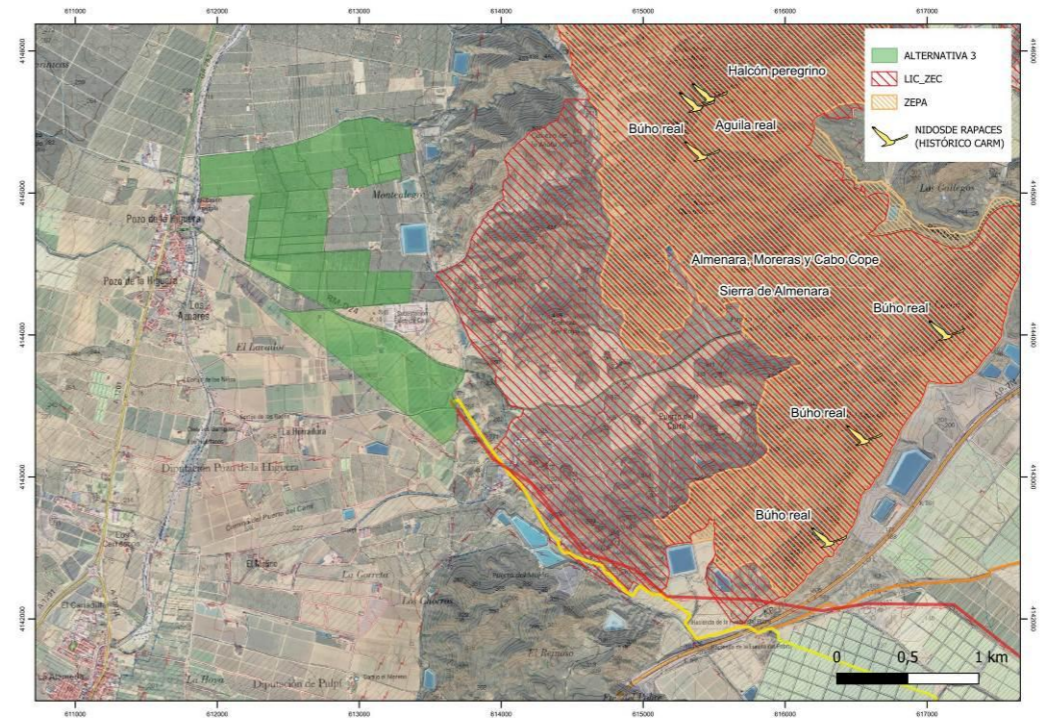


Figura 22. Tramo inicial de las alternativas de evacuación y distancias a RN2000.

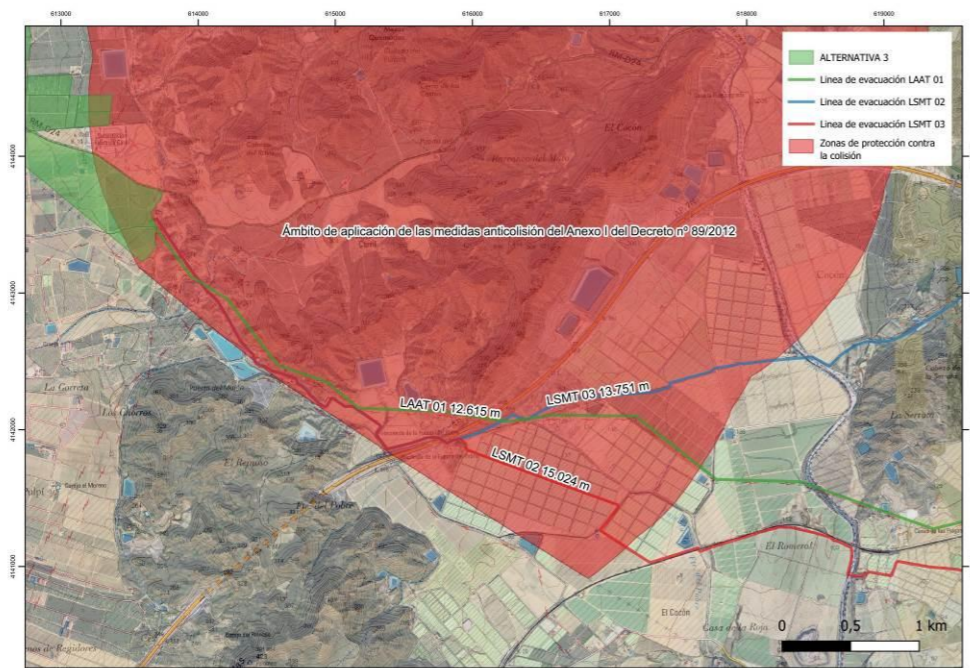


Figura 23. Localización de alternativa 3 y alternativas de evacuación respecto al ámbito de aplicación de las medidas anticollisión del Decreto 89/2012

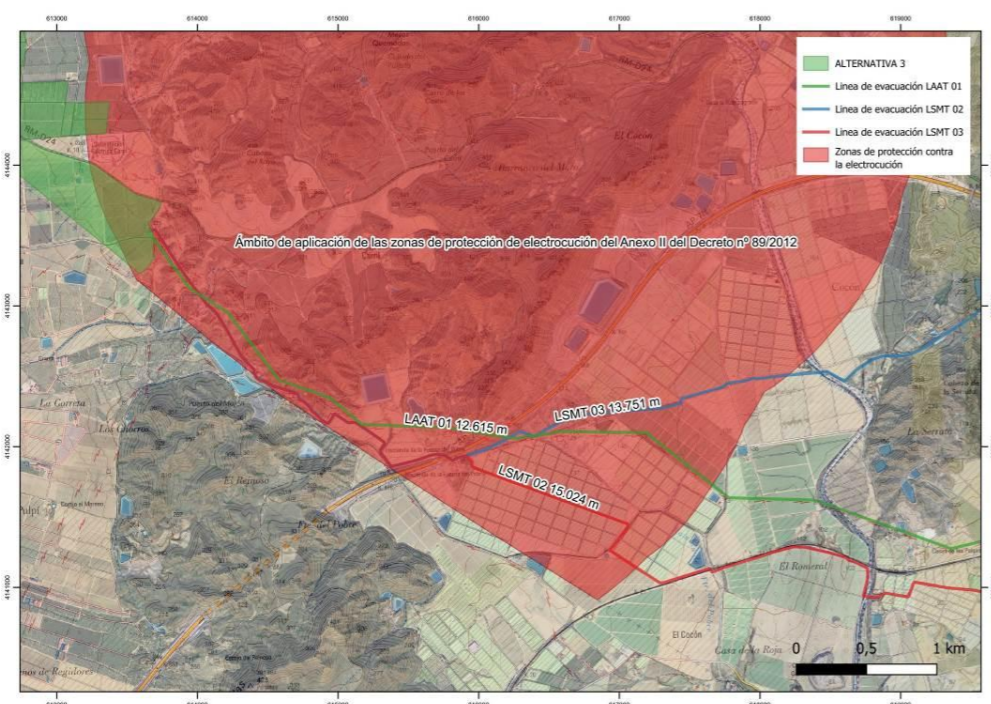


Figura 24. Localización de alternativa 3 y alternativas de evacuación respecto al ámbito de aplicación de las zonas de protección de electrocución del Decreto 89/2012

N	TEMÁTICA	1	2	3
	UTM 10x10	30SXG24	30SXG14-24 Mayormente 30SXG24	30SXG14
	Número de especies	22	47 + 22	47
1	Avifauna			
	Nidos	NO	NO	NO
	Campeo	> 5 km nidos	> 5 km nidos	Zona de campeo de rapaces
2	Herpetofauna	13	13	13
3	Anfibios	2	2	2
4	Mamíferos	8	9 + 8	9
5	Quirópteros	1	0 + 1	0
6	Especial Interés	¿Tortuga mora?	NO	¿Tortuga mora?

Tabla comparativa valores faunísticos para cuadrículas 10x10 según Inventario Español de Especies Terrestres.

3.3. AFECCIONES RELATIVAS A LA HIDROLOGÍA

Este Apéndice se trata de un Estudio de Prefactibilidad que se ha realizado con anterioridad al desarrollo del Anteproyecto. En este documento se describen las afecciones actuales o posibles futuras afecciones según la información oficial existente. Durante el desarrollo del Anteproyecto y EslA se realizarán los estudios hidrográficos necesarios para confeccionar un layout en el que ningún elemento ocupe la zona de flujo preferente u otras figuras de protección hidrológicas.

3.3.1. ALTERNATIVA 1

La zona de implantación está afectada, a efectos de cauces públicos, por la Rambla de Peñaranda, que está relativamente ramificada en el ámbito de la planta y que la atraviesa de norte a sur y por sus ramificaciones. De forma marginal, por la zona suroeste se identifica el cauce de la Rambla de Las Palomas, si bien es esperable, como mucho una afección residual por la inundabilidad de este cauce dada la distancia a la que se encuentra del perímetro de la implantación.

El tramo que afecta a la implantación, en la mayor parte de la superficie que ocupará la futura PSF, no está estudiado en el SNCZI por lo que habría de realizarse un estudio específico. Existen algunos tramos, en la zona ubicada más al sur en los que si hay delimitación cartográfica o probable de líneas legales. Existe una red ramificada de líneas de drenaje por lo que habrían que dejarse pasillos expeditos de implantación para el drenaje en toda la implantación o implementar medidas correctoras para la gestión del drenaje. En la propuesta de líneas legales que derive del estudio específico, se debe compatibilizar la implantación con los usos permitidos tanto en zona de Dominio Público Hidráulico como en Zona de Servidumbre y Zona de Policía de cauces. Igualmente se debe tener en cuenta la limitación de usos en la Zona de Flujo Preferente que se debe dejar expedita de forma preferente.

La Rambla de Peñaranda atraviesa las parcelas de la instalación prevista. Dado que la delimitación de líneas legales no llega hasta el límite de las parcelas seleccionadas, habrá de ampliarse la propuesta de delimitación de dichas líneas hasta el límite de la actuación, o bien con estudio específico, o con una propuesta aproximada siguiendo la delimitación aguas abajo (menos exacta y pendiente de validación por la Confederación Hidrográfica del Segura en cualquier caso). Las líneas que deriven de dicho análisis también establecerán condiciones a la implantación. Dado que la rambla posee algunas ramificaciones, deberá realizarse propuesta para todos los ramales que se consideren cauce público, uno de los

cuales corresponde a lo que se denomina Barranco de Ortuño.

Dado que la tendencia del drenaje es norte-sur, e igualmente la zona de implantación se plantea con esta tendencia, los drenajes afectarán en esta dirección por lo que deben implementarse medidas para la gestión del drenaje en el interior de las parcelas a fin de minimizar el riesgo si se identifican zonas inundables.

La zona se ve afectada por limitaciones de ordenación asociadas a las Directrices de Ordenación del Territorio, en concreto la Rambla del Labradorcico ubicada al este del perímetro de la implantación que afecta en un pequeño tramo y que está estudiado en el SNCZI y la Rambla de Las Palomas, cuya limitación no afecta a la zona de implantación ya que se localiza a más de 100 m del límite del perímetro de las parcelas donde se prevé la implantación de la PSF. No son afecciones especialmente representativas, si bien un tramo de las parcelas se encuentra dentro de la Zona de Policía de cauces de la Rambla del Labradorcico, aunque fuera de su zona inundable para el periodo de retorno de 500 años.

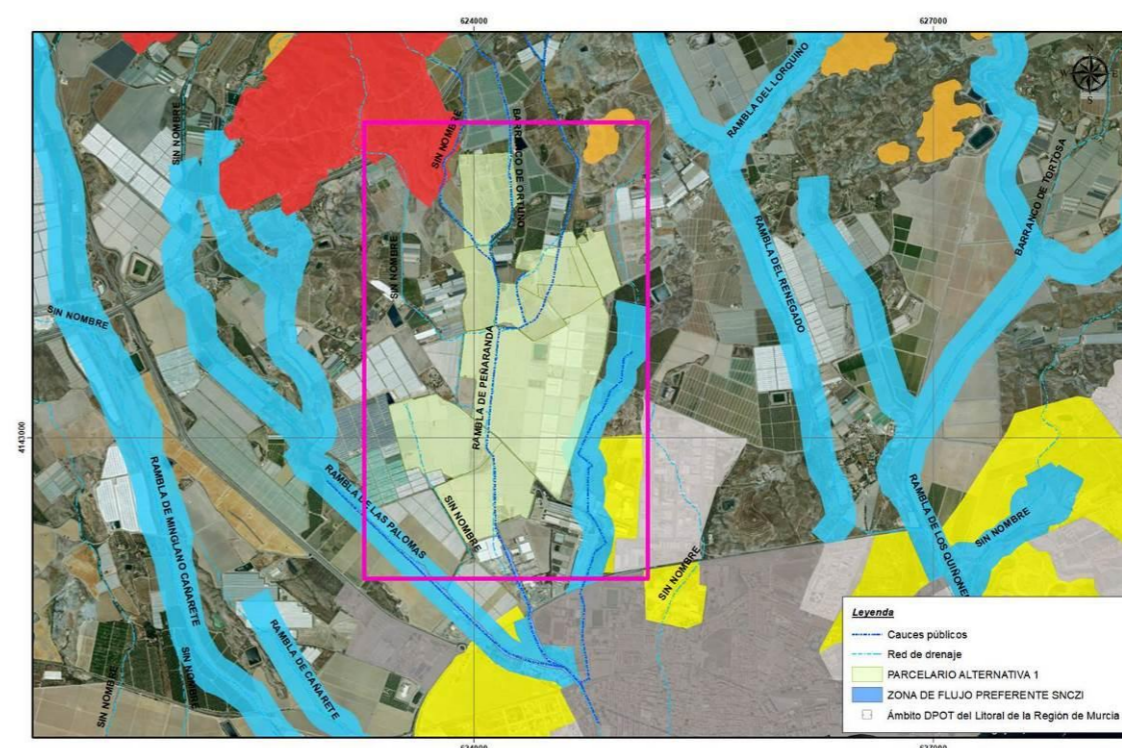


Figura 25. Hidrología alternativa 1

3.3.2. ALTERNATIVA 2

La alternativa de implantación 2, dado que es más compacta que la 1 presenta una afección

más liviana. Se ve afectada por una serie de líneas de drenaje que confluyen en el perímetro de la instalación.

Aguas abajo de la confluencia (fuera del ámbito del proyecto) existe delimitación de líneas legales para estas líneas sin nombre por lo que se interpreta que a partir de ahí se consideran cauces naturales. Ante esta circunstancia, resulta complejo distinguir si en los tramos que afectan a la instalación se pueden considerar cauces públicos o líneas de drenaje. Parece existir alguna huella en el terreno, si bien con una configuración de canal de drenaje, por su trazado rectilíneo. La existencia de cauces públicos en el ámbito de la instalación determinará mayor franja de afección en lo que se refiere a dejar exenta de implantación determinadas áreas (zona de servidumbre de 5 m de anchura a ambos lados del cauce). Será un aspecto a concretar en un estudio específico.

Dada la poca entidad de la cuenca vertiente de las distintas líneas no parece identificarse una franja importante afectada, si bien dependerá de la planeidad de la zona y la sección morfológica de los drenajes. Si se analiza la extensión de la lámina de inundación del tramo que sí ha sido estudiado en el SNCZI se observa que la extensión es amplia, lo que hace pensar que la sección morfológica del drenaje es pequeña.

La zona no se ve afectada por limitaciones de ordenación asociadas a Directrices de Ordenación del Territorio.



Figura 26. Hidrología alternativa 2

3.3.3. ALTERNATIVA 3

La alternativa 3, limita con la margen izquierda de la Rambla de Los Charcones. Cualquier elemento de la implantación debe quedar fuera de la Zona de Servidumbre y la Zona de Flujo Preferente de la Rambla. Como dicho cauce se encuentra analizado en el SNCZI las líneas legales están delimitadas por lo que se induce una afección marginal, tal y como puede verse en la imagen adjunta.

Aparecen otras líneas de drenaje o pequeños cauces que atraviesan parte de la instalación y desaguan en la Rambla de Los Charcones. Habrá de determinarse con un estudio específico el ámbito de su zona inundable para establecer las limitaciones oportunas y determinar si se trata de cauces públicos o red de drenaje.

No se identifica una afección significativa, a excepción de las franjas que deban quedarse expeditas para reducir el riesgo en el interior de la planta. La Rambla de Charcones no supone afección significativa, salvo la zona de flujo preferente que queda perimetral a las parcelas, y en las que no se recomienda implantación.



Figura 27. Hidrología alternativa 3

3.4. AFECCIONES RELATIVAS AL PAISAJE

3.4.1. ALTERNATIVA 1

En relación con las cuencas visuales la alternativa 1 posee una cuenca de poca amplitud y bastante fragmentada. Las posiciones desde donde la instalación pudiera ser más visible, en el caso de la alternativa 1 se sitúan en rangos de media o baja nitidez (2.000 o 3.000 metros).

La posibilidad de potenciales observadores es bastante elevada en la alternativa 1, sobre todo al sur de la cuenca visual coincidente con el casco urbano de Águilas.

A falta de un estudio específico el impacto podría considerarse moderado.

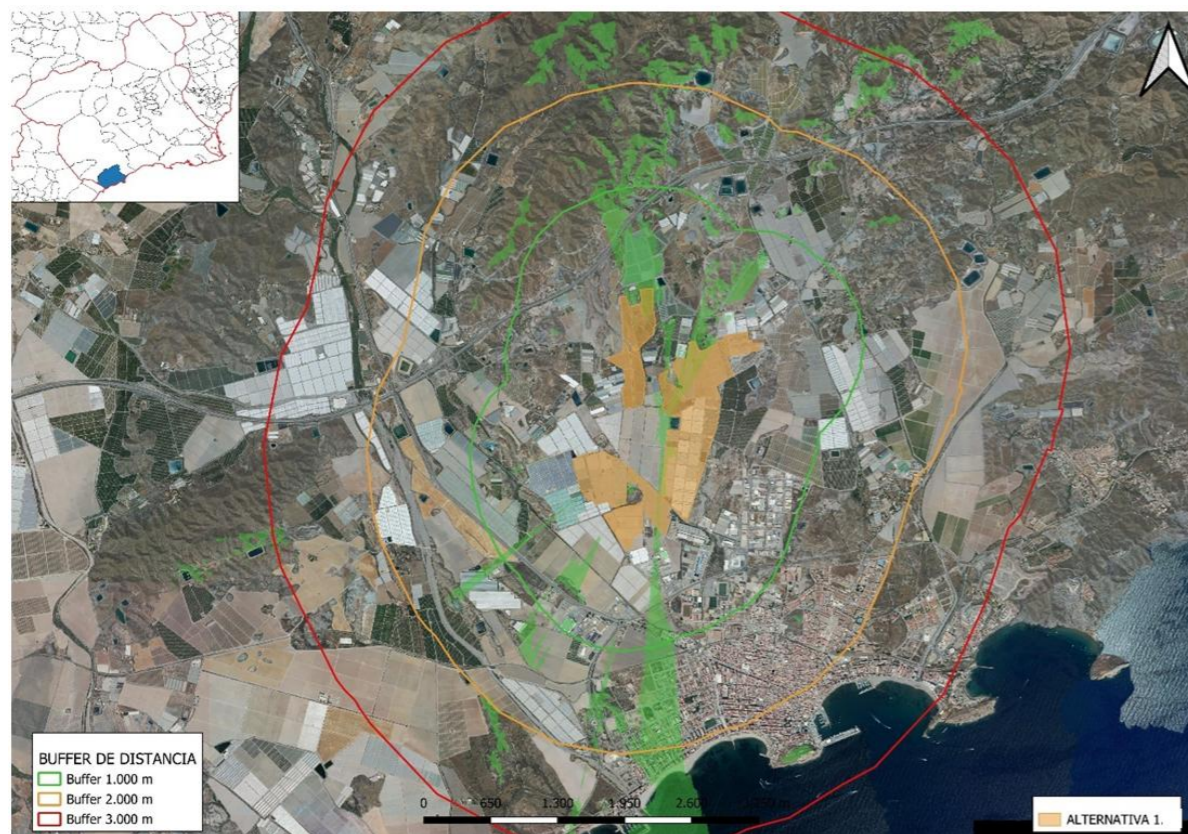


Figura 28. Cuenca visual de la alternativa 1

3.4.2. ALTERNATIVA 2

Por otro lado, en el caso de la alternativa 2, la cuenca visual adopta una forma compacta y centrada en el entorno cercano de la instalación con una escasa presencia de potenciales observadores (umbrales de nitidez altos (1.000 m)). La escasa presencia hacia el sureste en la costa y la falta de visibilidad hacia el casco urbano de Águilas, unida a umbrales de nitidez bajos (3.000 m).

A falta de un estudio específico el impacto podría considerarse bajo.

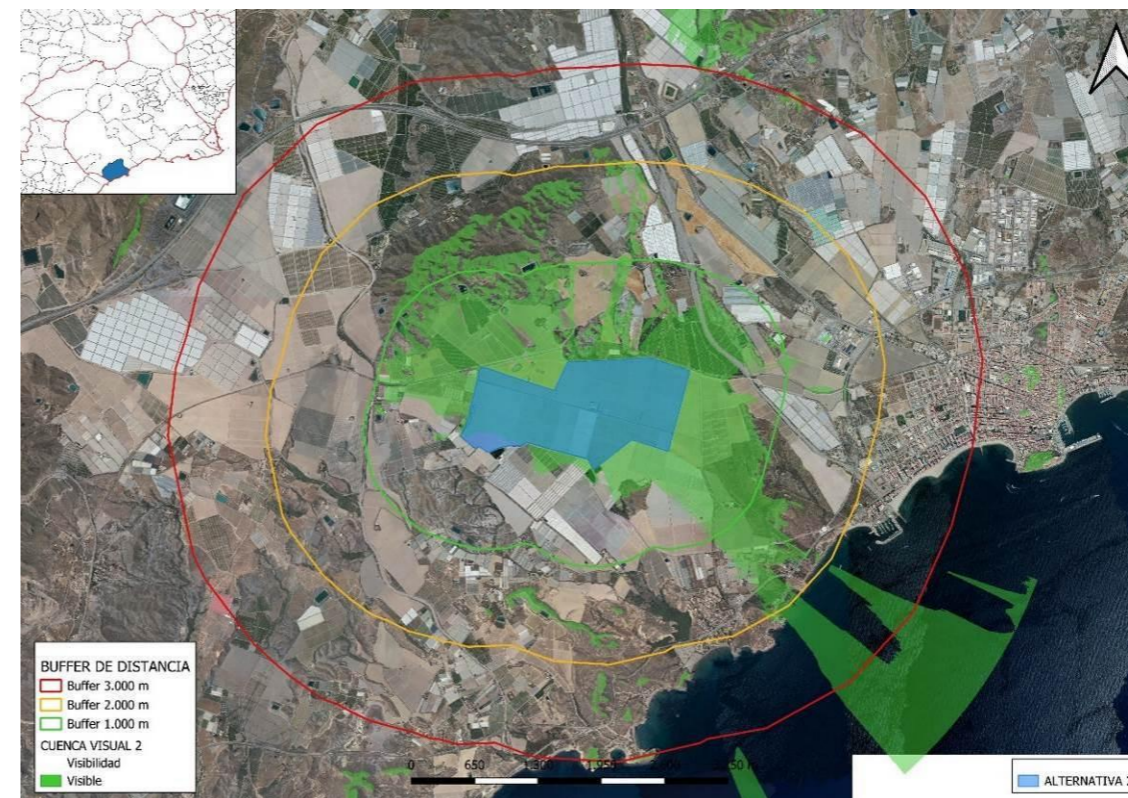


Figura 29. Cuenca visual de la alternativa 2

3.4.3. ALTERNATIVA 3

En el caso de la alternativa 3, la cuenca visual es compacta y continua en el eje norte sur, a lo largo del valle entre las sierras circundantes, con una visibilidad con umbrales altos (menos 1.000 m) en el entorno de las poblaciones de Pozo de la Higuera, por lo tanto con una presencia potencial de observadores de relativa importancia, que se amplifica al sur de la cuenca en la localidad de Pulpí, aunque con umbrales bajos (3.000 m).

A falta de un estudio específico el impacto podría considerarse alto.

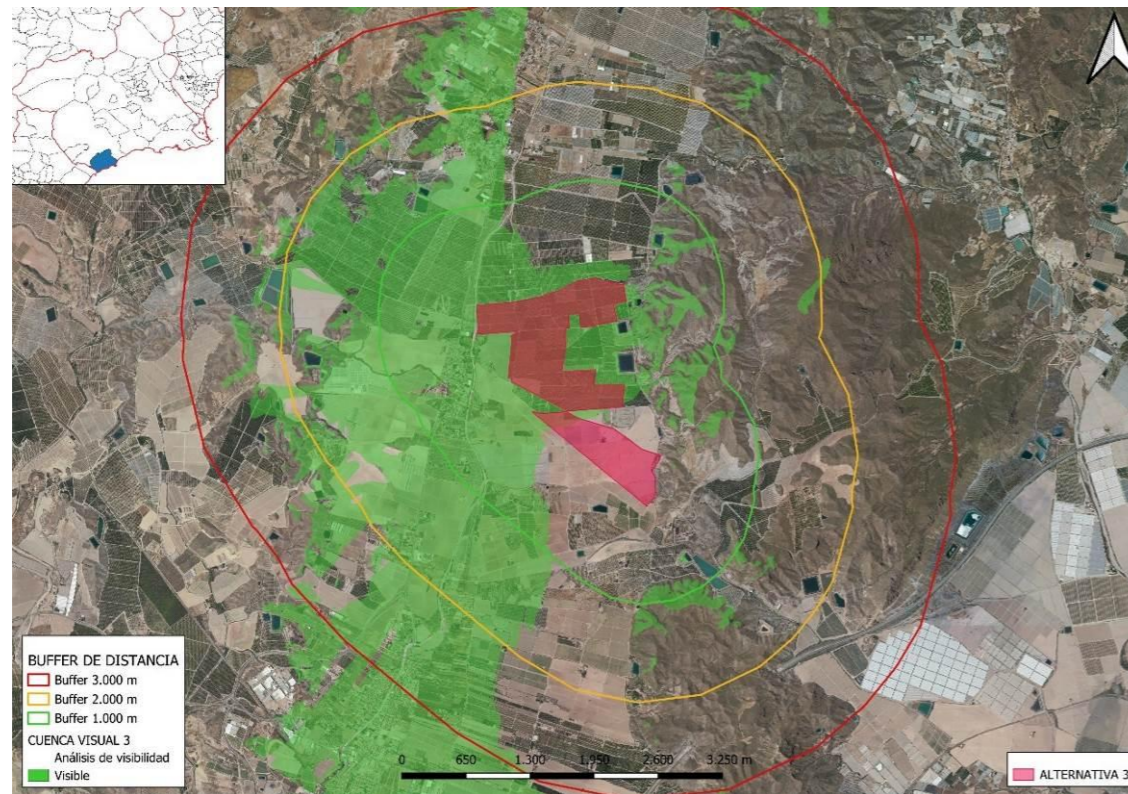


Figura 30. Cuenca visual de la alternativa 3

3.5. AFECIONES RELATIVAS A LA ARQUEOLOGÍA

En esta valoración previa se han tenido en cuenta diversos elementos culturales incluidos en numerosas bases de datos de la Región de Murcia. Algunas de estas bases de datos aportan información sobre yacimientos en la costa, conjuntos históricos, BIC y su entorno, bienes de interés patrimonial, yacimientos paleontológicos y yacimientos arqueológicos.

Se proponen 3 ubicaciones diferentes para el futuro Parque Solar Fotovoltaico y 3 alternativas de evacuación para cada alternativa.

3.5.1. ALTERNATIVA 1

La mayor parte de la superficie se encuentra transformada, siendo en la actualidad dedicada a cultivos de regadío. Una de las parcelas, al norte de esta alternativa presenta vegetación natural.

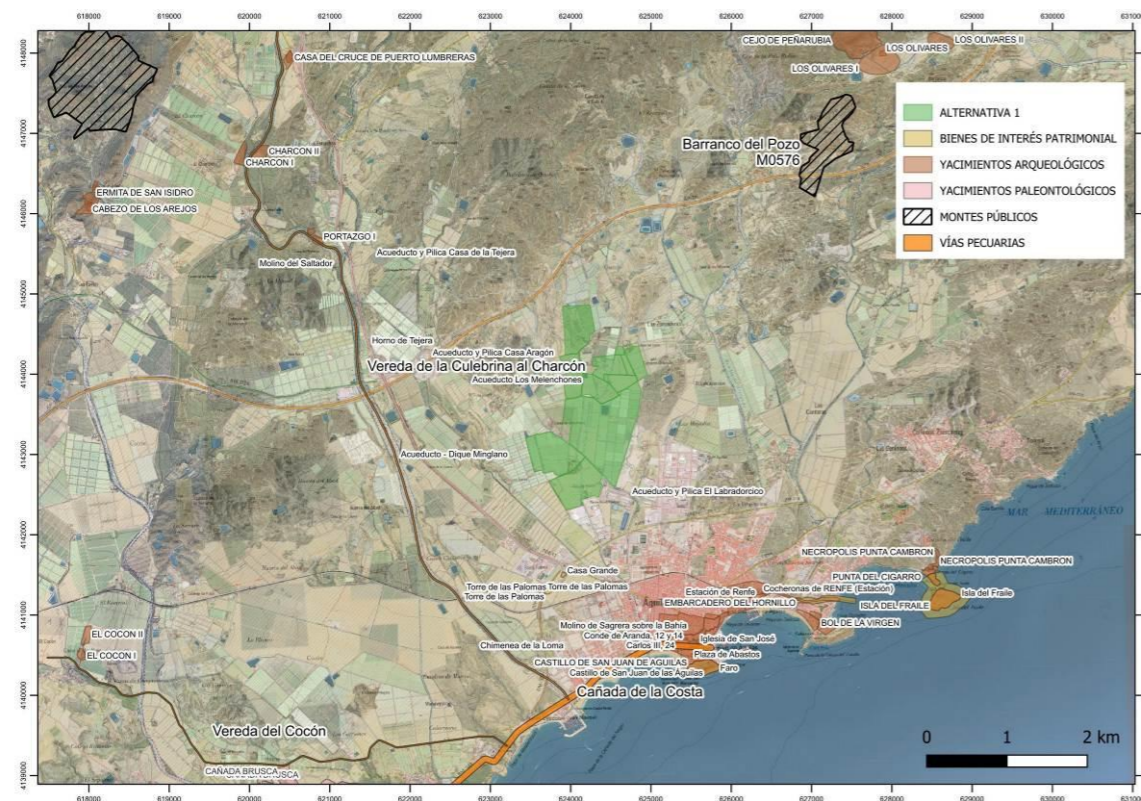


Figura 31. Elementos culturales en el entorno de la alternativa 1.

No se afecta ningún elemento patrimonial conocido. Los más próximos son los Bienes de Interés Patrimonial de Acueducto y Pilica Casa Aragón, Acueducto Los Melenches, y Torre de Las Palomas; y los Yacimientos arqueológicos del Casco Urbano de Águilas.

Acueducto-Dique Minglano, Casa Grande y Torre de Las Palomas; y los Yacimientos arqueológicos del Casco Urbano de Águilas.

Las líneas de evacuación no afectan a ningún elemento patrimonial.

3.5.2. ALTERNATIVA 2

La totalidad de la superficie se encuentra transformada, siendo en la actualidad dedicada a cultivos de regadío.

No se afecta ningún elemento patrimonial conocido.

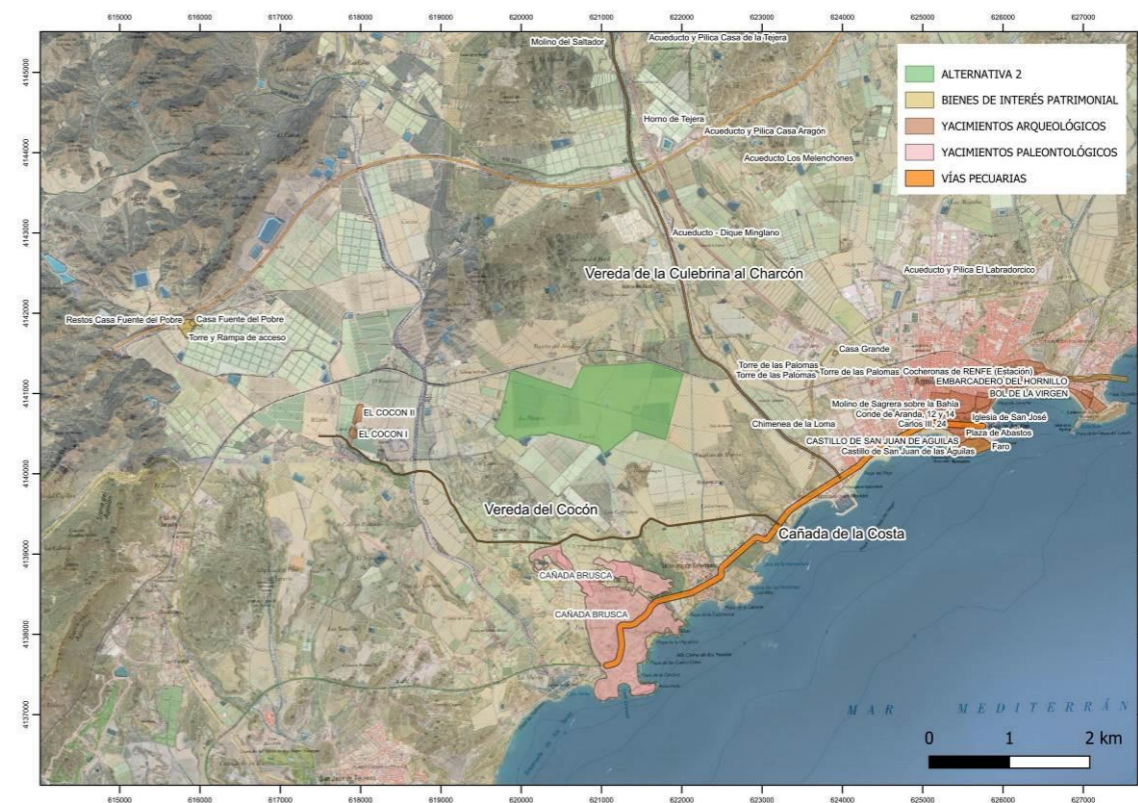


Figura 32. Elementos culturales en el entorno de la alternativa 2.

Las líneas de evacuación no afectan a ningún elemento patrimonial. Los elementos más próximos son los bienes de interés patrimonial de la Torre de las Palomas y Casa Grande, que quedan lo suficientemente alejados para ser afectados.

3.5.3. ALTERNATIVA 3

La totalidad de la superficie se encuentra transformada y dedicada a cultivos intensivos de regadío.

No se afecta a ningún elemento patrimonial conocido siendo el más próximo el yacimiento arqueológico de Pozo Higuera a un mínimo de 200 m de la zona catalogada.

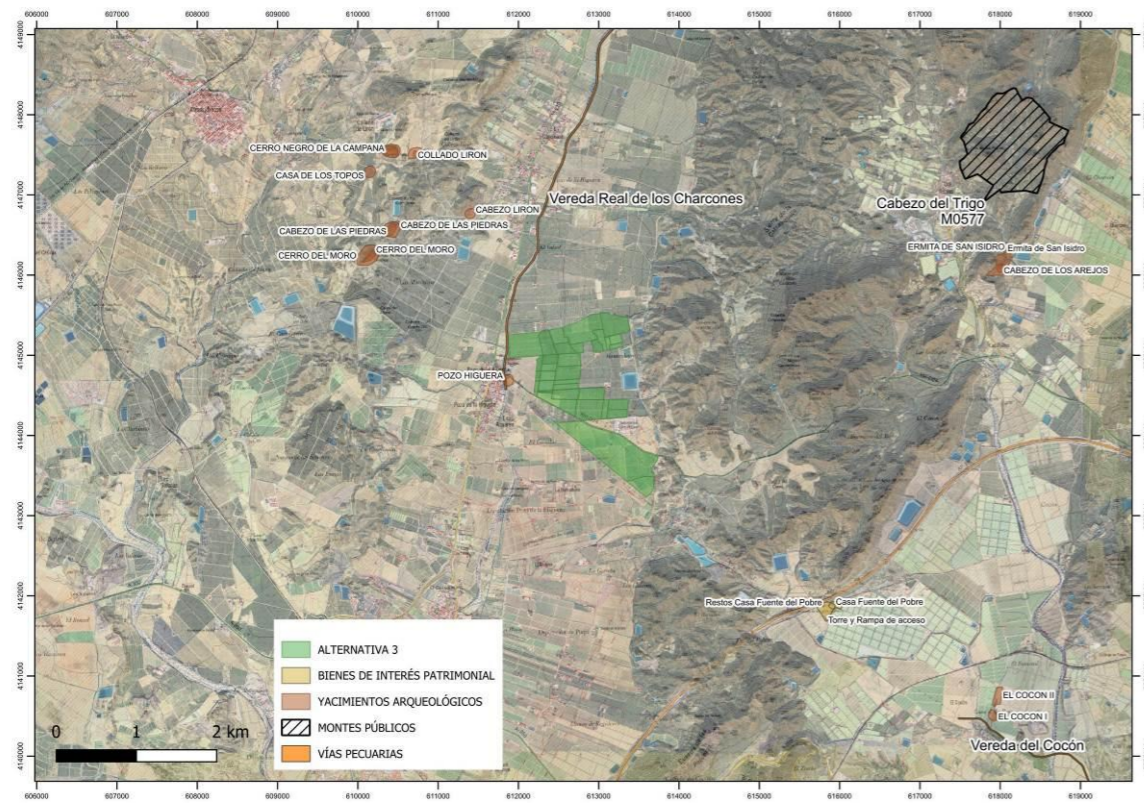


Figura 33. Elementos culturales en el entorno de la alternativa 3.

En cuanto a las líneas de evacuación, las alternativas 3.B y 3.B quedan afectadas por la proximidad de los bienes de interés patrimonial catalogados del entorno de la Casa Fuente del Pobre. Se requerirá un estudio detallado de la afección real.

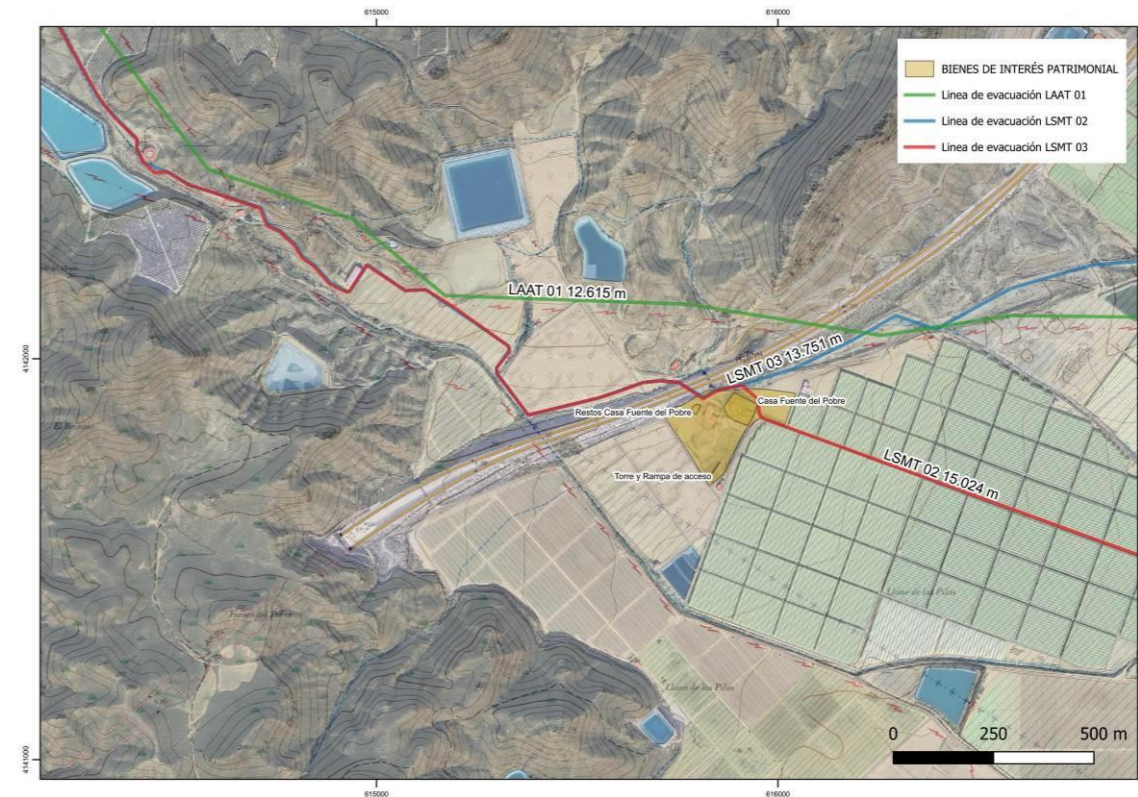


Figura 34. Elementos culturales afectados por las alternativas de evacuación de la alternativa 3.

3.6. SENSIBILIDAD AMBIENTAL MITERD

Este modelo no exime del pertinente procedimiento de evaluación ambiental al que deberá someterse cada instalación en su caso, siendo una aproximación metodológica orientativa para conocer desde fases tempranas los condicionantes ambientales asociados a las ubicaciones de los proyectos. Asimismo, esta herramienta siempre se deberá complementar con las regulaciones establecidas en instrumentos de planificación y ordenación aprobados por las Comunidades Autónomas en el ámbito de sus competencias. Este nuevo recurso debe entenderse como una herramienta flexible que precisa una continua revisión, puesto que la información utilizada estará sujeta a mejoras, ajustes y actualizaciones.

3.6.1. ALTERNATIVA 1

Sensibilidad ambiental mayoritariamente baja en todo el ámbito de la alternativa 1 aunque con alguna zona de sensibilidad máxima relacionada con los cauces que discurren por algunas de las parcelas en dirección norte-sur.

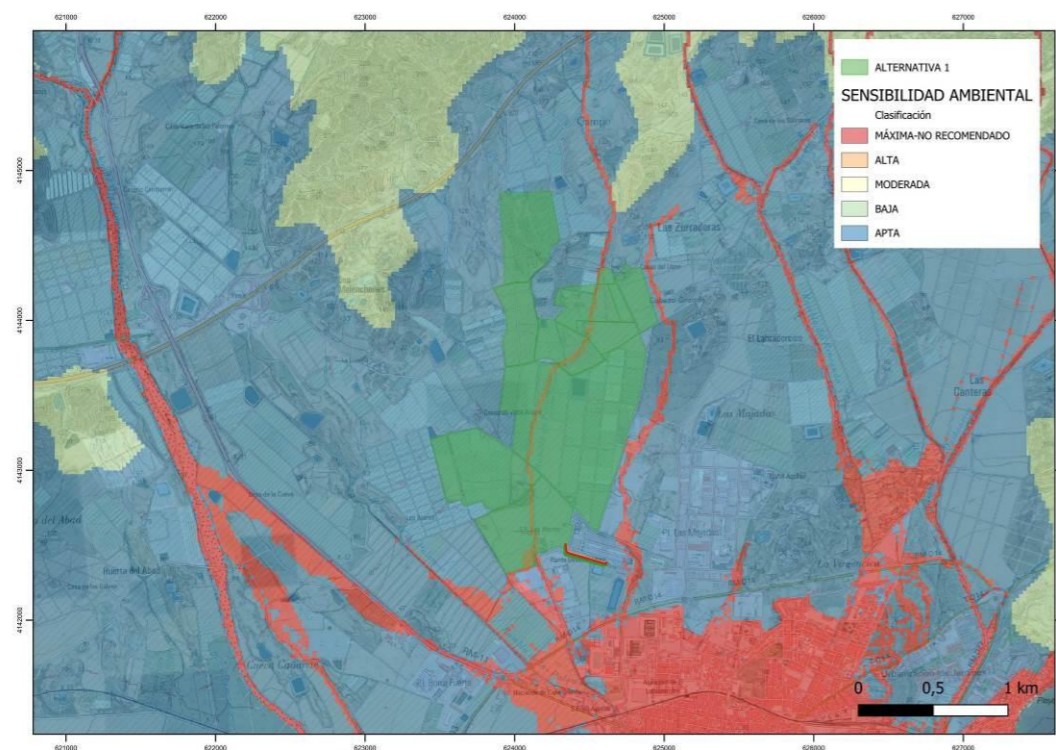


Figura 35. Sensibilidad ambiental alternativa 1 y líneas de evacuación.

Las líneas de evacuación de esta alternativa se encuentran todas en terrenos de sensibilidad ambiental baja.

3.6.2. ALTERNATIVA 2

Sensibilidad ambiental baja en todo el ámbito de la alternativa 2.

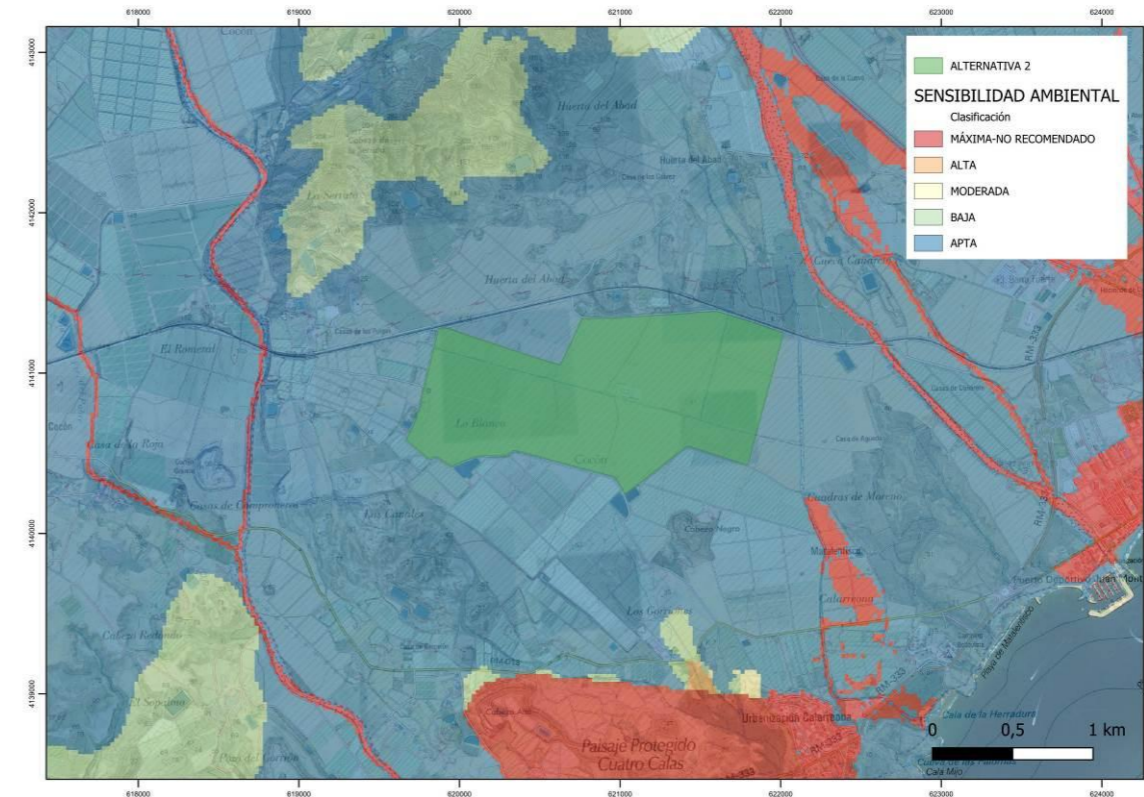


Figura 36. Sensibilidad ambiental alternativa 2 y sus alternativas de evacuación.

Las 3 alternativas a líneas de evacuación de esta alternativa deben atravesar zonas con sensibilidad ambiental máxima debido a cauces e inundabilidad. En este caso no debe ser un condicionante ya que no debe influir en la construcción de las líneas.

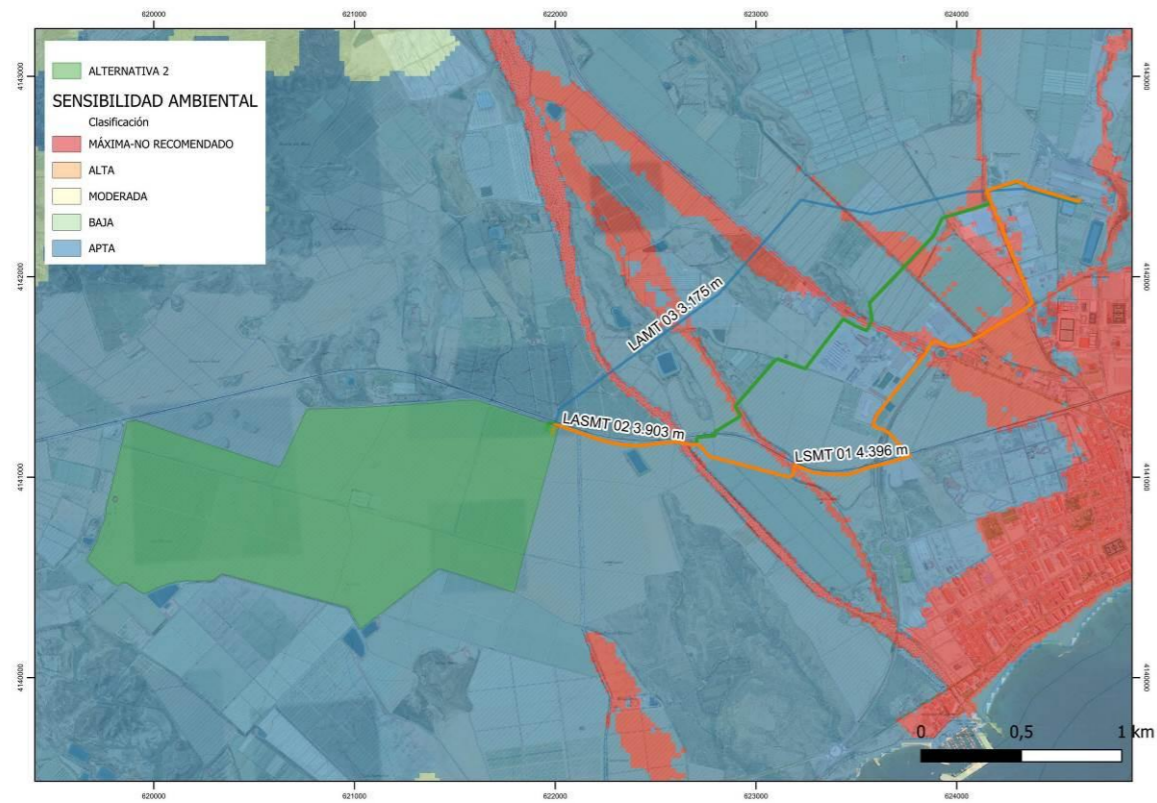


Figura 37. Sensibilidad ambiental alternativas de evacuación de la alternativa 2.

3.6.3. ALTERNATIVA 3

Sensibilidad ambiental baja en todo el ámbito de la alternativa 3.

En esta ocasión, encontramos que las alternativas deben atravesar en su parte final las mismas zonas inundables que las alternativas de la alternativa 2, pero ya hemos comentado que no debe influir en la viabilidad de la construcción de estas infraestructuras. Sin embargo, en su parte inicial, todas las alternativas deben atravesar zonas de sensibilidad alta debido a las limitaciones que suponen el Decreto 89/2012 de protección contra colisiones y contra electrocuciones.

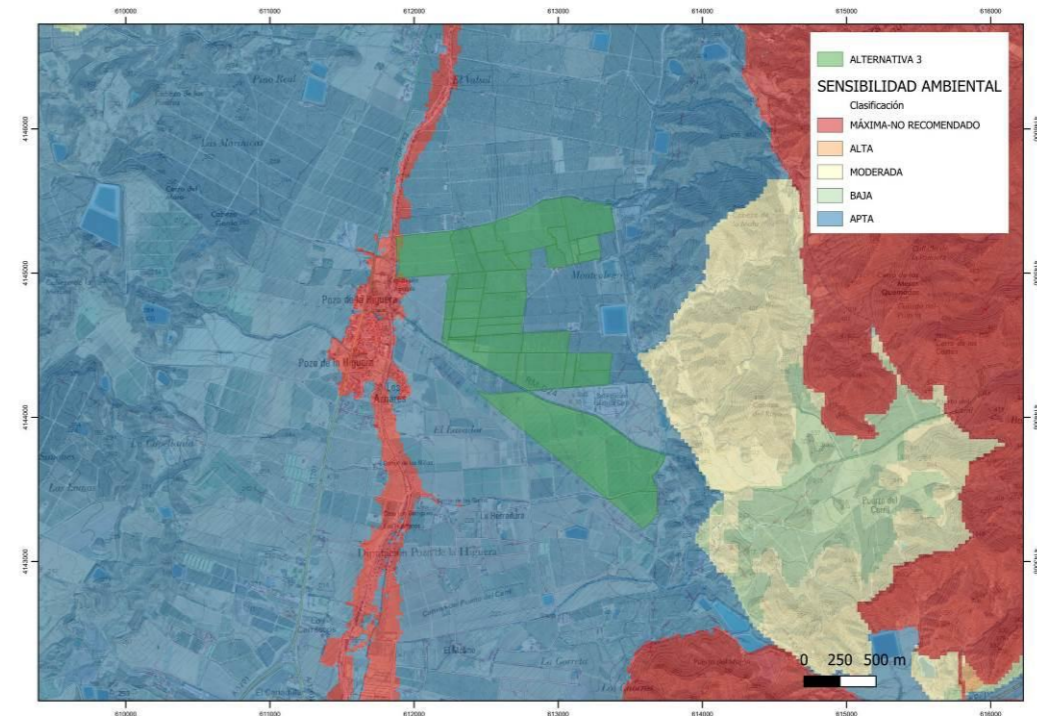


Figura 38. Sensibilidad ambiental alternativa 3.

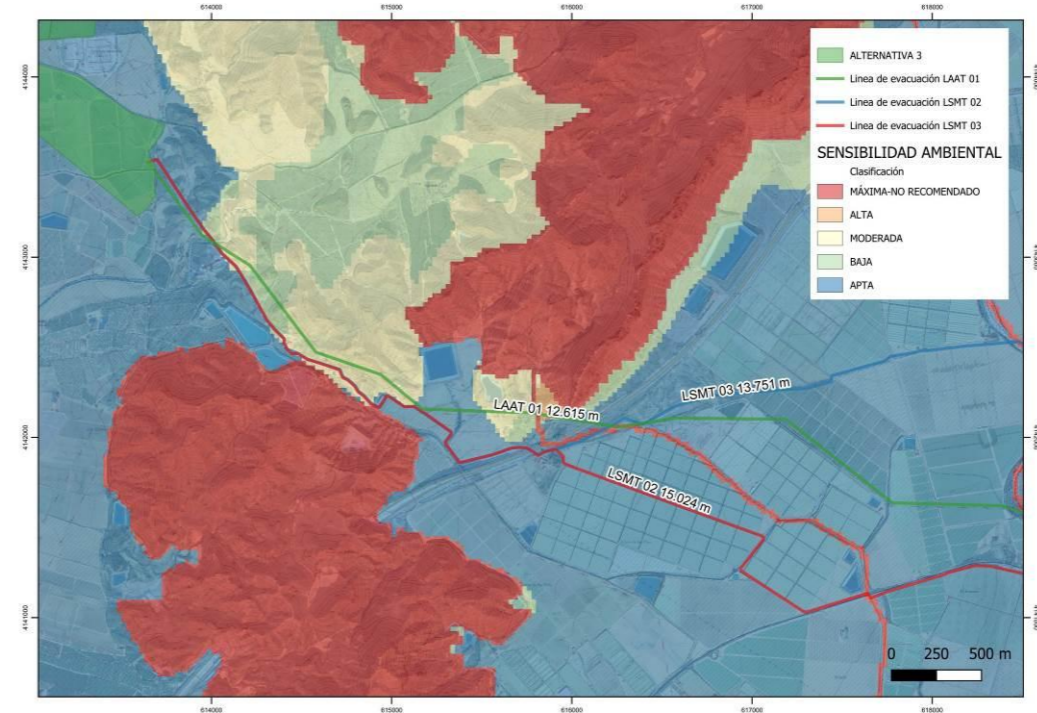


Figura 39. Sensibilidad ambiental alternativas de evacuación de la alternativa 3.

4. VALORACIÓN AMBIENTAL Y PREFACTIBILIDAD

Se propone una valoración relativa de las alternativas propuestas. Se han clasificado dándole valores de 1 a 3, siendo 1 el valor correspondiente a la afección más baja y 3 a la afección más alta. Esta tabla es una comparativa entre las alternativas y no una valoración absoluta. Además, para facilitar una visualización rápida se ha asignado igualmente un código color en la matriz del siguiente apartado a cada valoración numérica siendo el valor 3 rojo, valor 2 amarillo y el valor 1 verde.

A continuación se presentan algunos criterios e indicadores para la valoración de alternativas.

Factores ambientales	Criterios para la valoración de cada alternativa	Posibles indicadores para la comparación de alternativas
<p>Biodiversidad (espacios naturales, fauna y flora)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ○ *Evitar la ocupación de espacios naturales protegidos. Se dará más peso a las categorías de mayor protección. ○ Evitar la alteración o perturbación de los objetivos de conservación de los espacios naturales protegidos fuera de sus límites territoriales. ○ *Evitar o minimizar la ocupación o el deterioro de HIC, dando mayor peso a los hábitats prioritarios. ○ *Evitar la ocupación de zonas con presencia de especies de flora y fauna protegidas. ○ *Evitar la ocupación de zonas de interés ornítico, especialmente, de zonas de interés para las aves esteparias. ○ Evitar trazados de líneas eléctricas aéreas que atraviesen zonas con alto riesgo potencial de colisión y/o electrocución. ○ **Evitar la destrucción o deterioro de nidos, vivares, zonas de reproducción, invernada o reposo de especies incluidas en el CEEA y LESRPE, así como resto de catálogos autonómicos. 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Superficie ocupada de espacios con alguna figura de protección por categorías. ○ Distancia de las infraestructuras a espacios con alguna figura de protección. ○ Distancia de las líneas eléctricas aéreas a ZEPAs. ○ Superficie ocupada o deteriorada por el proyecto de HIC (prioritarios/ no prioritarios). ○ Superficie ocupada de HIC comparada con la superficie de distribución de las teselas del hábitat afectado en el ámbito del proyecto y a escala local, comarcal y regional (%). ○ Presencia y, en su caso, cuantificación del nº potencial de individuos de especies de flora y fauna protegidas presentes en el ámbito del proyecto, por categoría de protección. ○ Superficie ocupada de zonas de interés para las aves esteparias. ○ Superficie ocupada de otras áreas de interés ornítico. ○ Presencia y cuantificación de nidos, vivares, zonas de reproducción, invernada

	<ul style="list-style-type: none"> ○ Minimizar la alteración o deterioro de masas de vegetación autóctona. ○ Minimizar la alteración de rodales singulares, excepcionales o de árboles singulares (zonas con especies endémicas o de carácter relicto). ○ *Minimizar la fragmentación del territorio evitando la ocupación de corredores ecológicos y el fraccionamiento de hábitats. 	<ul style="list-style-type: none"> ○ reposo de especies incluidas en el CEEA y LESRPE, así como resto de catálogos autonómicos en el ámbito del proyecto. ○ Distancia de los elementos del proyecto a nidos, vivares, zonas de reproducción, invernada o reposo de especies incluidas en el CEEA y LESRPE, así como resto de catálogos autonómicos. ○ Superficie de masas de vegetación autóctona afectada por cada tipo funcional. ○ Ejemplares arbóreos que se pierden. ○ Superficie de rodales de vegetación singular o excepcional ocupadas por el proyecto. ○ Nº y tipo de corredores ecológicos interceptados (cauces fluviales, rutas migratorias de aves, etc.).
<p>Agua</p>	<ul style="list-style-type: none"> ○ *Evitar la alteración del DPH y su zona de servidumbre. ○ Evitar la ocupación de zonas inundables. ○ Minimizar la ocupación de la zona de policía. ○ Minimizar la pavimentación, ocupación e impermeabilización de zonas permeables. 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Presencia y, en su caso, estimación de longitud y superficie de cauces y zonas húmedas en los terrenos ocupados por el proyecto. ○ Distancia de las infraestructuras (incluido el vallado perimetral) a los elementos del DPH, a sus márgenes de protección y a zonas inundables. ○ Número y longitud de cauces interceptados por infraestructuras del proyecto. ○ Superficie de ocupación de zonas inundables. ○ Periodo de retorno de las zonas inundables ocupadas. ○ Superficie de zona de policía ocupada. ○ Incremento de superficie pavimentada sobre zonas de recarga de posibles acuíferos.

<p>Suelo, subsuelo y geodiversidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> ○ *Minimizar los movimientos de tierras. ○ *Minimizar el sellado del suelo y la pavimentación. ○ Primar las actuaciones que incentiven el reciclaje y la reutilización de suelos y materiales, evitando el depósito en vertedero. ○ Minimizar las alteraciones de elementos con valor geológico o geomorfológico. ○ *Minimizar los procesos erosivos. 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Nivelación del terreno si/no. ○ Volumen total de material desplazado. ○ Balance de los movimientos de tierras. ○ Superficie de terreno afectada por movimientos de tierras. ○ Superficie de terreno sellada o pavimentada. ○ Módulos que se instalarán mediante hinca respecto al total (aproximado). ○ Superficie afectada con litologías singulares. ○ Superficie afectada con elementos geológicos o geomorfológicos singulares. ○ Superficie afectada de suelos con pendientes > 5%. ○ Superficie ocupada con niveles erosivos iniciales > 10 t/ha año. ○ Presencia de signos de erosión en el territorio afectado por el proyecto (regueros, cárcavas, etc.) si/no
<p>Paisaje</p>	<ul style="list-style-type: none"> ○ *Priorizar la ocupación de áreas de baja calidad paisajística. ○ Priorizar la ocupación de áreas de baja fragilidad paisajística. 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Calidad paisajística del territorio afectado por el proyecto. ○ Fragilidad paisajística del territorio afectado por el proyecto. ○ Cuenca visual del proyecto. ○ Puntos de concentración de observadores desde los que son visibles las instalaciones.
<p>Patrimonio cultural</p>	<ul style="list-style-type: none"> ○ Evitar la ocupación de elementos del patrimonio histórico, cultural, arqueológico o etnográfico. ○ Evitar la ocupación de vías pecuarias 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Distancia a elementos patrimoniales históricos y culturales por clase e importancia. ○ Distancia de las vías pecuarias.

<p>Bienes materiales (recursos/residuos)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ○ Minimizar el consumo de recursos y la generación de residuos. ○ Priorizar la reutilización y el reciclaje. 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Volumen de residuos que se generarán. ○ Cantidad de residuos finales que se prevé producir. ○ Volumen de residuos reciclables.
<p>Cambio climático</p>	<ul style="list-style-type: none"> ○ *Minimizar las emisiones de GEI teniendo en cuenta el ciclo de vida del proyecto. ○ Minimizar la destrucción de sumideros de carbono. ○ Minimizar la eliminación de vegetación arbórea, por su papel como reservorio y sumidero de CO2 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Huella de carbono. ○ Número y superficie de sumideros de carbono afectados. ○ Tipo de vegetación eliminada.

4.1. HÁBITATS DE INTERÉS COMUNITARIO

En la alternativa 1 no encontramos rodales reseñables de vegetación que se puede adscribir a un tipo de hábitat de interés comunitario. Sólo algunos taludes entre parcelas de cultivos intensivos o algún rodal que no ha sido roturado en el que se puede caracterizar una vegetación nitrófila que pudiera corresponder al hábitat 1430 pero en un estado de conservación bastante deficiente debido a la alta presión antrópica. Todas las alternativas de líneas de evacuación presentan las mismas afecciones, que no son significativas en ninguno de los casos.

La alternativa 2 se corresponde con parcelas completamente transformadas para cultivos intensivos de regadío por lo que no se reconocen HIC. No hay ninguna mancha cartografiada en la información disponible en la CARM. La alternativa 2.B de evacuación es la que potencialmente pudiera tener alguna afección relacionada con los hábitats de interés comunitario, aunque mínima. Como resultado, la 2.B sería la menos favorable aunque no determinante.

La alternativa 3, representa el mismo caso que la alternativa 1. No se reconocen HIC ni hay ninguna mancha cartografiada disponible en la CARM. En lo referente a las alternativas de evacuación, la alternativa 3.A es la menos aconsejable ya que algunos de los apoyos afectará a HIC; la alternativa 3.C, potencialmente, afectaría a HIC en algún pequeño tramo de la línea soterrada pero la afección sería mínima; en este caso la alternativa 3.B sería la

más favorable ya que discurre soterrada por caminos existentes y no se prevé afección alguna a HIC.

4.2. FLORA PROTEGIDA

En cuanto a la flora protegida, debido a la severa transformación del territorio la afectación es limitada.

En la alternativa 1 sólo se han podido localizar algunos individuos de la especie de Interés Especial *Tamarix canariensis*, la mayoría en alguna de las líneas de drenaje que cruzan las parcelas por lo que no se verán afectadas por la implantación del proyecto ya que estas deben quedar fuera.

Según las bases de datos disponibles en la CARM en una de las cuadrículas afectadas por la alternativa 2 se encuentran citadas especies como *Lycium intricatum*, *Periploca angustifolia* y *Teucrium lanigerum* pero estas especies no han sido localizadas y es poco probable que pudieran aparecer ya que los terrenos se encuentran totalmente transformados.

En la alternativa 3 no se han reconocido especies de flora protegidas en una primera visita, y no se encuentran citas para la zona en las bases de datos disponibles.

Para valorar las líneas de evacuación en cuanto a la flora protegida es necesario un estudio de detalle de la localización de todos los apoyos. En cualquier caso, las alternativas soterradas, que discurren por caminos ya existentes presentan menos afecciones potenciales a la flora protegida.

4.3. FAUNA

La alternativa 1 no presenta afecciones directas a ningún grupo de aves de especial interés como rapaces. Se encuentra alejada de espacios ZEPA o nidos de rapaces conocidos.

La alternativa 2 no presenta, a priori, grandes afecciones a la fauna ya que se encuentra alejada de ZEPA, nidos conocidos, etc.

La alternativa 3 es la que según condiciones iniciales presenta una peor perspectiva desde el punto de vista de la fauna ya que se encuentra próxima a ZEPA y a algunos nidos de rapaces diurnas y nocturnas, que seguro utilizan este territorio como zona de campeo y alimentación. En cuanto a las líneas de evacuación de la alternativa 3, claramente la 3.A es la más desfavorable por los mismos motivos que hemos comentado para la planta, a los que

se pueden sumar otros como zona de protección de los Anexos I y II del Decreto 89/2012. Siempre será preferible la alternativa soterrada de menor longitud posible.

Entre las líneas de evacuación de la alternativa 1 y 2 las diferencias son más pequeñas ya que no se esperan grandes afecciones, siendo las alternativas de la alternativa 1 más sencilla por encontrarse prácticamente aneja a la Desaladora.

4.4. ESPACIOS PROTEGIDOS

La única de las opciones que presenta limitaciones reales es la alternativa 3, ya que se encuentra a menos de 200 m del LIC Sierra de Almenara y a menos de 1.200 m de la ZEPA de Almenara, Moreras y Cabo Cope, y del la IBA Sierra de la Almenara-Cabo Cope.

La alternativa 2 sería la siguiente en cuanto a mayor afección sobre estas figuras de protección, dado que se sitúa aproximadamente a 1 km del LIC y del Paisaje Protegido de Cuatro Calas. Finalmente, la alternativa 1 es la que mantiene una mayor distancia respecto a los espacios protegidos terrestres, concretamente 2,8 km.

Al igual que para la fauna, son recomendables para evitar afecciones a la naturaleza de los Espacios Protegidos en todos los casos las alternativas soterradas, y de menor longitud posible. Esto es así ya que en el ámbito territorial de implantación del proyecto estos Espacios Protegidos fueron designados por sus valores faunísticos principalmente. Por este motivo, se recomienda la alternativa 3.C para la alternativa 3. Las demás opciones no afectan a Espacios Protegidos.

4.5. DECRETO 89/2012. PROTECCIÓN DE ELECTROCUCIÓN Y MEDIDAS ANTICOLISIÓN.

Este factor limitante sólo tiene un impacto regulador sobre las líneas de evacuación. En este caso, claramente, en el caso de que la línea discorra por territorios afectados por este Decreto, la alternativa de evacuación deber ser soterrada. Este factor limita las opciones en la evacuación de la alternativa 3 ya que los primeros kilómetros de todas las alternativas propuestas cruzan una zona incluida en los Anexos I y II del citado Decreto.

Ninguna de las alternativas de evacuación de las opciones 1 o 2 se ven limitadas por este aspecto.

4.6. HIDROLOGÍA

A la vista de la siguiente tabla, la alternativa más favorable sería la 3 y la menos favorable la 1. Con las necesarias medidas de gestión de drenajes y escorrentías y algunas limitaciones a la implantación de los paneles fotovoltaicos todas las alternativas serían viables.

	Disponibilidad de datos en el SNCZI	Existencia de cauces no estudiados	Afección significativa red de drenaje	Necesidad de estudio específico	Significancia de la afección (en orden ascendente)
ALTERNATIVA 1	Sí parcialmente para la Rambla de Labradorcico	SÍ	Aparecen algunas líneas adicionales	Sí. Para cauces no estudiados y líneas de drenaje	3
ALTERNATIVA 2	NO en el ámbito sí aguas abajo	NO	Líneas de drenaje con configuración tipo canal	Sí, para las tres líneas de drenaje identificados	2
ALTERNATIVA 3	Sí (Rambla de Charcones)	Sí (Sin denominación)	No se identifica. Habrá de determinarse si los cauces innominados corresponde a redes de drenaje aunque la afección es de poca entidad	Sí, para los drenajes/cauces innominados	1

Las líneas eléctricas de naturaleza aérea suelen tener menos interferencia a nivel hidrológico que las soterradas. Se debe tener en cuenta en su diseño que los apoyos queden fuera de la zona de Dominio Público de Cauces y también de su zona de servidumbre (5 metros a cada lado de la línea de DPH). Para los apoyos que se localicen en zona de policía de cauces (100 metros a ambos lados de la línea de DPH) hay que tener en cuenta que se debe solicitar autorización administrativa de las obras. En principio este es el principal condicionado, salvo casos excepcionales no suelen poner mayor problema que el propio trámite administrativo.

En relación a las líneas soterradas la afección sobre el cauce es mayor, ya que debe cruzarlo, por lo que se debe solicitar autorización para la ocupación del Dominio Público Hidráulico. Existe un formulario específico para el cruce de líneas subterráneas entre los procedimientos de la Confederación Hidrográfica del Segura. Además de ello hay que tener en cuenta que el cruce debe ir protegido frente a la erosión, por lo que hay que establecer los mecanismos suficientes para garantizar la seguridad de la conducción y asumir cualquier otro condicionante. En este caso para cada cauce y circunstancia pueden determinar algunos condicionantes adicionales ya que estas realizando la ocupación física del cauce.

La hidrología no es desde el punto de vista ambiental un criterio discriminador en cuanto a la elección de las alternativas de evacuación.

4.7. PAISAJE

En relación con las cuencas visuales la alternativa 1 posee una cuenca de menor amplitud y mayor fragmentación frente a las alternativas 2 y 3, mucho más compactas y concentradas. Sin embargo, respecto de los umbrales de nitidez en la alternativa 2, las posiciones desde donde la instalación pudiera ser más visible alcanzan valores de alta nitidez (distancias menores a 1.000 m), mientras que en el caso de la alternativa 1 y 3 se sitúan en rangos de media o baja nitidez (2.000 o 3.000 metros).

Por otro lado, la posibilidad de potenciales observadores es mayor en las alternativas 1 y 3, sobre todo al sur de la cuenca visual coincidente con el casco urbano de Águilas (alternativa 1) y las localidades de Pozo La Higuera y Pulpí (alternativa 3), por el contrario, la alternativa 2 queda fuera del ámbito visible de posiciones con potenciales observadores, circunscribiéndose esta a la zona central de la cuenca dominada por roturaciones y zonas de cultivo.

Teniendo en cuenta las variables anteriores (amplitud, fragmentación, nitidez y observadores potenciales) se considera que la cuenca visual de la alternativa 2 es mas favorable desde el punto de vista de paisaje ya que, a pesar de que la zona visible tiene umbrales de nitidez muy altos no existen observadores potenciales y no existe fragmentación que permita una visión parcial de la instalación desde posiciones más alejadas.

4.8. ARQUEOLOGÍA

Ninguna de las opciones afecta a algún elemento incluido en cualquiera de las bases de datos disponibles relativas a aspectos culturales.

En cuanto a las líneas de evacuación, las alternativas de la alternativa 1 no afectan a ningún elemento por lo que no se puede discriminar, al igual que las alternativas de la alternativa 2. Para la alternativa 3, las alternativas 3.A y 3.B deben atravesar un bien de interés patrimonial que requerirá un análisis detallado.

4.9. EFECTOS SINÉRGICOS

No se conocen proyectos relevantes a una distancia menor de 10 km de cualquiera de las opciones.

Sin embargo, son muy numerosas las líneas eléctricas que discurren por el territorio, con el conocido impacto paisajístico y sobre la fauna que tienen algunas de ellas. En varias de las alternativas que se plantean para la evacuación, la nueva línea discurre paralela o muy próxima a otras ya existentes por lo que el impacto sería acumulativo. Para evitar cualquier tipo de acumulación de impactos se recomienda el soterramiento de la línea de evacuación.

4.10. SENSIBILIDAD AMBIENTAL MITERD

La alternativa 1 se encuentra en una zona de sensibilidad ambiental baja en su mayor parte. Algunas limitaciones vienen dadas por la presencia de cauces y líneas de drenaje.

La alternativa 2 no presenta ningún tipo de limitación reseñable.

La alternativa 3 estaría en una posición intermedia, con las mayores limitaciones a la hora de determinar la evacuación de la energía generada.

Todas las alternativas de cada alternativa discurren muy próximas entre si o por una zona con los mismos condicionantes por lo que no es un factor discriminante.

5. MATRIZ SINTÉTICA: ALTERNATIVAS DE LÍNEAS ELÉCTRICAS

Nº	TEMÁTICA	Alternativas								
		1			2			3		
		A	B	C	A	B	C	A	B	C
		LSMT longitud de 355 m	LAMT longitud de 363 m	LAMT-LSMT longitud de 375 m	LSMT longitud de 4396 m	LSMT longitud de 3903 m	LAMT longitud de 3175 m	LAAT longitud de 12.615 m	LSMT longitud de 15.024 m	LSMT longitud de 13.751 m
1	Fauna	1	2	2	2	1	3	3	1	2
2	Hábitats de Interés Comunitario	1	1	1	1	1	2	3	1	2
3	Flora Protegida	1	1	1	1	1	2	3	1	2
4	Espacios Protegidos	1	1	1	1	1	1	3	1	1
5	DECRETO 89/2012	1	1	1	1	1	1	3	1	1
6	Hidrología	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	Paisaje	1	3	2	1	1	3	3	1	1
8	Arqueología	1	1	1	1	1	1	1	2	2
9	Efectos sinérgicos	1	2	2	1	1	2	3	1	1
10	Sensibilidad ambiental MITERD	1	1	1	1	1	1	3	1	1

TOTAL	10	14	13	11	10	17	26	11	14
-------	----	----	----	----	----	----	----	----	----

A la vista de la esta matriz sintética la alternativa 1.A de la alternativa 1 con 10 puntos sería la más recomendable, seguida de la alternativa 1.C con 13 puntos; La alternativa 2.B de la alternativa 2 sería la más recomendable con 10 puntos, seguida de la alternativa 2.A con 11 y 2.C con 17 puntos; Para la alternativa 3 la alternativa 3.B con 11 puntos sería la más recomendable, seguida de la alternativa 3.C con 14 puntos, y la alternativa 3.A la menos recomendable de todas con 26.

6. MATRIZ SINTÉTICA: ALTERNATIVAS IMPLANTACIÓN PSFV

N	TEMÁTICA	1	2	3
1	Fauna	1	1	3
2	Hábitats de Interés Comunitario	1	1	1
3	Flora Protegida	1	1	1
4	Espacios Protegidos	1	2	3
5	DECRETO 89/2012	1	1	3
6	Hidrología	2	2	1
7	Paisaje	2	1	2
8	Arqueología	1	1	1
9	Efectos sinérgicos	1	1	1
10	Sensibilidad ambiental MITERD	1	1	2
11	Long de evacuación	1	2	3
	TOTAL	13	14	21

A la vista de la esta matriz sintética la alternativa 1 con 13 puntos sería la más recomendable; y la alternativa 3 con 21 puntos la menos recomendable. Las alternativas 1 y 2 presentan unas afecciones ambientales, a priori, de similar influencia siendo el paisaje algo más favorable en la alternativa 2 y la afección a espacios protegidos menor en la alternativa 1. La hidrología supone algunas limitaciones a la implantación en ambas alternativas aunque con las debidas medidas de gestión de drenajes y escorrentías sería viable. **Sin embargo, la proximidad de la alternativa 1 al punto de evacuación en la Desaladora de Águilas ofrece una ventaja ambiental muy sensible ya que afecta a diversos factores ambientales.**

APÉNDICE 5:
ESTUDIO DE DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DEL ANTEPROYECTO
“DESALADORA DE ÁGUILAS-GUADALENTÍN PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA, (ÁGUILAS, MURCIA)”

ÍNDICE	
1. ANTECEDENTES.....	3
2. OBJETO	3
3. CRITERIOS DE PARTIDA.....	3
3.1. DESCRIPCIÓN GENERAL.....	3
3.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES.....	4
3.2.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	4
3.2.2. CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR.....	6
3.2.3. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	8
4. CÁLCULOS DE PRODUCCIÓN.....	10
4.1. ESTUDIOS DEL RECURSO SOLAR	10
4.2. SIMULACIÓN PVSYSST	11
4.2.1. METODOLOGÍA.....	11
4.2.2. SUPOSICIONES DE PARTIDA DE LA SIMULACIÓN	11
4.3. RENDIMIENTO ENERGÉTICO DEL SISTEMA (PR).....	11
4.3.1. PÉRDIDAS POR TEMPERATURA	11
4.3.2. PÉRDIDAS POR SUCIEDAD	12
4.3.3. PÉRDIDAS POR SOMBRAS	12
4.3.4. PÉRDIDAS REFERIDAS AL MÓDULO	12
4.3.5. RENDIMIENTO DEL INVERSOR	13
4.3.6. PÉRDIDAS POR CABLEADO	13
5. ANÁLISIS DEL DIMENSIONADO	14
5.1. 30MW DE POTENCIA NOMINAL.....	15
5.2. 35 MW DE POTENCIA NOMINAL.....	16
5.3. 40MW DE POTENCIA NOMINAL.....	17
5.4. 45MW DE POTENCIA NOMINAL.....	18
5.5. 50MW DE POTENCIA NOMINAL.....	19
5.6. 55MW DE POTENCIA NOMINAL.....	20
5.7. 60MW DE POTENCIA NOMINAL.....	20
6. RELACIÓN POTENCIA PICO Y NOMINAL	22
7. CAPEX Y OPEX.....	22
8. APROVECHAMIENTO DE LA INSTALACIÓN	30
9. PRECIO PROMEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA EN HORARIO SOLAR.....	31
10. ANÁLISIS DE DIMENSIONAMIENTO DE LA PSFV.....	33
10.1. EFICACIA DE INVERSIÓN PARA LA OBTENCIÓN DE ENERGÍA.	33
10.2. IMPACTO DE LA PSFV SOBRE EL PRECIO DE LA ENERGÍA.	

**10.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL DIMENSIONAMIENTO DE
LA PSFV SOBRE EL COSTE ENERGÉTICO.35**

11. CONCLUSIONES.36

12. ANEXO I: INFORMES PVSYST37

1. ANTECEDENTES

La Sociedad Estatal “Aguas de las Cuencas Mediterráneas. S.M.E, S.A.” se encuentra inmersa en un proceso de mejora de eficiencia energética mediante la instalación de una planta solar fotovoltaica en el modelo de autoconsumo sin excedentes para la Desaladora de Águilas-Guadalentín, ubicada en Águilas, término municipal de Águilas (Murcia).

Dicha mejora de la eficiencia energética se ha visto reflejada en el expediente de contratación SV/48/22 publicado en la Plataforma de Contratación Pública.

En el proceso de licitación, Ingeniería Murciana SL resultó ser la mejor oferta técnico-económica por la cual el 19 de junio de 2023 se firma el Contrato de Ejecución del Servicio de Ingeniería para la Redacción del Anteproyecto “Desaladora de Águilas-Guadalentín (Murcia). Planta Solar Fovovoltaica”.

Por último, el día 8 de agosto de 2.023 se firma el Acta de Inicio por la que comiencen los trabajos para el servicio contratado.

2. OBJETO

El objeto del presente estudio es la realización de un estudio de detalle del dimensionamiento de la planta solar fotovoltaica para la Desaladora de Águilas-Guadalentín..

En dicho estudio se han realizado diferentes estudios mediante PVSYST para comprobar la producción fotovoltaica en la ubicación objeto de estudio.

Así mismo, se analizarán los gastos por inversión y operación en términos de €/kWh aprovechado, € /kWh autoconsumido o aprovechado + excedente. En estos casos obtendremos el CAPEX y OPEX, para así poder ayudar en la toma de decisión en el dimensionamiento de la planta. Además, se evaluará el impacto de la PSFV en el precio del m³ de agua.

3. CRITERIOS DE PARTIDA

3.1. DESCRIPCIÓN GENERAL

Las plantas solares fotovoltaicas generan energía a través de los paneles de Silicio los cuales transforman la energía solar en energía eléctrica. En el presente proyecto se están planteando **módulos fotovoltaicos bifaciales de 685Wp**, los cuales están montados sobre seguidores solares a 1 eje. Existirán diferentes tipos de seguidores, concentrándose en los modelos 1V60 (60 módulos instalados en vertical), 1V45 (45 módulos instalados en vertical) y 1V30 (30 módulos instalados en vertical).

La energía producida en corriente continua se transformará en alterna mediante **inversores** de string, los cuales tienen una potencia de **330 kVAs a 33°C**.

Además, esta la PSFV contará con **estaciones transformadoras**, las cuales elevarán la tensión de los inversores de **800 V a 30 kV**, de manera que las pérdidas se minimicen en el transporte de la energía hasta la subestación de la desaladora. Existirán diferentes tipos de centros de transformación en función de las características del suelo finalmente utilizado. Las estaciones transformadoras serán interconectadas entre sí mediante líneas subterráneas de media tensión 30kV (en adelante LSMT). Dichas LSMT de interconexión en media tensión a 30kV se conectarán a un centro de seccionamiento o subestación elevadora a instalar en el interior de la PSFV.

Para la evacuación, se ha planteado la instalación de un centro de seccionamiento 30kV o subestación elevadora 30/132kV desde donde partirá una línea de evacuación aérea, subterránea o mixta de media tensión a 30 o 132kV. Esta línea de evacuación terminará en la subestación elevadora de la Desaladora de Águilas-Guadalentín en la cual se planteará la ampliación mediante un transformador de 30/132kV o conexión directa a las barras de 132kV mediante una nueva posición. El diseño definitivo de la infraestructura de evacuación será definido en una etapa más avanzada del proyecto.

3.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES

3.2.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

En la siguiente Tabla se recoge las características generales de los módulos fotovoltaicos propuestos:

MÓDULO RSM132-8-685BNDG – BIFACIAL O EQUIVALENTE SIMILAR	
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS (STC)	
Potencia	685 Wp
Tolerancia Potencia nominal	0-+5 W
Tensión en máx. potencia (Vmp)	39,88 V
Intensidad en máx. potencia (Imp)	17,19 A
Corriente de cortocircuito (Isc)	18,08 A
Tensión en circuito abierto (Voc)	47,74 V
Eficiencia del módulo (%)	22,1%
<i>STC: Irradiancia 1000W/m²; Temperatura de la célula 25° y Tolerancia de medición ± 3%</i>	
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS (NOCT)	
Potencia	519,1 W
Tensión en máx. potencia (Vmp)	37,01 V
Intensidad en máx. potencia (Imp)	14,03 A
Corriente de cortocircuito (Isc)	14,83 A
Tensión en circuito abierto (Voc)	44,40 V
<i>STC: Irradiancia 800W/m²; Temperatura de la célula 20° y Velocidad del aire 1m/s</i>	
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS (80±5%)	
Potencia total equivalente	754 W
Tensión en máx. potencia (Vmp)	39,88 V
Intensidad en máx. potencia (Imp)	18,91 A
Corriente de cortocircuito (Isc)	19,89 A
Tensión en circuito abierto (Voc)	47,74 V
Ratio de irradiancia (%)	10
Power bifaciality (%)	80±5

MÓDULO RSM132-8-685BNDG – BIFACIAL O EQUIVALENTE SIMILAR	
CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS	
Tipo de células	N-type Bifacial
Distribución células	132 (6x11+6x11)
Dimensiones módulos	2.384 × 1.303 × 35mm
Peso	40 kg
Marco	Acero aleado de alta resistencia
Caja de conexión	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0 mm ² (12AWG), Positive(+) 350mm, Negative(-)350mm, (Connector Included)
(Conector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68
OTRAS CARACTERÍSTICAS	
Temperatura de Operación Nominal de la Célula (NOCT)	42± 2°C
Coef. Temperatura para Pmax	-0,32%/°C
Coef. Temperatura para Voc	-0.26%/°C
Coef. Temperatura para Isc	0,046%/°C
Rango de temperatura	-40°C~+85°C
Tensión máxima del sistema	1500 V _{DC}

Tabla 1: Características de módulos fotovoltaicos propuestos.

Asimismo, en la siguiente Figura se recoge la hoja de especificaciones técnicas de los mismos.

Draft 132



RSM132-8-670BNDG-690BNDG

132 CELL N-type Module	670-690Wp Power Output Range
1500VDC Maximum System Voltage	22.2% Maximum Efficiency

KEY SALIENT FEATURES

-  Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing
-  N-type solar cell without LID caused by B-O₂, power degradation in 1st year is no more than 1%
-  Better Temperature Coefficient
-  Bifacial technology enables additional energy harvesting from rear side (up to 30%)
-  Excellent low irradiance performance
-  Excellent PID resistance
-  Positive tight power tolerance
-  Dual stage 100% EL Inspection warranting defect-free product
-  Module Imp binning radically reduces string mismatch losses
-  Excellent wind load 2400Pa & snow load 5400Pa under certain installation method
-  Comprehensive product and system certification
 - IEC61215:2016, IEC61730-1/2:2016;
 - ISO 9001:2015 Quality Management System
 - ISO 14001:2015 Environmental Management System
 - ISO 45001:2018 Occupational Health and Safety Management System

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 year Product Warranty / 30 year Linear Power Warranty



Additional value from Risen's Linear Warranty: 6.6% Annual Degradation over 30 years


Industry Standard: 12.5% Annual Degradation over 30 years

RISEN ENERGY CO., LTD.
Risen Energy is a leading, global tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale power generation. The company, founded in 1996, and publicly listed in 2016, compels value generation for its chosen global customers. Techno-commercial innovation, underpinned by consummate quality and support, underpins Risen Energy's total Solar PV business solutions which are among the most powerful and cost-effective in the industry. With local market presence and strong financial bankability status, we are committed, and able, to building strategic, mutually beneficial collaborations with our partners, as together we capitalise on the rising value of green energy.

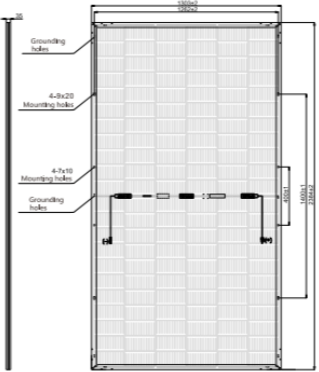
Taishan Industry Zone, Meilan, Ninghai 315809, Ningbo | PRC
Tel: +86-574-59953239 Fax: +86-574-59953599
E-mail: marketing@risenenergy.com Website: www.risenenergy.com



Preliminary For Global Market



Dimensions of PV Module



ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM132-8-670BNDG	RSM132-8-675BNDG	RSM132-8-680BNDG	RSM132-8-685BNDG	RSM132-8-690BNDG
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	670	675	680	685	690
Open Circuit Voltage-Voc(V)	47.17	47.36	47.55	47.74	47.93
Short Circuit Current-Isc(A)	17.90	17.96	18.02	18.08	18.14
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	39.34	39.52	39.70	39.88	40.06
Maximum Power Current-Imp(A)	17.04	17.09	17.14	17.19	17.24
Module Efficiency (%) *	21.6	21.7	21.9	22.1	22.2

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3, Bifacial factor: 80%±5 * Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

Electrical characteristics with 10% rear side power gain

	737	743	749	754	760
Total Equivalent power -Pmax (Wp)	737	743	749	754	760
Open Circuit Voltage-Voc(V)	47.17	47.36	47.55	47.74	47.93
Short Circuit Current-Isc(A)	19.69	19.76	19.82	19.89	19.95
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	39.34	39.52	39.70	39.88	40.06
Maximum Power Current-Imp(A)	18.74	18.80	18.85	18.91	18.96

Rear side power gain: The additional gain from the rear side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM132-8-670BNDG	RSM132-8-675BNDG	RSM132-8-680BNDG	RSM132-8-685BNDG	RSM132-8-690BNDG
Maximum Power-Pmax (Wp)	507.6	511.4	515.3	519.1	523.0
Open Circuit Voltage-Voc (V)	43.87	44.04	44.22	44.40	44.57
Short Circuit Current-Isc (A)	14.68	14.73	14.78	14.83	14.87
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	36.51	36.67	36.84	37.01	37.18
Maximum Power Current-Imp (A)	13.90	13.95	13.99	14.03	14.07

NMOT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar cells	N-type
Cell configuration	132 cells (6×11×6×11)
Module dimensions	2384×1303×35mm
Weight	40kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	Tempered Glass
Frame	High strength alloy steel
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm ² (12AWG), Positive(+)-350mm, Negative(-)-350mm (Connector Included)
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	42°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.26%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.046%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.32%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	35A
Limiting Reverse Current	35A

PACKAGING CONFIGURATION

	40ft(HQ)
Number of modules per container	527
Number of modules per pallet	31
Number of pallets per container	17
Box gross weight(kg)	1290

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.
©2021 Risen Energy. All rights reserved. Contents included in this datasheet are subject to change without notice.
No special undertaking or warranty for the suitability of special purpose or being installed in extraordinary surroundings is granted unless as otherwise specifically committed by manufacturer in contract document.

THE POWER OF RISING VALUE

Our Partners:




Figura 1: Especificaciones técnicas de módulos fotovoltaicos.

3.2.2. CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR

El inversor, dispositivo el cual convierte la energía de corriente continua, generada por los paneles, a corriente alterna serán instalados modelos trifásicos del fabricante **HUAWEI** o **equivalente similar**. En concreto los inversores que se proyectan para la PSFV es el modelo **SUN2000-330KTL-H1**, con una potencia nominal de salida de 300 kW a 40°C.

Para reducir las pérdidas que supondría una línea de corriente continua demasiado larga y la una gran sección, los inversores han sido situados lo mejor repartido posible respecto al campo de módulos.

El funcionamiento del inversor es totalmente automático. A partir de que los módulos fotovoltaicos generan potencia suficiente, la electrónica de potencia implementada en el inversor supervisa la tensión, la frecuencia de red y la producción de energía. A partir de que ésta es suficiente, el inversor comienza a convertirla y evacuarla al transformador y de allí hasta el punto de consumo.



Figura 2: : Inversor SUN2000-330KTL-H1 propuesto.

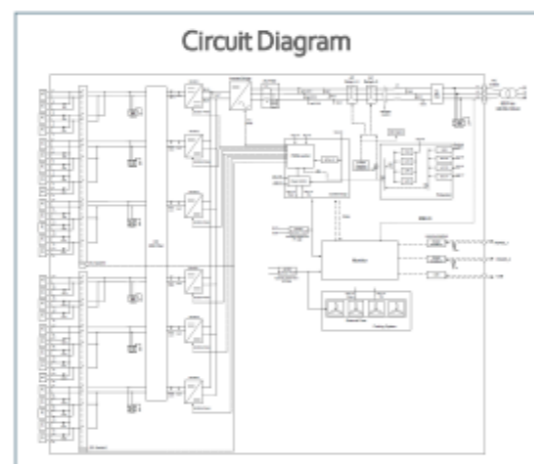
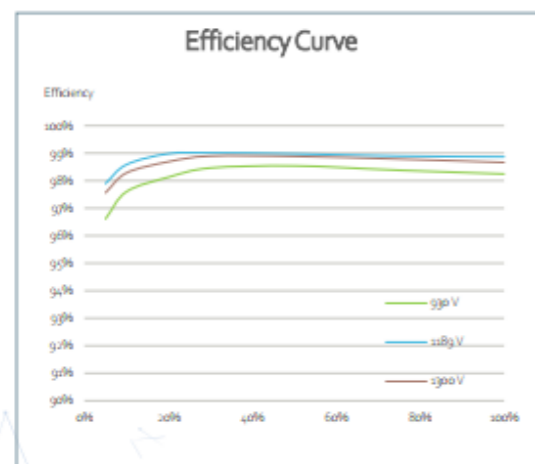
El inversor de conexión a red **SUN2000-330KTL-H1** dispone de un sistema de control que le permite un funcionamiento completamente automatizado. Durante los períodos nocturnos el inversor permanece parado vigilando los valores de tensión de la red que alimenta al edificio y del generador fotovoltaico. Al amanecer, la tensión del generador fotovoltaico aumenta y pone en funcionamiento el inversor que comienza a inyectar energía a la red (ver especificaciones técnicas en la siguiente tabla).

El sincronismo con la red es un aspecto vital para el funcionamiento del inversor, el control principal lo realiza mediante un seguimiento muy sensible a cualquier cambio en la red. A partir de la situación de sincronismo, los parámetros de la red y el seguimiento del punto de máxima potencia, el control principal comunica al generador de formas de onda las acciones a realizar.

SUN2000-330KTL-H1
Smart String Inverter



- Max. Efficiency $\geq 99.0\%$
- Smart Self Clean Fan
- Smart DC Connector Temperature Detect
- Smart String Level Disconnection
- ≥ 8 High Accuracy String Current Detect
- Support IV diagnosis
- IP 66 protection
- Surge Arresters for DC & AC



Efficiency	
Max. Efficiency	$\geq 99.0\%$
European Efficiency	$\geq 98.8\%$
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPPT Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cos ϕ =1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Smart String-Level Disconnecter(SSLD)	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
AC Grounding Fault Protection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤ 112 kg
Operating Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

Figura 3: Especificaciones técnicas de los inversores.

3.2.3. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Los centros de transformación son edificios prefabricados, contenedores o *skid* encargados de albergar los equipos cuya función es la de agrupar, condicionar, transformar y elevar la tensión de los subcampos fotovoltaicos.

Los centros de transformación incluirán al menos, los siguientes componentes:

- Transformador de potencia
- Celdas de Media Tensión
- Cuadros eléctricos Protección Baja tensión
- Servicios Auxiliares

Las estaciones transformadoras proyectadas son de tipo compacto, concretamente se proponen dos modelos, el modelo **STS-6.000K-H1** y el modelo de **STS-3.000K-H1** ambos de la marca Huawei o un equivalente similar

Por otro lado, la estación transformadora tipo STS-6.000K-H1 estará compuesto de un transformador en configuración Dy11-y11 de 0,8/30kV de 6.500 kVA@40°C así como cuadros eléctricos y elementos de protección necesarios. La estación transformadora tipo STS-3.000K-H1 contará también con otro transformado de similares características, pero de 3.250 kVA@40°C. Todas las estaciones transformadoras se localizarán sobre una losa de hormigón dimensionada para albergar todos los equipos que forman parte de la estación y, estará diseñada para la llegada y entrada de los cables eléctricos de la instalación con una cubeta para contener posibles derrames de aceite proveniente del transformador.

Los CT's recogerán y convertirán la energía de cada subcampo, quedando protegido frente a sobretensiones y la conducirán al primario del transformador. El secundario del transformador se conectará con las celdas de Media Tensión.

Todos los equipos que componen los CT's estarán dotados de un grado de protección mínimo IP54 para evitar la entrada de agua de lluvia.

Estos centros compactos, no necesitan de obra civil salvo explanación del terreno, y cimentación tal y como queda reflejado en los planos, ya que cuentan con su propio bastidor y tan solo hay que depositarlos en el terreno.

Por otro lado, todas las unidades transformadoras disponen de un transformador de servicios auxiliares de 5 kVA, con la opción de incluir hasta 50 kVA bajo pedido. Además, todos los elementos eléctricos y partes metálicas (herrajes) van conectados a tierra, la cual se conectará al terreno con los cables y picas necesarias en función de la resistividad del terreno, tal y como se refleja en los cálculos anexos del proyecto y en los planos del mismo.

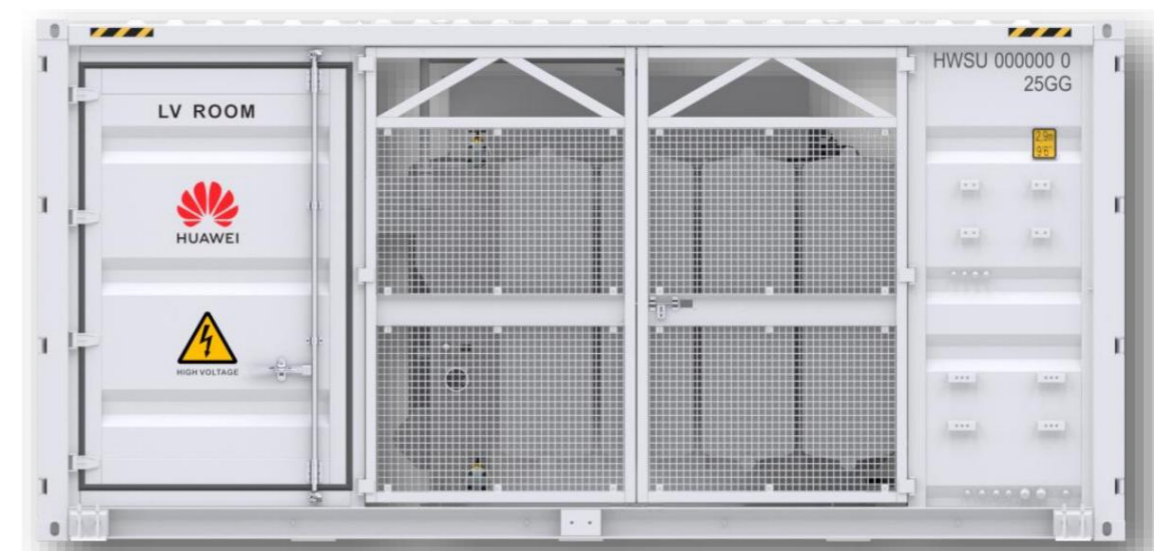


Figura 4: Estación transformadora tipo.

Input		
Available Inverters	SUN2000-200KTL-H2 / SUN2000-215KTL-H0	
AC Power	6,500 kVA @40°C / 5,920 kVA @50°C ¹	
Max. Inverters Quantity	32	
Rated Input Voltage	800 V	
Max. Input Current at Nominal Voltage	2,482.7 A x 2	
LV Main Switches	ACB (2900 A / 800 V / 3P, 2 x 1 pcs), MCCB (250 A / 800 V / 3P, 2 x 16 pcs)	
Output		
Rated Output Voltage	10 kV, 11 kV, 15 kV, 20 kV, 22 kV, 23 kV, 30 kV, 33 kV, 35 kV ²	13.8 kV, 34.5 kV ²
Frequency	50 Hz	60 Hz
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type	
Transformer Tappings	± 2 x 2.5%	
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)	
Transformer Vector Group	Dy11-y11	
Transformer Min. Peak Efficiency Index	In Accordance with EN 50588-1	
Transformer Load Losses	50.1 kW	41.7 kW
Transformer No-load Losses	5.0 kW	6.0 kW
Impedance (HV-LV1, LV2)	8% (0 ~ +10%) @6,500 kVA	
MV Switchgear Type	SF6 Gas Insulated, 3 Units	
MV Switchgear Configuration	1 Transformer Unit with Circuit Breaker 1 Cable Unit with Load Breaker Switch 1 Cable Direct Connection Unit	
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA, Dyn11	
Output Voltage of Auxiliary Transformer	400 / 230 Vac	220 / 127 Vac
Protection		
Transformer Monitoring & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz	
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54	
Internal Arcing Fault MV Switchgear	IAC A 20 kA 1s	
MV Relay Protection	50/51, 50N/51N	
MV Surge Arrester for MV Circuit Breaker	Equipped	
LV Overvoltage Protection	Type I+II	
General		
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)	
Weight	< 22 t (48,502 lb.)	
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C ³ (-13°F ~ 140°F)	
Relative Humidity	0% ~ 95%	
Max. Operating Altitude	2,000 m (6,562 ft.)	2,500 m (8,202 ft.)
Enclosure Color	RAL 9003	
Communication	Modbus-RTU, Preconfigured with Smartlogger3000B	
Applicable Standards	IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1	
Features		
Auxiliary Transformer (50 kVA, Dyn11)	Optional ⁴	
1.5 kVA UPS	Optional ⁴	
MV Switchgear Updated to: 1 Transformer Unit with Circuit Breaker 2 Cable Units with Load Breaker Switch	Optional ⁴	
Updated to 25kA 1s MV Switchgear	Optional ⁴	
IMD	Optional ⁴	
STS Interlocking	Optional ⁴	

Figura 5: Especificaciones técnicas de los centros de transformación STS-6.000K-H1.

Input		
Available Inverters	SUN2000-200KTL-H2 / SUN2000-215KTL-H0	
AC Power	3,250 kVA @40°C / 2,960 kVA @50°C ¹	
Max. Inverters Quantity	16	
Rated Input Voltage	800 V	
Max. Input Current at Nominal Voltage	2,482.7 A	
LV Main Switches	ACB (2900 A / 800 V / 3P, 1 pcs), MCCB (250 A / 800 V / 3P, 16 pcs)	
Output		
Rated Output Voltage	10 kV, 11 kV, 15 kV, 20 kV, 22 kV, 23 kV, 30 kV, 33 kV, 35 kV ²	13.8 kV, 34.5 kV ²
Frequency	50 Hz	60 Hz
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type	
Transformer Tappings	± 2 x 2.5%	
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)	
Transformer Vector Group	Dy11	
Transformer Min. Peak Efficiency Index	In accordance with EN 50588-1	
Transformer Load Losses	30.1 kW	
Transformer No-load Losses	2.51 kW	
Impedance (HV-LV1, LV2)	7% (0 ~ +10%) @3,250 kVA	
MV Switchgear Type	SF6 Gas Insulated, 3 Units	
MV Switchgear Configuration	1 Transformer Unit with Circuit Breaker 1 Cable Unit with Load Breaker Switch 1 Cable Direct Connection Unit	
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA, Dyn11	
Output Voltage of Auxiliary Transformer	400 / 230 Vac	220 / 127 Vac
Protection		
Transformer Monitoring & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz	
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54	
Internal Arcing Fault MV Switchgear	IAC A 20 kA 1s	
MV Relay Protection	50/51, 50N/51N	
MV Surge Arrester for MV Circuit Breaker	Equipped	
LV Overvoltage Protection	Type I+II	
General		
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)	
Weight	< 15 t (33,069 lb.)	
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C ³ (-13°F ~ 140°F)	
Relative Humidity	0% ~ 95%	
Max. Operating Altitude	2,000 m (6,562 ft.)	2,500 m (8,202 ft.)
Enclosure Color	RAL 9003	
Communication	Modbus-RTU, Preconfigured with Smartlogger3000B	
Applicable Standards	IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1	
Features		
Auxiliary Transformer (50 kVA, Dyn11)	Optional ⁴	
1.5 kVA UPS	Optional ⁴	
MV Switchgear Updated to: 1 transformer unit with circuit breaker 2 cable units with load breaker switch	Optional ⁴	
Updated to 25kA 1s MV Switchgear	Optional ⁴	
IMD	Optional ⁴	
STS Interlocking	Optional ⁴	

Figura 6: Especificaciones técnicas de los centros de transformación STS-3.000K-H1.

4.2. SIMULACIÓN PVSYS

4.2.1. METODOLOGÍA

El procedimiento de estimación de la producción generada por la instalación fotovoltaica está basado en una simulación de la planta por medio del software PVSyst 6.81.

4.2.2. SUPOSICIONES DE PARTIDA DE LA SIMULACIÓN

- Energía incidente: la irradiación global y la irradiación difusa incidentes son utilizadas para calcular la irradiación en el plano de los módulos (POA). Este proceso se lleva a cabo a través de un algoritmo de transposición.
- Pérdidas de irradiación incidente: calculadas según los modelos que representan el comportamiento óptico y superficial de los módulos y la transmisión de la energía en el proceso de conversión fotovoltaica.
- Rendimiento de la planta: modelo basado en las propiedades de los equipos (módulos fotovoltaicos, inversores, estructuras portantes, cables...etc.) y las características propias de la planta (localización, potencia, efectos de sombra, temperatura...).
- Voltaje máximo de las series de módulos y cálculos acordes a los estándares IEC...

4.3. RENDIMIENTO ENERGÉTICO DEL SISTEMA (PR)

Como en cualquier sistema existen pérdidas, para obtener la producción real habría que multiplicar la producción teórica por el rendimiento energético del sistema o “**Performance Ratio, PR**”. A continuación, se describen las pérdidas del sistema, así como su origen. Respecto a los porcentajes de pérdidas de nuestra instalación, quedan definidas en los informes de la simulación, en el apartado “*Diagrama de Pérdida*”.

4.3.1. PÉRDIDAS POR TEMPERATURA

Las características técnicas de un módulo solar se facilitan para unas condiciones estándares de medida:

Radiación 1000 W/m²
Distribución espectral 1,5 AM
Temperatura de la célula 25°C

Sin embargo, estas condiciones de laboratorio son difícilmente reproducibles en el funcionamiento cotidiano del módulo solar. En especial en lo que se refiere a la temperatura de la célula solar, que normalmente está 20°C por encima de la temperatura ambiente. Este sobrecalentamiento del módulo solar hace que su rendimiento y, por lo tanto, la potencia útil que es capaz de generar, disminuya.

La temperatura media de la célula durante las horas de sol se calcula de la siguiente manera:

$$T_{\text{célula}} = T_{\text{amb}} + (T_{\text{ONC}} - 20) \cdot I / 800$$

Donde,

T_{amb}: es la temperatura del ambiente en las horas de sol

T_{ONC}: es la temperatura de operación nominal del módulo que corresponde a una irradiación solar de 800W/m², con viento de velocidad de 1 m/s y 20°C de temperatura ambiente.

I: es la irradiancia solar media del mes considerado.

% Pérdidas por temperatura = T_{célula} * Cpérdidas

Las zonas que tengan viento permitirán a los módulos evacuar mejor el calor, con el que el rendimiento se verá mejorado.

4.3.2. PÉRDIDAS POR SUCIEDAD

Las pérdidas por acumulación de polvo en los módulos pueden oscilar entre el 0% después de llover y el 5% cuando los módulos están muy sucios. Sin embargo, esto no sólo depende de la cantidad de lluvia, sino también de la inclinación de los paneles, la proximidad a zonas industriales, carreteras, etc. Por ello se recomienda limpiar los módulos si hay bastantes días seguidos sin llover.

4.3.3. PÉRDIDAS POR SOMBRAS

Las estructuras solares deben tener la separación entre ellas suficiente para evitar pérdidas por sombreados. Sin embargo, siguen existiendo pérdidas en la componente difusa de la radiación que llega a los módulos fotovoltaicos debido al efecto de unos seguidores con otros. Estas pérdidas se minimizan al escoger una distancia de separación suficiente entre ejes de estructuras, para esta instalación se escogió una separación de 6 m entre ejes y, además, los seguidores proyectados incluyen backtracking (sistema que trabaja para la reducción de pérdidas por sombreado internas), lo que permite tener una ocupación de terreno mínima y unas pérdidas por sombreado despreciables.

4.3.4. PÉRDIDAS REFERIDAS AL MÓDULO

➤ PÉRDIDAS POR DESAJUSTE DE LOS MÓDULOS

La pérdida de desajuste de los módulos (Module Mismatch loss) se define como la diferencia entre la suma de todas las P_{mpp} de cada submódulo independiente y la P_{mpp} de las características I/V resultantes del conjunto.

Esto se debe a varias causas:

- Los parámetros o el rendimiento de cada módulo son diferentes (los módulos reales nunca son idénticos, todos los módulos no se degradan de la misma manera con el envejecimiento a largo plazo, la suciedad puede ser desigual, el conjunto tiene sombreados parciales, en los sistemas bifaciales la irradiación de la parte posterior puede no ser homogénea, etc.).
- Las tensiones de las strings son diferentes (la longitud del conductor de la string difiere de una a otra sobre todo cuando se usan inversores centrales, la irradiación puede variar de una parte a otra de la misma planta por efecto del paso de nubes, etc.).

La mayoría de fabricantes recomiendan usar un valor de pérdida del 0,5-1% como valor de la

pérdida de potencia en MPP, lo que muestra una buena convergencia para los sistemas de gran tamaño en MWp.

➤ DEGRADACIÓN INDUCIDA POR LA LUZ (LID)

La degradación inducida por la luz (Light Induced Degradation) es una pérdida de rendimiento que se produce en los primeros días de exposición al sol, con los módulos cristalinos estándar.

La degradación de la LID se atribuye a la presencia de un complejo de Boro y Oxígeno defectuoso en la oblea utilizada para producir la célula fotovoltaica. Sin embargo, este proceso de regeneración puede variar según la calidad de la oblea utilizada. Por lo tanto, es necesario utilizar las células y aplicar procesos de producción que garanticen la menor cantidad posible de LID. Si no, existe el riesgo de que un panel, desde el principio, produzca menos energía de la declarada.

✓ PÉRDIDAS IAM

La reflexión de la radiación en la cubierta del panel es uno de los elementos que resulta relevante en cuanto a pérdidas. El parámetro que caracteriza la pérdida por reflexión se denomina modificación por ángulo de incidencia (IAM). La cantidad reflejada depende del material de la cubierta y del espesor de esta.

PVsyst utiliza una función IAM, que describe el déficit de transmisión en función del ángulo de incidencia. Esta función se aplica tanto a la componente del haz, como a la difusa y al albedo, utilizando una integral sobre todas las direcciones "vistas", suponiendo una distribución isotrópica de la irradiancia difusa.

➤ ESTIMACIÓN DE LA DEGRADACIÓN

La garantía del fabricante del módulo fija una degradación lineal anual. Sobre la base de la distribución normal de los paneles instalados en la planta, la degradación anual media considerada en este informe fue de 0,0% por simularse el año natural cero. No obstante, para el dimensionamiento se ha tenido en cuenta la degradación de los módulos fotovoltaicos que indica el fabricante en la ficha técnica. Esta degradación anual en la producción será de un 0,4%.

4.3.5. RENDIMIENTO DEL INVERSOR

El rendimiento de un inversor CC/CA puede variar mucho en función de su calidad, forma de onda, régimen de trabajo, etc. La eficiencia tiene en cuenta los diferentes rendimientos del inversor a distinta carga del sistema. Además, el inversor hace el seguimiento del punto de máxima potencia por sucesivas aproximaciones, por lo que en esas sucesivas aproximaciones se produce una ligera pérdida de eficiencia.

Las pérdidas asociadas con el punto de potencia máxima (MPPT) del generador fotovoltaico se deben a: la superación de la potencia nominal y el umbral de potencial del inversor, la superación de la tensión nominal del inversor y el umbral de tensión.

Las pérdidas debidas a la superación de la potencia y/o de la tensión nominal del inversor, o de alcance del umbral de potencia y/o de la tensión, dependerá de la irradiación efectiva global incidente, del dimensionamiento del generador fotovoltaico y del comportamiento del inversor en MPP.

Los cálculos de eficiencia del inversor realizados en el software PVSYST tienen en cuenta el autoconsumo del propio dispositivo.

4.3.6. PÉRDIDAS POR CABLEADO

Las pérdidas en el cableado proceden de la parte de corriente continua y la parte de corriente alterna. Los conductores de la parte de CC deberán tener una caída de tensión media inferior a 1,5%, del mismo modo que los cables de CA deberán tener una caída de tensión media inferior al 1,5%, cumpliendo con el Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones conectadas a red.

Con el objetivo de minimizar estas pérdidas, la configuración consiste en sub-bloques, cuyos inversores se colocarán en un Centro de Transformación de MT. De este modo, el promedio de las caídas de tensión será inferior a los valores máximos.

Dado que PVSyst calcula las pérdidas sólo hasta la salida en alterna de los inversores, se ha estimado que las pérdidas remanentes en alterna supondrán un 4% adicional. Durante el

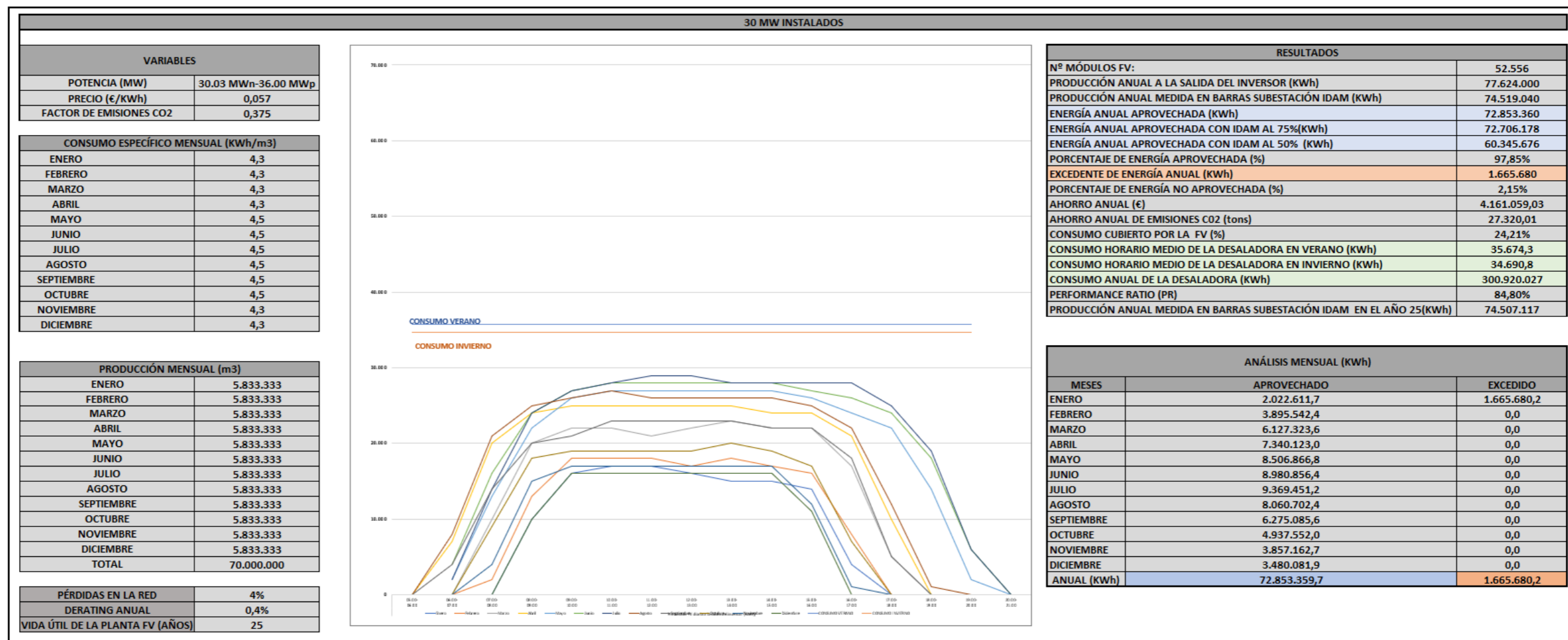
diseño de detalle se calculará el valor real de estas pérdidas.

5. ANÁLISIS DEL DIMENSIONADO

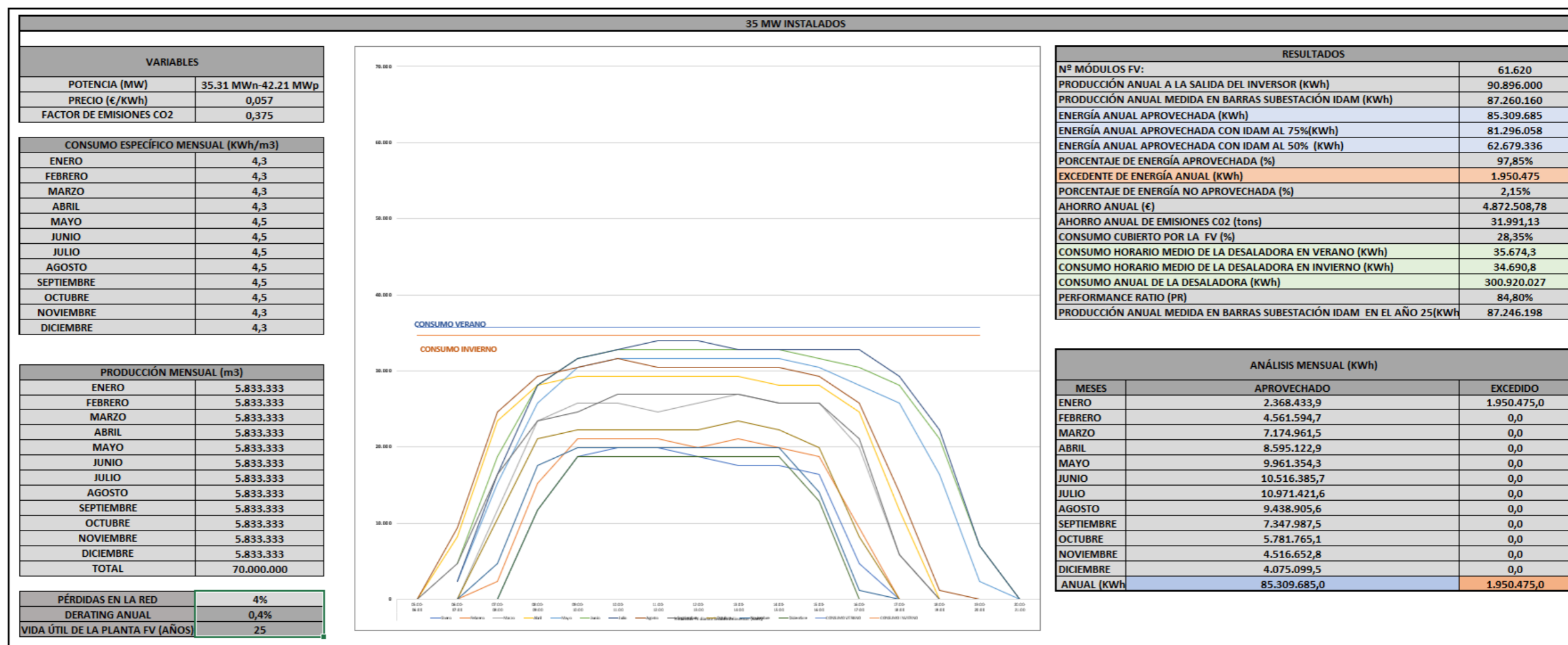
Para el estudio a nivel técnico, se han escogido 7 posibles tamaños de planta que van desde 30 MW de potencia nominal hasta 60 MW. El análisis del dimensionado de la instalación fotovoltaica se ha realizado mediante la observación de los resultados obtenidos en diferentes parámetros.

Excel ha permitido comparar los distintos escenarios y establecer criterios para la toma de decisiones fundamentadas. De esta forma, se ha podido ajustar de manera óptima los elementos clave del dimensionamiento, optimizando su rendimiento y obteniendo conclusiones.

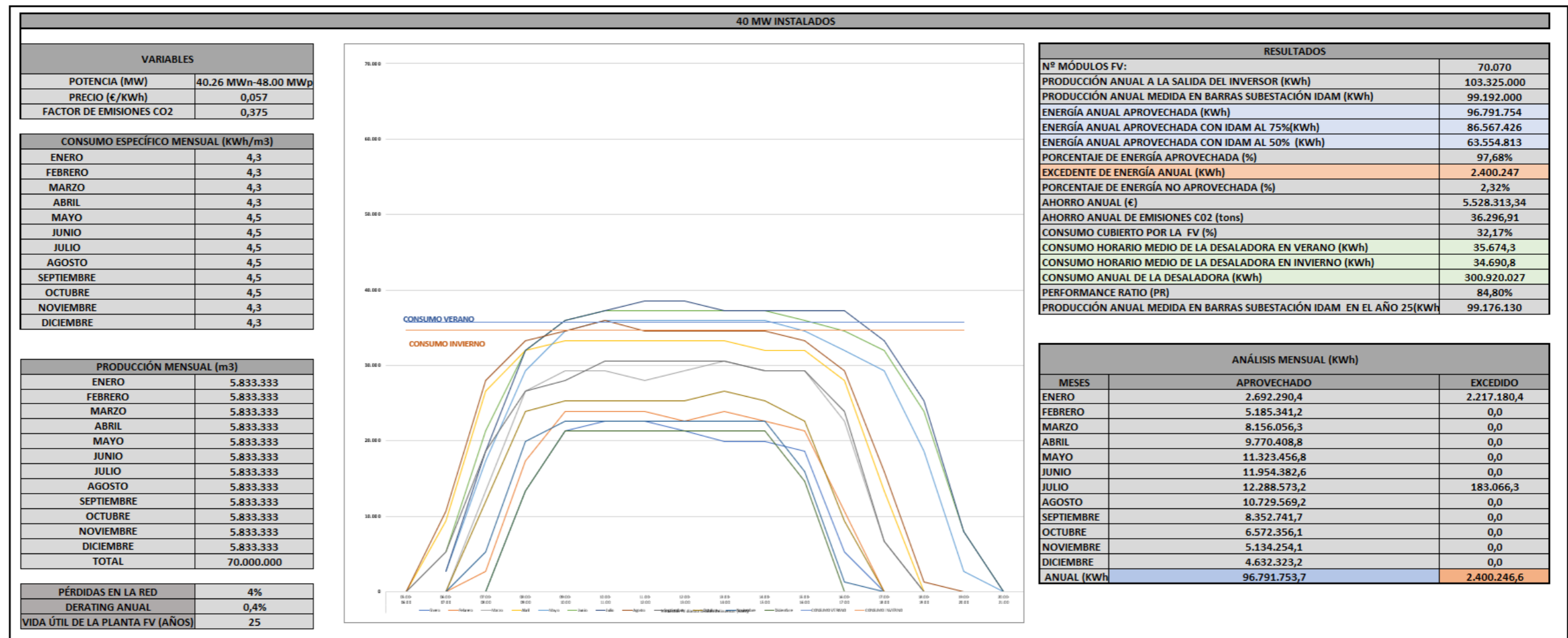
5.1. 30MW DE POTENCIA NOMINAL



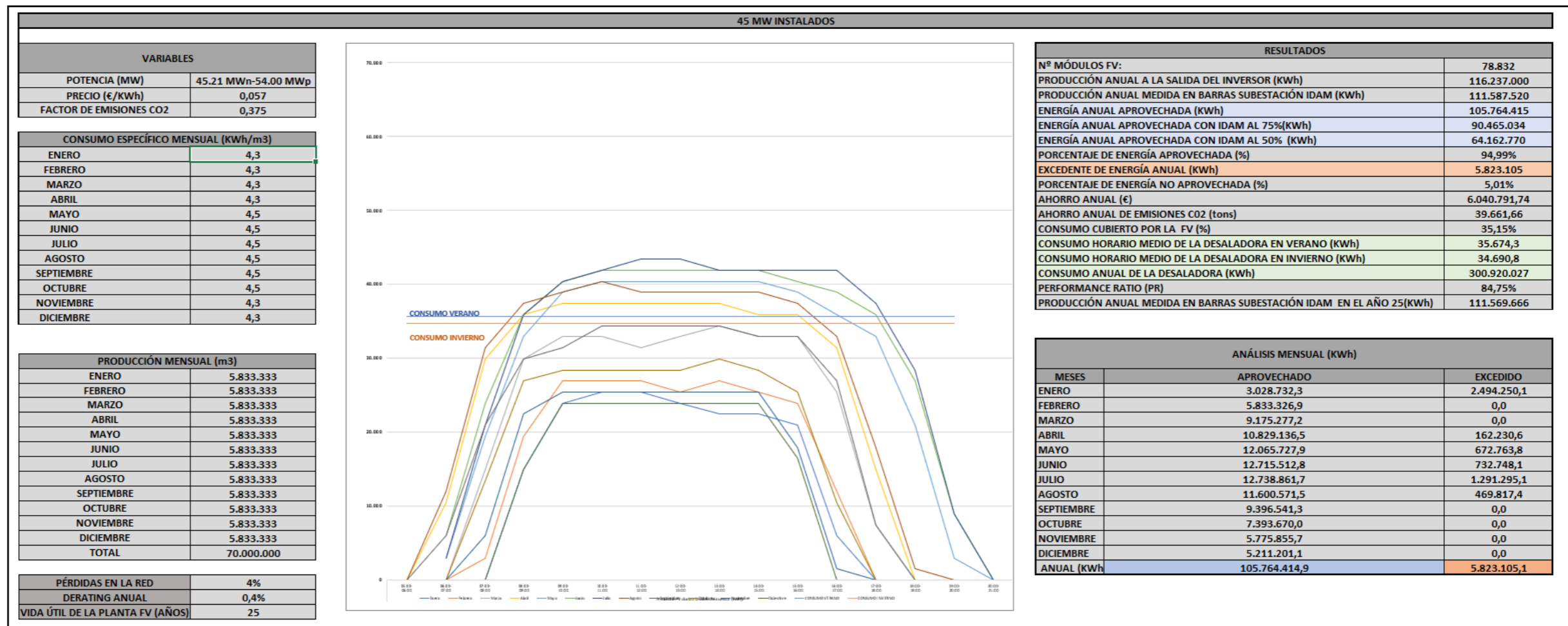
5.2. 35 MW DE POTENCIA NOMINAL



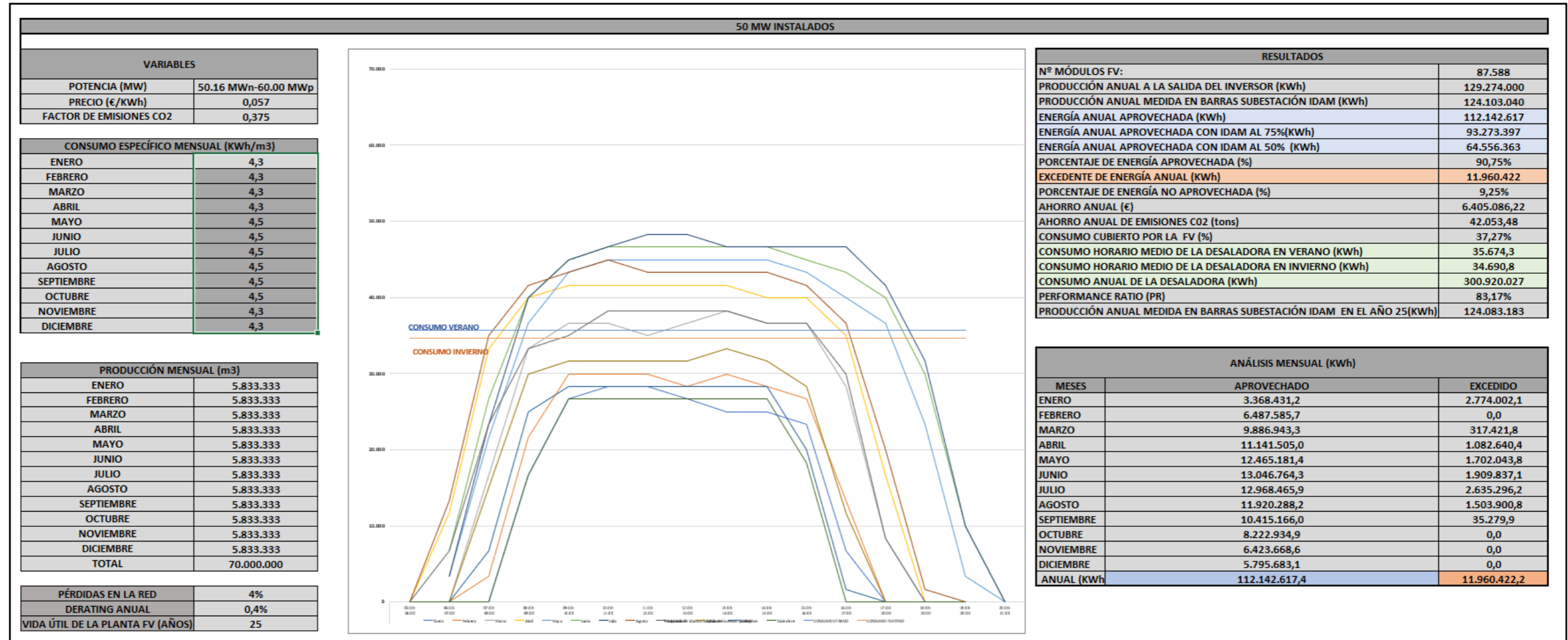
5.3. 40MW DE POTENCIA NOMINAL



5.4. 45MW DE POTENCIA NOMINAL

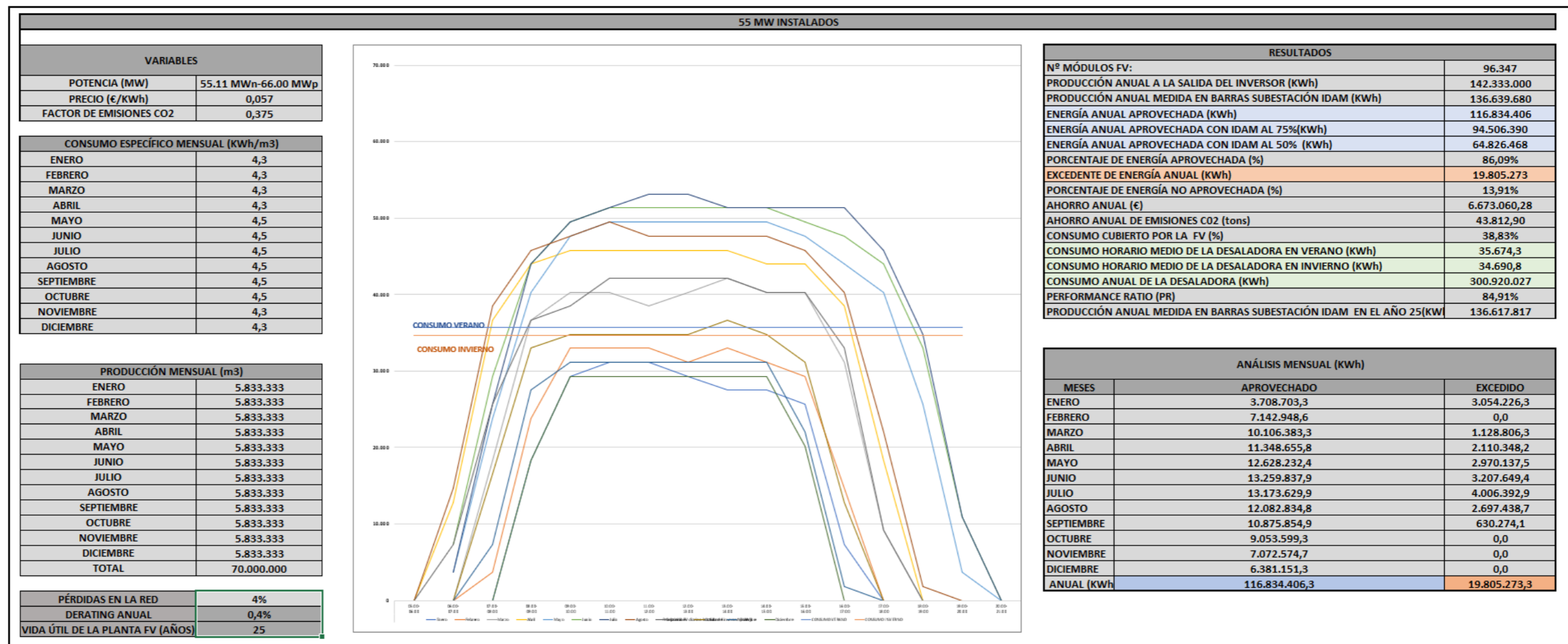


5.5. 50MW DE POTENCIA NOMINAL

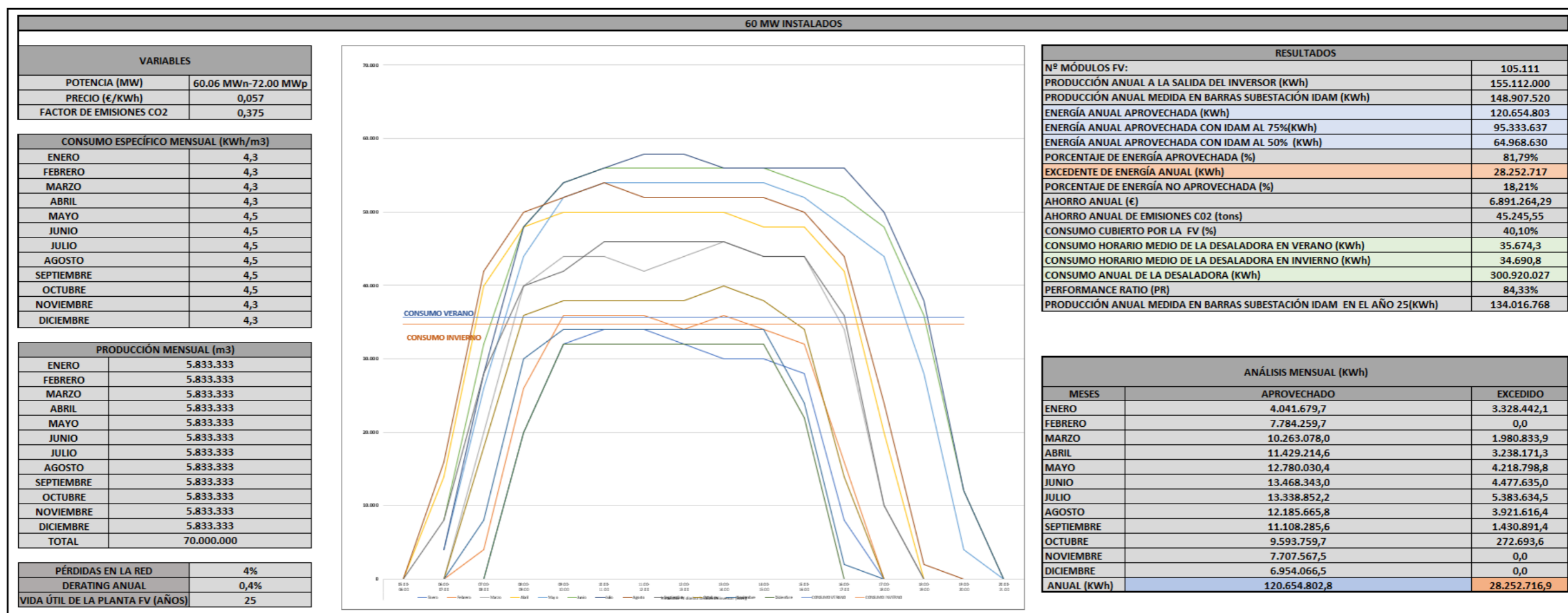


5.6. 55MW DE POTENCIA NOMINAL

5.7.



60MW DE POTENCIA NOMINAL



6. RELACIÓN POTENCIA PICO Y NOMINAL

La siguiente tabla muestra la potencia pico y nominal (potencia de inversores) obtenida del informe de PVsyst para cada tamaño de planta. Así mismo, se ha calculado la relación potencia pico y nominal, donde se ha obtenido que la potencia pico es aproximadamente un 20% mayor para todos los casos.

POTENCIA (MW)	POTENCIA PICO	POTENCIA NOMINAL	RELACIÓN POTENCIA PICO Y NOMINAL
30.03 MW _n -36.00 MW _p	36.001	30.030	1,1988
35.31 MW _n -42.21 MW _p	42.210	35.310	1,1954
40.26 MW _n -48.00 MW _p	47.998	40.260	1,1922
45.21 MW _n -54.00 MW _p	54.000	45.210	1,1944
50.16 MW _n -60.00 MW _p	59.998	50.160	1,1961
55.11 MW _n -66.00 MW _p	65.998	55.110	1,1976
60.06 MW _n -72.00 MW _p	72.001	60.060	1,1988

7. CAPEX Y OPEX

En el presente apartado, se ha abordado el análisis de los factores asociados al coste de la instalación fotovoltaica para las opciones 1, 2 y 3. Como resultado de dicho análisis, se han obtenido los siguientes parámetros:

- CAPEX €/año es el coste total de la instalación fotovoltaica y su infraestructura de evacuación entre los 25 años de vida útil.
- CAPEX €/año / kWh aprovechado o autoconsumido es el valor anterior entre la energía aprovecha o autoconsumida por la Desaladora.
- CAPEX €/año / kWh producido es el valor de CAPEX €/año entre el total de la energía producida (aprovechada o autoconsumida más el excedente).
- OPEX €/año es el coste de mantenimiento anual de la instalación.
- OPEX €/año / kWh aprovechado o autoconsumido es el valor anterior entre la energía aprovechada o autoconsumida por la Desaladora.
- OPEX €/año / kWh producido es el valor de OPEX €/año entre el total de la energía producida (aprovechada o autoconsumida más el excedente).

Todos estos datos se presentan de manera clara y concisa en las siguientes tablas y gráficos resumen elaborados. Estas representaciones visuales ilustran los resultados obtenidos en función de la potencia nominal.

Además, se ha llevado a cabo el cálculo del costo nivelado de la energía (LCoE) mediante la fórmula:

$$LCoE = CAPEX + 25 * OPEX / \text{suma de energía durante la vida del proyecto.}$$

Nota 1: Se ha tenido en cuenta una degradación anual de los módulos fotovoltaicos del 0,4% anual.

El cálculo del LCoE se ha realizado tanto para la energía total producida como para la aprovechada (autoconsumida).

Adicionalmente, se ha decidido realizar el cálculo el LCoE de la energía aprovechada en los siguientes escenarios:

- LCoE 75% cuando la desaladora funciona al 75%.
- LCoE 50% cuando la desaladora funciona al 50%.

OPCIÓN 1									
POTENCIA (MW)	POTENCIA NOMINAL (MW)	CAPEX (€)		OPEX ANUAL (€/AÑO)		APROVECHADO (KWh)		EXCEDENTE (KWh)	
30.03 MWn-36.00 MWp	30	30.800.000		270.000		72.853.360		1.665.680	
35.31 MWn-42.21 MWp	35	35.584.000		315.000		85.309.685		1.950.475	
40.26 MWn-48.00 MWp	40	40.334.000		360.000		96.791.754		2.400.247	
45.21 MWn-54.00 MWp	45	45.084.000		405.000		105.764.415		5.823.105	
50.16 MWn-60.00 MWp	50	49.850.400		450.000		112.142.617		11.960.422	
55.11 MWn-66.00 MWp	55	54.616.000		495.000		116.834.406		19.805.273	
60.06 MWn-72.00 MWp	60	59.366.000		540.000		120.654.803		28.252.717	

POTENCIA (MW)	POTENCIA NOMINAL (MW)	CAPEX ANUAL(€/AÑO)	OPEX ANUAL(€/AÑO)
30.03 MWn-36.00 MWp	30	1.232.000	270.000
35.31 MWn-42.21 MWp	35	1.423.360	315.000
40.26 MWn-48.00 MWp	40	1.613.360	360.000
45.21 MWn-54.00 MWp	45	1.803.360	405.000
50.16 MWn-60.00 MWp	50	1.994.016	450.000
55.11 MWn-66.00 MWp	55	2.184.640	495.000
60.06 MWn-72.00 MWp	60	2.374.640	540.000

VIDA ÚTIL DE LA PLANTA (AÑOS)	
	25

DEGRADACIÓN	
	23,8

POTENCIA (MW)	POTENCIA NOMINAL (MW)	CAPEX (€/AÑO*KWh APROV)	CAPEX (€/AÑO*KWh TOTAL)	OPEX (€/AÑO*KWh APROV)	OPEX (€/AÑO*KWh TOTAL)	LCoE (€/KWh APROV)	LCoE (€/KWh TOTALES)	LCoE 75% (€/KWh APROV)	LCoE 50%(€/KWh APROV)
30.03 MWn-36.00 MWp	30	0,01691	0,01653	0,00371	0,00362	0,02166	0,02117219	0,02170	0,02614
35.31 MWn-42.21 MWp	35	0,01668	0,01631	0,00369	0,00361	0,02140	0,02092603	0,02511	0,03026
40.26 MWn-48.00 MWp	40	0,01667	0,01627	0,00372	0,00363	0,02142	0,02089742	0,02851	0,03435
45.21 MWn-54.00 MWp	45	0,01705	0,01616	0,00383	0,00363	0,02193	0,02078822	0,03191	0,03844
50.16 MWn-60.00 MWp	50	0,01778	0,01607	0,00401	0,00363	0,02289	0,02068639	0,03531	0,04254
55.11 MWn-66.00 MWp	55	0,01870	0,01599	0,00424	0,00362	0,02409	0,02059978	0,03871	0,04664
60.06 MWn-72.00 MWp	60	0,01968	0,01595	0,00448	0,00363	0,02537	0,02056039	0,04211	0,05073

OPCIÓN 2									
POTENCIA (MW)	POTENCIA NOMINAL (MW)	CAPEX (€)		OPEX ANUAL (€/AÑO)		APROVECHADO (KWh)		EXCEDENTE (KWh)	
30.03 MWn-36.00 MWp	30	31.237.500		270.000		72.853.360		1.665.680	
35.31 MWn-42.21 MWp	35	36.319.000		315.000		85.309.685		1.950.475	
40.26 MWn-48.00 MWp	40	41.069.000		360.000		96.791.754		2.400.247	
45.21 MWn-54.00 MWp	45	45.819.000		405.000		105.764.415		5.823.105	
50.16 MWn-60.00 MWp	50	50.728.900		450.000		112.142.617		11.960.422	
55.11 MWn-66.00 MWp	55	55.631.000		495.000		116.834.406		19.805.273	
60.06 MWn-72.00 MWp	60	60.381.000		540.000		120.654.803		28.252.717	

POTENCIA (MW)	POTENCIA NOMINAL (MW)	CAPEX ANUAL(€/AÑO)	OPEX ANUAL(€/AÑO)
30.03 MWn-36.00 MWp	30	1.249.500	270.000
35.31 MWn-42.21 MWp	35	1.452.760	315.000
40.26 MWn-48.00 MWp	40	1.642.760	360.000
45.21 MWn-54.00 MWp	45	1.832.760	405.000
50.16 MWn-60.00 MWp	50	2.029.156	450.000
55.11 MWn-66.00 MWp	55	2.225.240	495.000
60.06 MWn-72.00 MWp	60	2.415.240	540.000

VIDA ÚTIL DE LA PLANTA (AÑOS)	
25	

DEGRADACIÓN	
23,8	

POTENCIA (MW)	POTENCIA NOMINAL (MW)	CAPEX (€/AÑO*KWh APROV)	CAPEX (€/AÑO*KWh TOTAL)	OPEX (€/AÑO*KWh APROV)	OPEX (€/AÑO*KWh TOTAL)	LCoE (€/KWh APROV)	LCoE (€/KWh TOTALES)	LCoE 75% (€/KWh APROV)	LCoE 50%(€/KWh APROV)
30.03 MWn-36.00 MWp	30	0,01715	0,01677	0,00371	0,00362	0,02191	0,02141887	0,02195	0,02645
35.31 MWn-42.21 MWp	35	0,01703	0,01665	0,00369	0,00361	0,02177	0,02127994	0,02554	0,03077
40.26 MWn-48.00 MWp	40	0,01697	0,01656	0,00372	0,00363	0,02173	0,02120876	0,02893	0,03486
45.21 MWn-54.00 MWp	45	0,01733	0,01642	0,00383	0,00363	0,02222	0,02106497	0,03233	0,03895
50.16 MWn-60.00 MWp	50	0,01809	0,01635	0,00401	0,00363	0,02322	0,02098382	0,03582	0,04315
55.11 MWn-66.00 MWp	55	0,01905	0,01629	0,00424	0,00362	0,02446	0,02091190	0,03930	0,04735
60.06 MWn-72.00 MWp	60	0,02002	0,01622	0,00448	0,00363	0,02573	0,02084679	0,04270	0,05144

OPCIÓN 3									
POTENCIA (MW)	POTENCIA NOMINAL (MW)	CAPEX (€)		OPEX ANUAL (€/AÑO)		APROVECHADO (KWh)		EXCEDENTE (KWh)	
30.03 MWn-36.00 MWp	30	32.475.000		270.000		72.853.360		1.665.680	
35.31 MWn-42.21 MWp	35	38.398.000		315.000		85.309.685		1.950.475	
40.26 MWn-48.00 MWp	40	43.148.000		360.000		96.791.754		2.400.247	
45.21 MWn-54.00 MWp	45	47.898.000		405.000		105.764.415		5.823.105	
50.16 MWn-60.00 MWp	50	53.213.800		450.000		112.142.617		11.960.422	
55.11 MWn-66.00 MWp	55	58.502.000		495.000		116.834.406		19.805.273	
60.06 MWn-72.00 MWp	60	63.252.000		540.000		120.654.803		28.252.717	

POTENCIA (MW)	POTENCIA NOMINAL (MW)	CAPEX ANUAL(€/AÑO)	OPEX ANUAL(€/AÑO)
30.03 MWn-36.00 MWp	30	1.299.000	270.000
35.31 MWn-42.21 MWp	35	1.535.920	315.000
40.26 MWn-48.00 MWp	40	1.725.920	360.000
45.21 MWn-54.00 MWp	45	1.915.920	405.000
50.16 MWn-60.00 MWp	50	2.128.552	450.000
55.11 MWn-66.00 MWp	55	2.340.080	495.000
60.06 MWn-72.00 MWp	60	2.530.080	540.000

VIDA ÚTIL DE LA PLANTA (AÑOS)	25
DEGRADACIÓN	23,8

POTENCIA (MW)	POTENCIA NOMINAL (MW)	CAPEX (€/(AÑO*KWh APROV))	CAPEX (€/(AÑO*KWh TOTAL))	OPEX (€/(AÑO*KWh APROV))	OPEX (€/(AÑO*KWh TOTAL))	LCoE (€/KWh APROV)	LCoE (€/KWh TOTALES)	LCoE 75% (€/KWh APROV)	LCoE 50%(€/KWh APROV)
30.03 MWn-36.00 MWp	30	0,01783	0,01743	0,00371	0,00362	0,02262	0,02211662	0,02267	0,02731
35.31 MWn-42.21 MWp	35	0,01800	0,01760	0,00369	0,00361	0,02279	0,02228100	0,02674	0,03222
40.26 MWn-48.00 MWp	40	0,01783	0,01740	0,00372	0,00363	0,02264	0,02208941	0,03014	0,03631
45.21 MWn-54.00 MWp	45	0,01811	0,01717	0,00383	0,00363	0,02305	0,02184779	0,03353	0,04040
50.16 MWn-60.00 MWp	50	0,01898	0,01715	0,00401	0,00363	0,02415	0,02182511	0,03725	0,04488
55.11 MWn-66.00 MWp	55	0,02003	0,01713	0,00424	0,00362	0,02549	0,02179473	0,04096	0,04935
60.06 MWn-72.00 MWp	60	0,02097	0,01699	0,00448	0,00363	0,02673	0,02165689	0,04435	0,05344

Los precios de la instalación fotovoltaica y sus infraestructuras de interconexión se han estimado de la siguiente manera:

- SET: Se ha considerado la situación más desfavorable siendo esta la construcción de una subestación elevadora 30/132kV así como la instalación de una posición en 132kV a la llegada en la Desaladora de Águilas-Guadalentín. Los transformadores en estas potencias no tienen gran diferencia por lo que se estima el mismo precio para todas las opciones de dimensionamiento.
- CABLE: Para este apartado se ha considerado una instalación de evacuación de 400m para la opción 1, 3,9 km para la opción 2 y 13,8 km para la opción 3. El precio de cable que se ha considerado aparece reflejado en las siguientes tablas:

COSTE LSMT 30 Kv	
POTENCIA NOMINAL (MW)	€/Km
30	125.000
35	210.000
40	210.000
45	210.000
50	251.000
55	290.000
60	290.000

COSTE LAMT 30 Kv	
POTENCIA NOMINAL (MW)	€/Km
30	83.333
35	140.000
40	140.000
45	140.000
50	167.333
55	193.333
60	193.333

COSTE LSAT 132 Kv	
POTENCIA NOMINAL (MW)	€/Km
30	600.000
35	600.000
40	600.000
45	600.000
50	600.000
55	600.000
60	600.000

COSTE LAAT 132 Kv	
POTENCIA NOMINAL (MW)	€/Km
30	300.000
35	300.000
40	300.000
45	300.000
50	300.000
55	300.000
60	300.000

Se incluye igualmente la valoración del coste del cable de 132 kV ya que, aunque no parece probable, existe la posibilidad de colocar una subestación elevadora a 132 kV en la planta fotovoltaica.

- CSF: Se ha considerado un precio 0,62€/Wp. Es un precio al alza considerando la obra civil y electro-mecánica en la construcción de la planta fotovoltaica.
- TERRENO: Se ha considerado un ratio de 2 hectáreas útiles por 1MW de potencia nominal. El precio establecido es el siguiente:

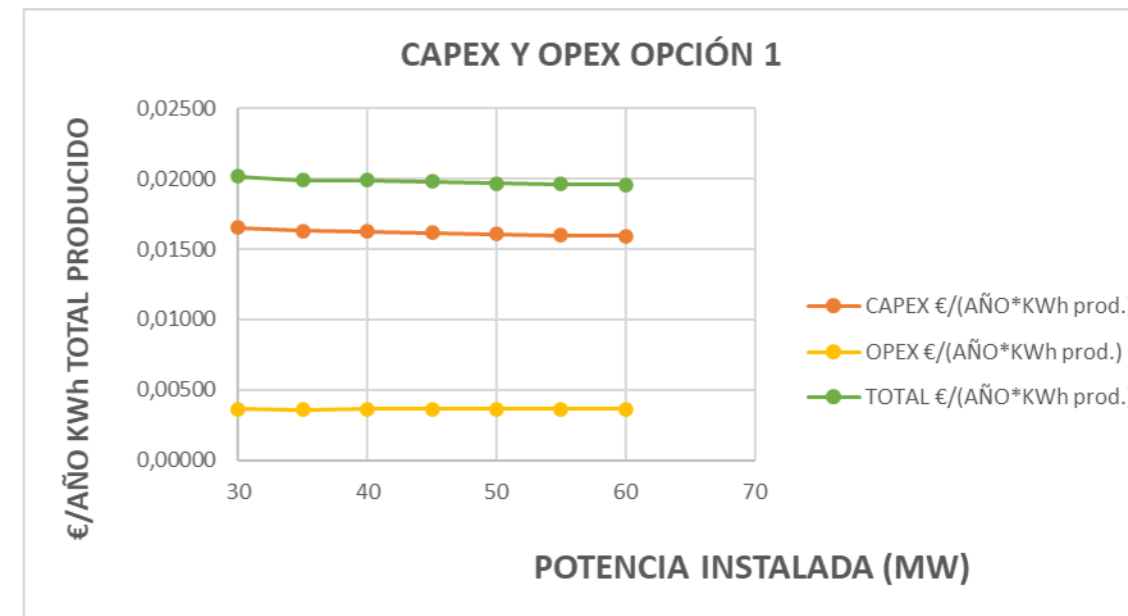
CULTIVO	PRECIO (€/m2)
SUELO RUSTICO SIN CULTIVAR (IMPRODUCTIVO, MONTE BAJO, MATORRAL, ETC):	3
SUELO RUSTICO CULTIVADO (LABOR DE REGADÍO, FRUTALES REGADÍO)	10
SUELO RUSTICO CULTIVADO BAJO PLÁSTICO	30

- OPEX: En este valor se ha considerado el mantenimiento preventivo y predictivo de la instalación. Esto conlleva tareas de limpieza de los módulos, sustitución de inversores y las tareas de mantenimiento de los transformadores (pruebas de aceite para comprobar la rigidez dieléctrica, pruebas eléctricas para la relación e transformación, devanados o resistencia de aislamiento, sustitución de los filtros de silica gel...).

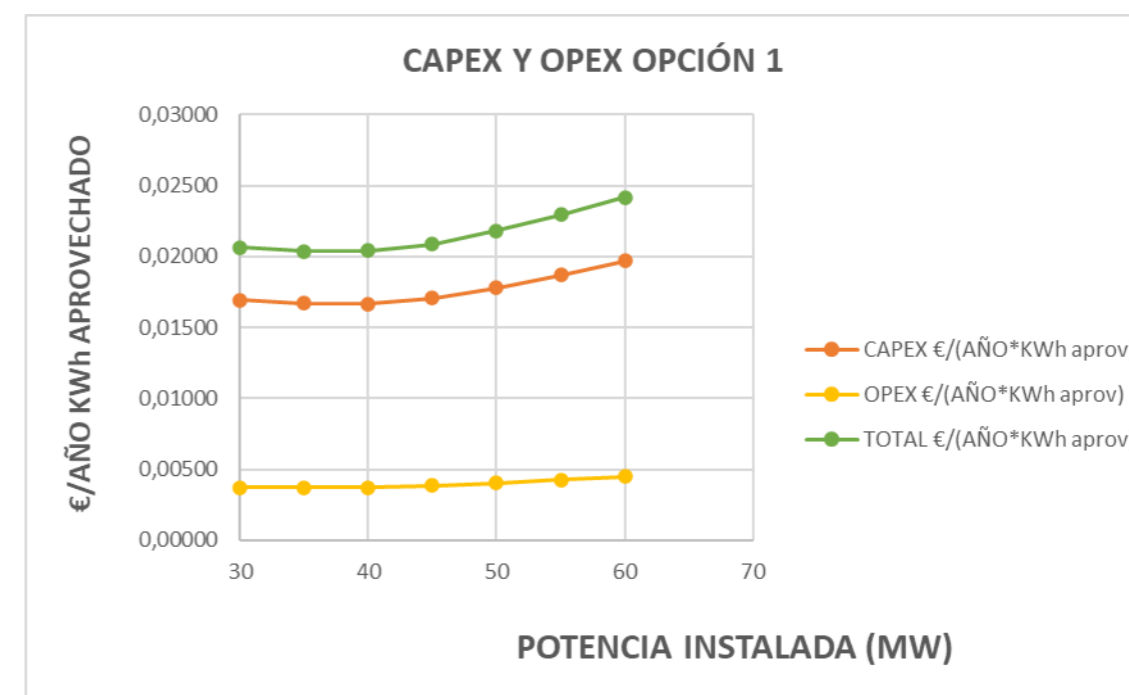
A continuación se muestra una tabla resumen de los costes asociados a la instalación fotovoltaica:

OPCIÓN 1							
	30MW	35MW	40 MW	45 MW	50 MW	55 MW	60 MW
TERRENO (ha)	60	70	80	90	100	110	120
SET (€)	2.250.000	2.250.000	2.250.000	2.250.000	2.250.000	2.250.000	2.250.000
CABLE (€)	50.000	84.000	84.000	84.000	100.400	116.000	116.000
CSF (€)	22.500.000	26.250.000	30.000.000	33.750.000	37.500.000	41.250.000	45.000.000
TERRENO(€)	6.000.000	7.000.000	8.000.000	9.000.000	10.000.000	11.000.000	12.000.000
CAPEX (€)	30.800.000	35.584.000	40.334.000	45.084.000	49.850.400	54.616.000	59.366.000
OPEX(€)	270.000	315.000	360.000	405.000	450.000	495.000	540.000

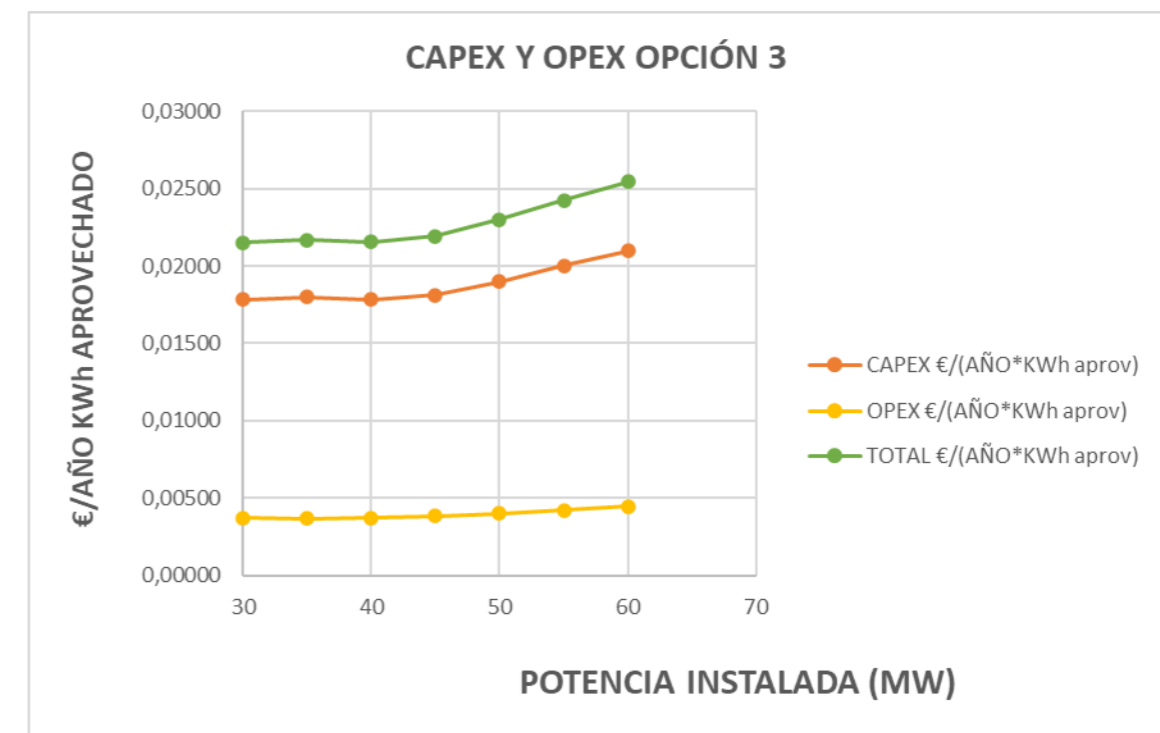
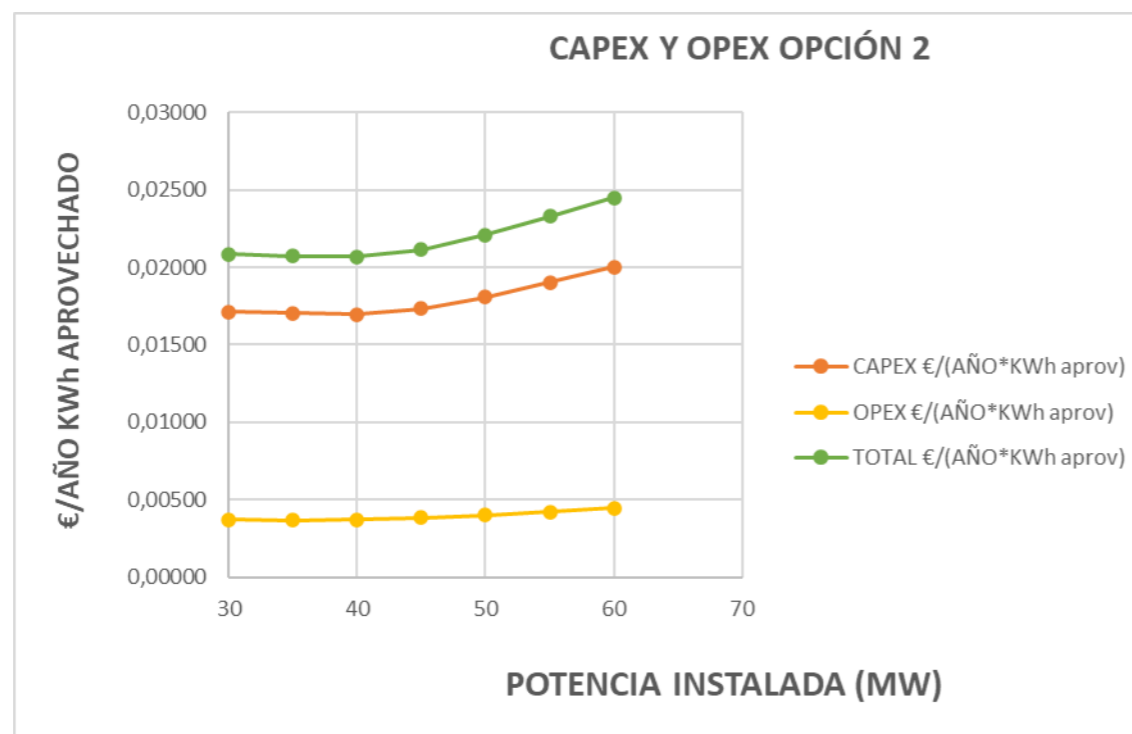
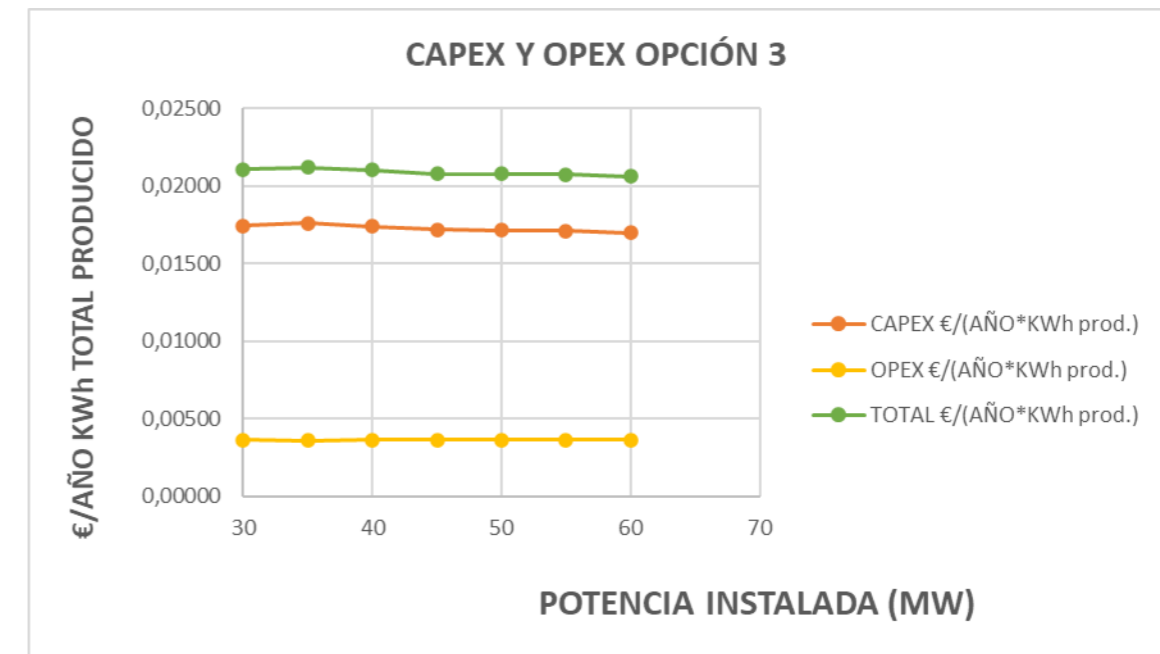
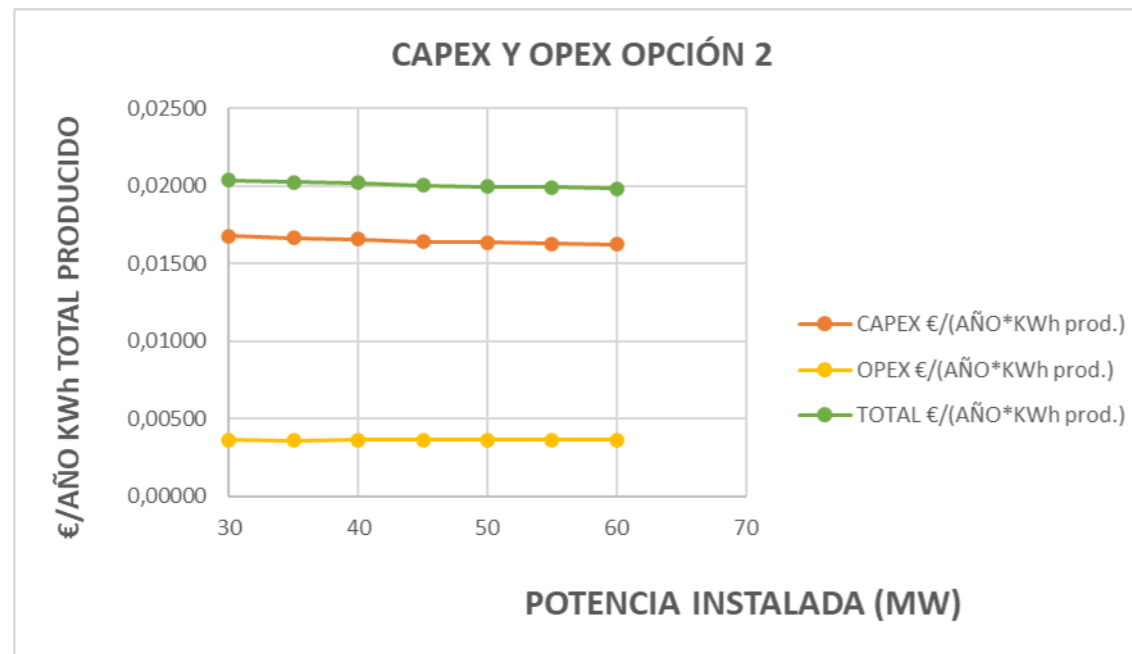
OPCIÓN 2							
	30MW	35MW	40 MW	45 MW	50 MW	55 MW	60 MW
TERRENO (ha)	60	70	80	90	100	110	120
SET (€)	2.250.000	2.250.000	2.250.000	2.250.000	2.250.000	2.250.000	2.250.000
CABLE (€)	487.500	819.000	819.000	819.000	978.900	1.131.000	1.131.000
CSF (€)	22.500.000	26.250.000	30.000.000	33.750.000	37.500.000	41.250.000	45.000.000
TERRENO(€)	6.000.000	7.000.000	8.000.000	9.000.000	10.000.000	11.000.000	12.000.000
CAPEX (€)	31.237.500	36.319.000	41.069.000	45.819.000	50.728.900	55.631.000	60.381.000
OPEX(€)	270.000	315.000	360.000	405.000	450.000	495.000	540.000



OPCIÓN 3							
	30MW	35MW	40 MW	45 MW	50 MW	55 MW	60 MW
TERRENO (ha)	60	70	80	90	100	110	120
SET (€)	2.250.000	2.250.000	2.250.000	2.250.000	2.250.000	2.250.000	2.250.000
CABLE (€)	1.725.000	2.898.000	2.898.000	2.898.000	3.463.800	4.002.000	4.002.000
CSF (€)	22.500.000	26.250.000	30.000.000	33.750.000	37.500.000	41.250.000	45.000.000
TERRENO(€)	6.000.000	7.000.000	8.000.000	9.000.000	10.000.000	11.000.000	12.000.000
CAPEX (€)	32.475.000	38.398.000	43.148.000	47.898.000	53.213.800	58.502.000	63.252.000
OPEX(€)	270.000	315.000	360.000	405.000	450.000	495.000	540.000



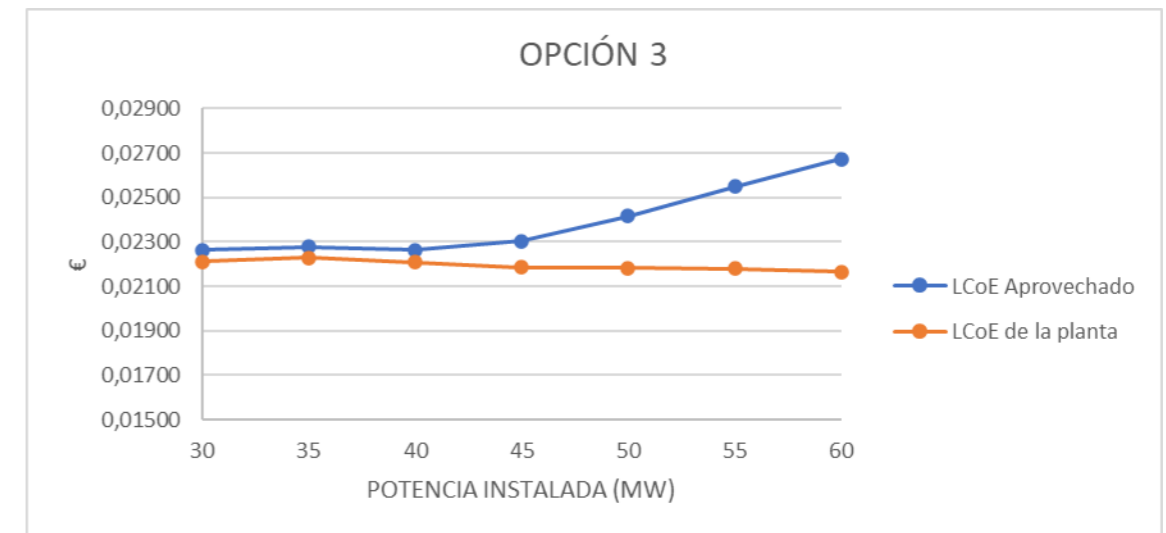
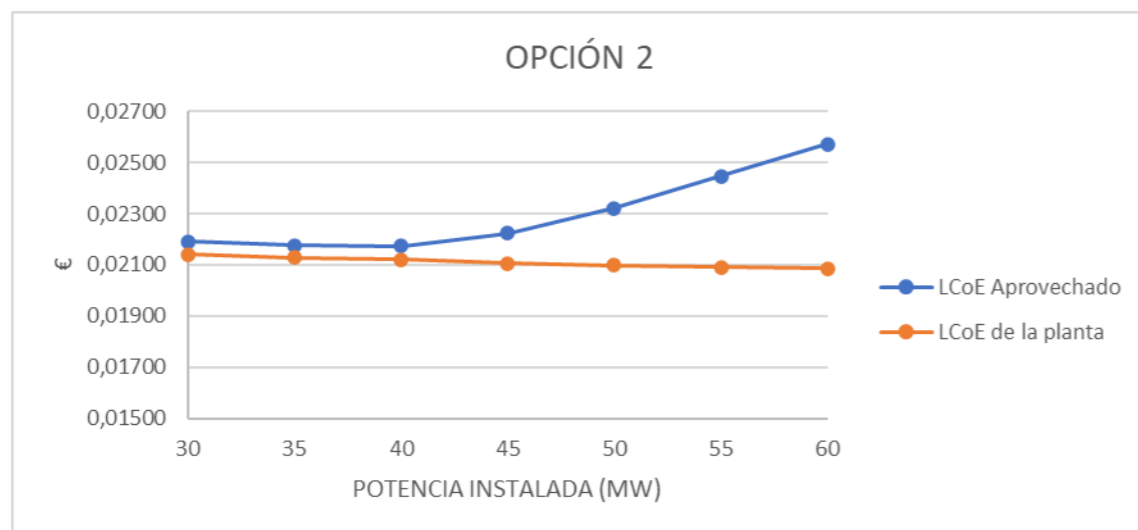
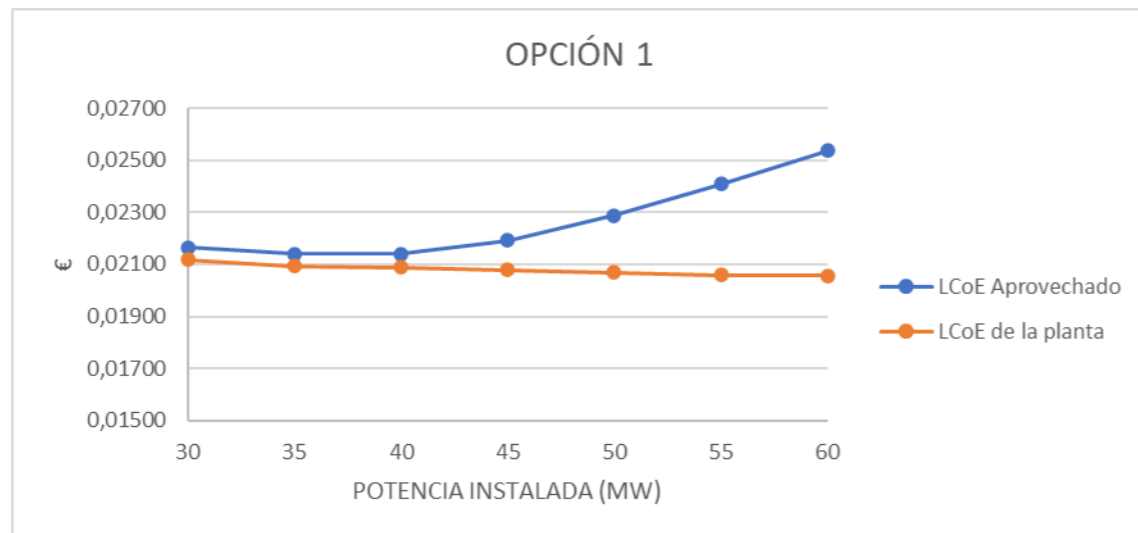
Las siguientes gráficas representan el CAPEX, OPEX en €/KWh y TOTAL como suma de los dos anteriores. La primera gráfica está referida a KWh aprovechado y la segunda a KWh producido.



Como se puede observar, en las tres alternativas de ubicación el punto óptimo desde el punto de vista de la inversión, sin considerar otros parámetros, está en 40 MW.

El cálculo del LCoE para la producción aprovechada ha sido realizado de la siguiente manera:
 $LCoE = CAPEX + 25 * OPEX / \text{suma de energía autoconsumida (aprovechada) durante la vida del proyecto.}$

Tal y como se puede observar en las gráficas siguientes, los resultados obtenidos son equivalentes a los anteriores ya que la única diferencia es que se ha considerado la degradación de los paneles a lo largo de los 25 años.



Al igual que en el apartado anterior, el óptimo desde el punto de vista de inversión se sitúa en 40 MW. Sin embargo, el óptimo de explotación será el que cumpla con el requisito del 35% de energía aprovechada del total de la consumida por la desaladora.

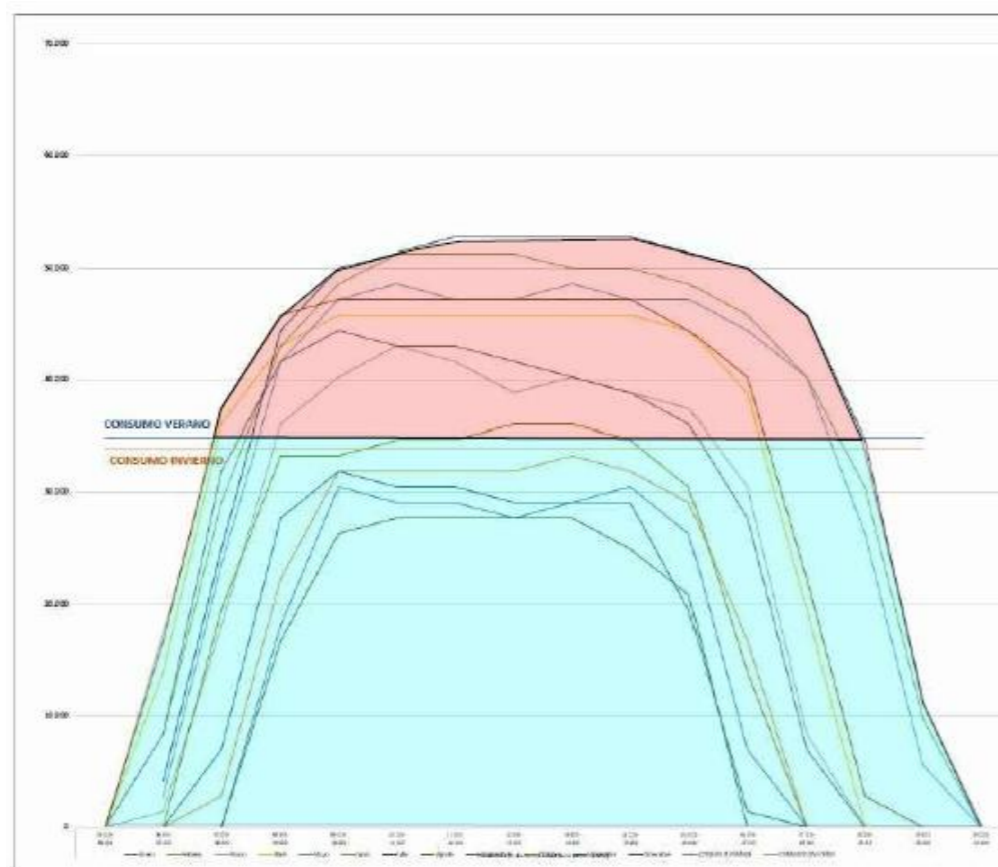
8. APROVECHAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

El área bajo la curva de producción y bajo la recta constante de consumo es la energía aprovechada o auto consumida (sombreado azul). Dicha área cubre una parte del consumo de la desaladora, es lo que en la tabla adjunta se denomina “% del consumo cubierto por la FV sin aprovechar el excedente”.

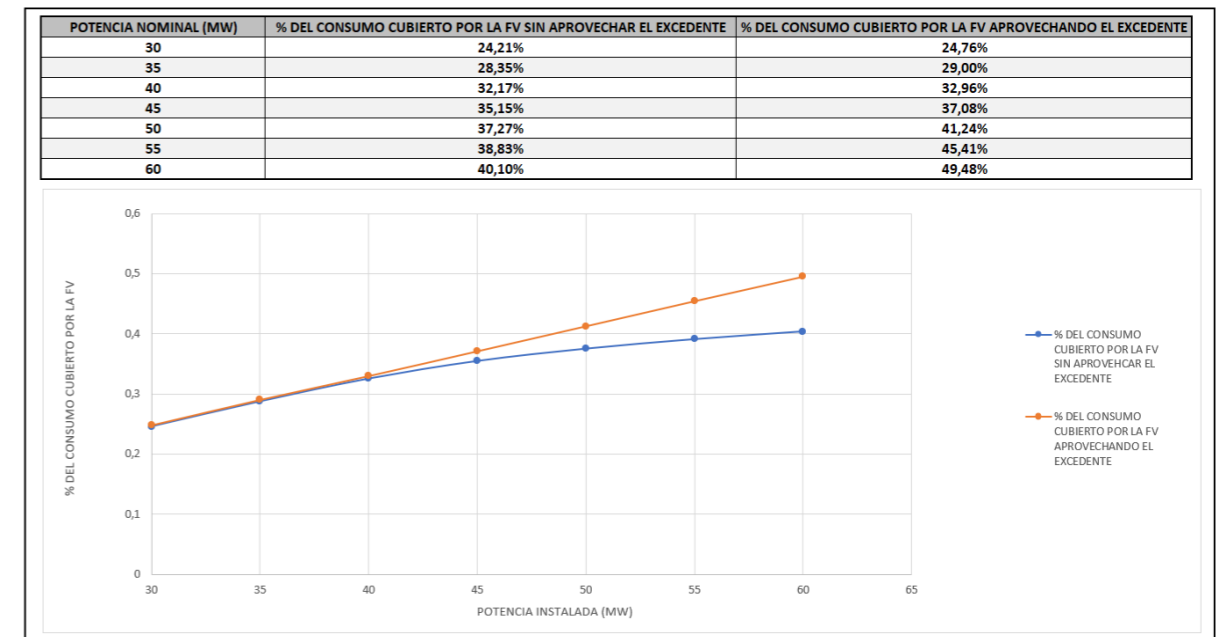
Por otro lado, el área bajo la curva de producción y encima de la recta constante de consumo es la energía excedida (sombreado rojo). Es la parte de la energía producida por la instalación fotovoltaica que no es aprovechada por la desaladora porque es superior a su consumo.

La suma de ambas áreas se denomina en la tabla “% del consumo cubierto por la FV aprovechando el excedente”.

La finalidad de este apartado es analizar y comparar la repercusión del excedente de energía en el consumo de la desaladora.



La gráfica ilustra el porcentaje del consumo de la desaladora cubierto por la fotovoltaica para diferentes potencias frente al porcentaje del consumo cubierto si se aprovechara también ese excedente.



Las representaciones gráficas muestran mayor separación a medida que la dimensión se incrementa. Esta divergencia se atribuye al aumento en la producción de excedente conforme crece el tamaño de la PSFV.

9. PRECIO PROMEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA EN HORARIO SOLAR.

En el siguiente apartado, se ha calculado de forma detallada el precio promedio de compra de energía (€/kWh). Para ello, se han considerado varios factores, incluyendo el tipo de tarifa contratada, el precio de compra del kWh en los distintos periodos horarios y las pérdidas del sistema más los costos de comercialización. Tras realizar los correspondientes cálculos, se observa que el precio promedio de compra de energía en horario solar de es 0,057€/KWh.

La tabla que se refiere al "Precio del kWh (€/KWh) (peajes más cargos del sistema)" representa el costo de compra del kWh incluyendo peajes y cargos en cada hora del día, desde las 6 a. m. hasta las 10 p. m., para cada mes. Por otro lado, la tabla de producción de la planta solar fotovoltaica de 40MWn proporciona datos sobre la cantidad de energía generada en kWh para cada hora y mes. El producto de ambas da como resultado el ahorro total. Por tanto, el precio promedio de compra de la energía es el cociente entre el ahorro total y la producción total diaria.

Tarifa / Periodo horario	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.3 TD - 72,5<T<145KV	0,014144	0,010897	0,005066	0,003093	0,000857	0,000609
6.1 TD - T<30kV	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
6.2 TD - 30<T<72,5	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Precio de compra	50,00 €	50,00 €	50,00 €	50,00 €	50,00 €	50,00 €
perdidas sistema	4,20%	4,34%	4,00%	4,00%	3,00%	4,40%
Comercializadora	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
Perdidas más comercializadora	4,24%	4,38%	4,04%	4,04%	3,03%	4,44%

Tarifa / Periodo horario	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.3 TD - 72,5<T<145KV	0,066986	0,063689	0,057385	0,055329	0,052446	0,052963
6.1 TD - T<30kV	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
6.2 TD - 30<T<72,5	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica

Precio promedio de compra de energía en horario solar		
0,057 €		
P1	P2	P3
P4	P5	P6
Nº DÍAS LABORALES		5
Nº DÍAS FESTIVOS		2
CONSUMO ANUAL IDAM 300.920.027		

	PRECIO DEL KWh (€/KWh) (peajes más cargos del sistema)															
	06:00-07:00	07:00-08:00	08:00-09:00	09:00-10:00	10:00-11:00	11:00-12:00	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00	17:00-18:00	18:00-19:00	19:00-20:00	20:00-21:00	21:00-22:00
Enero	0,05296	0,05296	0,06062	0,06298	0,06298	0,06298	0,06298	0,06298	0,06062	0,06062	0,06062	0,06062	0,06298	0,06298	0,06298	0,06298
Febrero	0,05296	0,05296	0,06062	0,06298	0,06298	0,06298	0,06298	0,06298	0,06062	0,06062	0,06062	0,06062	0,06298	0,06298	0,06298	0,06298
Marzo	0,05296	0,05296	0,05612	0,06062	0,06062	0,06062	0,06062	0,06062	0,05612	0,05612	0,05612	0,05612	0,06062	0,06062	0,06062	0,06062
Abril	0,05296	0,05296	0,05259	0,05465	0,05465	0,05465	0,05465	0,05465	0,05259	0,05259	0,05259	0,05259	0,05465	0,05465	0,05465	0,05465
Mayo	0,05296	0,05296	0,05259	0,05465	0,05465	0,05465	0,05465	0,05465	0,05259	0,05259	0,05259	0,05259	0,05465	0,05465	0,05465	0,05465
Junio	0,05296	0,05296	0,05465	0,05612	0,05612	0,05612	0,05612	0,05612	0,05465	0,05465	0,05465	0,05465	0,05612	0,05612	0,05612	0,05612
Julio	0,05296	0,05296	0,06062	0,06298	0,06298	0,06298	0,06298	0,06298	0,06062	0,06062	0,06062	0,06062	0,06298	0,06298	0,06298	0,06298
Agosto	0,05296	0,05296	0,05465	0,05612	0,05612	0,05612	0,05612	0,05612	0,05465	0,05465	0,05465	0,05465	0,05612	0,05612	0,05612	0,05612
Septiembre	0,05296	0,05296	0,05465	0,05612	0,05612	0,05612	0,05612	0,05612	0,05465	0,05465	0,05465	0,05465	0,05612	0,05612	0,05612	0,05612
Octubre	0,05296	0,05296	0,05259	0,05465	0,05465	0,05465	0,05465	0,05465	0,05259	0,05259	0,05259	0,05259	0,05465	0,05465	0,05465	0,05465
Noviembre	0,05296	0,05296	0,05612	0,06062	0,06062	0,06062	0,06062	0,06062	0,05612	0,05612	0,05612	0,05612	0,06062	0,06062	0,06062	0,06062
Diciembre	0,05296	0,05296	0,06062	0,06298	0,06298	0,06298	0,06298	0,06298	0,06062	0,06062	0,06062	0,06062	0,06298	0,06298	0,06298	0,06298

	Producción planta solar fotovoltaica por hora y por día para 40 MWn (KWh)															
	06:00-07:00	07:00-08:00	08:00-09:00	09:00-10:00	10:00-11:00	11:00-12:00	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00	17:00-18:00	18:00-19:00	19:00-20:00	20:00-21:00	21:00-22:00
Enero	0,0	0,0	0,0	12771,8	20434,8	21712,0	21712,0	20434,8	19157,7	19157,7	17880,5	5108,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Febrero	0,0	0,0	2554,4	16603,3	22989,2	22989,2	22989,2	21712,0	22989,2	21712,0	20434,8	10217,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Marzo	0,0	0,0	12771,8	25543,6	28097,9	28097,9	26820,7	28097,9	29375,1	28097,9	28097,9	21712,0	6385,9	0,0	0,0	0,0
Abril	0,0	8940,2	25543,6	30652,3	31929,4	31929,4	31929,4	31929,4	31929,4	30652,3	30652,3	26820,7	12771,8	0,0	0,0	0,0
Mayo	2554,4	16603,3	28097,9	33206,6	34483,8	34483,8	34483,8	34483,8	34483,8	33206,6	30652,3	28097,9	17880,5	2554,4	0,0	0,0
Junio	5108,7	20434,8	30652,3	34483,8	35761,0	35761,0	35761,0	35761,0	35761,0	34483,8	33206,6	30652,3	22989,2	7663,1	0,0	0,0
Julio	2554,4	17880,5	30652,3	34483,8	35761,0	37038,2	37038,2	35761,0	35761,0	35761,0	35761,0	31929,4	24266,4	7663,1	0,0	0,0
Agosto	0,0	10217,4	26820,7	31929,4	33206,6	34483,8	33206,6	33206,6	33206,6	33206,6	31929,4	28097,9	15326,1	1277,2	0,0	0,0
Septiembre	0,0	5108,7	17880,5	25543,6	26820,7	29375,1	29375,1	29375,1	29375,1	28097,9	28097,9	22989,2	6385,9	0,0	0,0	0,0
Octubre	0,0	0,0	11494,6	22989,2	24266,4	24266,4	24266,4	24266,4	25543,6	24266,4	21712,0	8940,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Noviembre	0,0	0,0	5108,7	19157,7	21712,0	21712,0	21712,0	21712,0	21712,0	21712,0	15326,1	1277,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Diciembre	0,0	0,0	0,0	12771,8	20434,8	20434,8	20434,8	20434,8	20434,8	20434,8	14049,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Producción total diaria
3.255.525,77

Producción específica
72

Ahorro total
185.941,11 €

Precio promedio
0,05712 €

10. ANÁLISIS DE DIMENSIONAMIENTO DE LA PSFV.

Para determinar la potencia optima a instalar en la PSFV se han analizado siete escenarios que se corresponden con PSFVs de potencias pico que abarcan un rango desde los 36 MWp hasta los 72 MWp, rondando la potencia instalada de la desaladora ampliada los 42 MWp.

Para cada una de ellas se han determinado las principales características de cada alternativa y se han estimado los costes de inversión (CAPEX) y los de costes de operación (OPEX). Estos datos para cada alternativa se recogen en la siguiente tabla:

POTENCIA PICO (MWp)	36	42	48	54	60	66	72
POTENCIA NOMINAL (MWn)	30	35	40	45	50	55	60
CAPEX PSFV (M€)	22,5	26,3	30,0	33,8	37,5	41,3	45,0
CAPEX ST (M€)	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25
CAPEX LT (M€)	0,49	0,82	0,82	0,82	0,98	1,13	1,13
EXPROPIACIONES (M€)	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	11,0	12,0
INVERSIÓN (M€)	31,24	36,32	41,07	45,82	50,73	55,63	60,38
Ratio Inversión / Potencia (M€/MWp)	0,868	0,865	0,856	0,849	0,845	0,843	0,839
Superficie Total Necesaria (Ha)	60	70	80	90	100	110	120
OPEX (M€)	0,270	0,315	0,360	0,405	0,450	0,495	0,540
Ratio O&M / Potencia (€/MWp)	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500

El análisis se realiza estimando el consumo de la planta desaladora de Águilas-Guadalestín ampliada, es decir, para una producción de 70 hm³ anuales, a pleno funcionamiento.

Potencia Pico (MWp)	36	42	48	54	60	66	72
Demanda Desaladora (MWh)	300.920	300.920	300.920	300.920	300.920	300.920	300.920
Producción Fotovoltaica (MWh)	74.519	87.260	99.192	111.588	124.103	136.640	148.908
Energía Autoconsumida (MWh)	72.853	85.310	96.792	105.764	112.143	116.834	120.655
% de Demanda Cubierta con PSFV	24,21%	28,35%	32,17%	35,15%	37,27%	38,83%	40,10%
Índice Aprovechamiento PSFV	97,85%	97,85%	97,68%	94,99%	90,75%	86,09%	81,79%
Energía Adquirir Mercado (MWh)	228.067	215.610	204.128	195.156	188.777	184.086	180.265

A continuación, se realizan una serie de análisis para determinar la alternativa óptima desde el punto de vista de la eficiencia de la inversión y desde el punto de vista de la reducción del coste energético de la desaladora al incorporar la PSFV.

10.1. EFICACIA DE INVERSIÓN PARA LA OBTENCIÓN DE ENERGÍA.

Para determinar qué alternativa, es decir, qué dimensión de PSFV, resulta más eficiente para el objetivo perseguido se utilizarán diferentes ratios, entre ellos el conocido como LCOE.

LCOE significa “Levelized Cost of Energy” y pretende medir el coste de la construcción y operación de un sistema de generación eléctrico respecto a la energía total generada durante su vida útil. De esta forma se estima el coste de generar 1 kWh de energía en esa PSFV durante todo su ciclo de vida.

En el caso particular de la PSFV de Águilas-Guadalestín se determinarán dos valores, el primero referido a la producción de la PSFV y un segundo referido a la energía que puede ser autoconsumida por la desaladora.

La fórmula empleada será la siguiente:

$$LCOE = \frac{\text{Inversión} + \text{Costes de explotación durante la vida del proyecto}}{\text{Energía generada o consumida durante la vida del proyecto}}$$

La inversión utilizada será la recogida en las tablas anteriores, los costes de explotación (OPEX) serán los determinados para un año aplicados al número de años de vida de la instalación. La energía generada y la consumida se han determinado en función del balance energético anual anterior, extrapolado a la vida del proyecto. Para ello, se ha tenido en cuenta una reducción de producción de un 0,4% anual. La vida del proyecto se ha estimado en 25 años y no se ha empleado ningún índice de actualización monetaria al realizar el análisis en euros constantes.

Potencia Pico (MWp)	36	42	48	54	60	66	72
Ratio Inversión/Energía Anual Producida (€/MWh)	419	416	414	411	409	407	405
Ratio Inversión/Energía Anual Autoconsumida (€/MWh)	429	426	424	433	452	476	500
Ratio O&M/Energía Anual Producida (€/MWh)	3,62	3,61	3,63	3,63	3,63	3,62	3,63
Ratio O&M/Energía Anual Autoconsumida (€/MWh)	3,71	3,69	3,72	3,83	4,01	4,24	4,48
LCOE Energía Producida (100%)	21,42 €	21,28 €	21,21 €	21,06 €	20,98 €	20,91 €	20,85 €
LCOE Energía Autoconsumida (100%)	21,91 €	21,77 €	21,73 €	22,22 €	23,22 €	24,46 €	25,73 €

En los resultados anteriores se observa que para el modelo de consumo energético de la planta desaladora de Águilas-Guadalestín, los ratios que miden la eficiencia de la inversión frente a la energía producida y, especialmente, el LCOE, presentan un mínimo para la alternativa de mayor potencia instalada. Sin embargo, los mismos ratios pero referidos a la

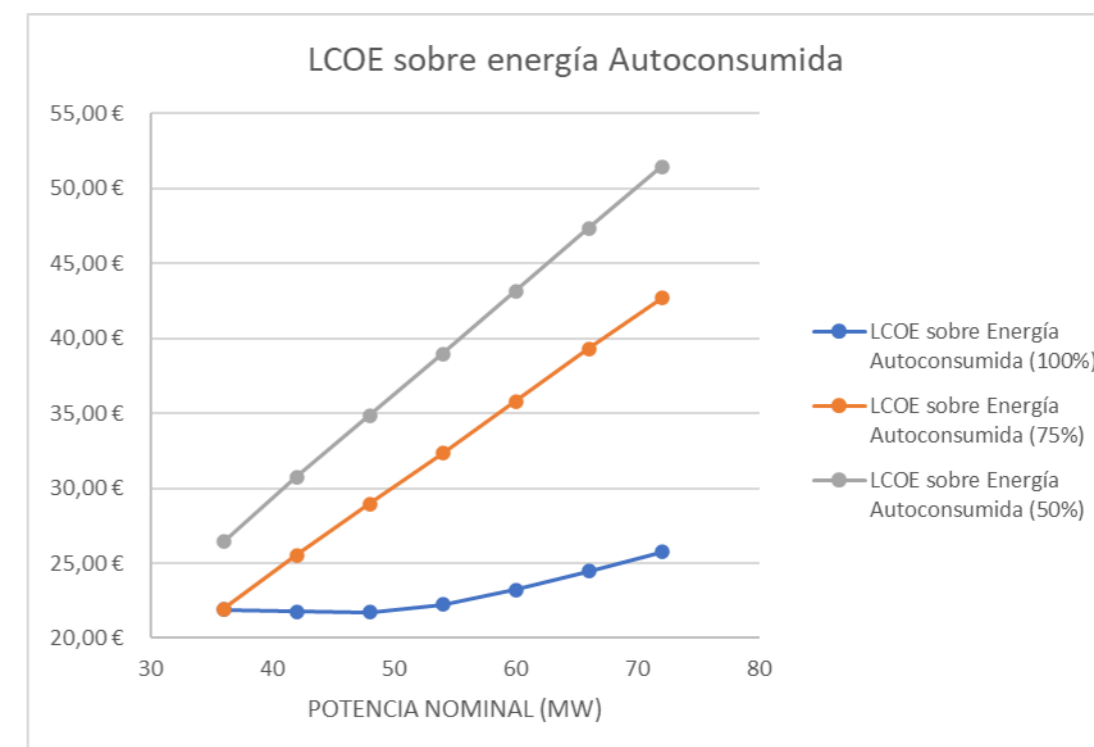
energía autoconsumida presentan un mínimo, u óptimo, para el entorno de las alternativas de PSFV con una potencia instalada entre 42 MWp y 48 MWp.

Con el fin de obtener una visión más completa de las alternativas se ha realizado un análisis de estos valores para unos escenarios de producción de la desaladora del 75% y 50% de su capacidad de producción nominal, 70 hm³ anuales, es decir, para producciones de 52,5 y 35 hm³ anuales respectivamente.

Potencia Pico (MWp)	36	42	48	54	60	66	72
LCOE Energía Autoconsumida (100%)	21,91 €	21,77 €	21,73 €	22,22 €	23,22 €	24,46 €	25,73 €
LCOE Energía Autoconsumida (75%)	21,95 €	25,54 €	28,93 €	32,33 €	35,82 €	39,30 €	42,70 €
LCOE Energía Autoconsumida (50%)	26,45 €	30,77 €	34,86 €	38,95 €	43,15 €	47,35 €	51,44 €

En el gráfico siguiente se puede observar la evolución de este parámetro para los diferentes escenarios. La alternativa óptima para la desaladora a pleno funcionamiento se sitúa en una PSFV con una potencia de entre 36 y 48 MWp, siendo pequeña la desviación en este rango. Este comportamiento cambia ligeramente para un funcionamiento de la desaladora a un 75% de la capacidad nominal, en el que el óptimo se situaría próxima a una PSFV de 36 MWp. Para un funcionamiento inferior, del 50%, el óptimo se encuentra por debajo de la alternativa más pequeña.

En conclusión, se observa que la alternativa óptima se va desplazando hacia instalaciones de menor potencia conforme baja el rango de funcionamiento de la desaladora, como es lógico. No obstante, de cara al dimensionamiento de la PSFV, se entiende que debe partirse de un funcionamiento próximo al nominal de la desaladora.



10.2. IMPACTO DE LA PSFV SOBRE EL PRECIO DE LA ENERGÍA.

Como precio de mercado de la energía se utiliza un precio mayorista de 50 €/MWh, entendiéndose que cuanto más alto esté el precio de mercado mayor será el ahorro propiciado por la PSFV. El precio mayorista de 50 €/MWh se transforma en un precio en factura de la comercializadora de 57 €/MWh, al introducir los diferentes conceptos regulados y los costes del comercializador.

En la siguiente tabla se recogen los precios obtenidos para cada alternativa, así como el precio final:

Potencia Pico (MWp)	36	42	48	54	60	66	72
Precio Mercado (€/MWh)	57	57	57	57	57	57	57
Precio Energía Autoconsumida (€/MWh)	3,71	3,69	3,72	3,83	4,01	4,24	4,48
Precio Resultante (€/kWh)	0,04418	0,04197	0,03994	0,03839	0,03733	0,03658	0,03601
Coste Energético Anual Actual (M€)	17,19	17,19	17,19	17,19	17,19	17,19	17,19
Coste Energético Anual Futuro (M€)	13,30	12,63	12,02	11,55	11,23	11,01	10,84
Ahorro PSFV (M€)	3,89	4,56	5,17	5,64	5,96	6,18	6,35

Se observa cómo al no incorporar la amortización de la inversión en el coste de la energía autoconsumida el precio medio resultante de la energía disminuye cuanto mayor es la PSFV, al tener ésta mayor producción. Análogamente, el ahorro anual será mayor cuando mayor es la potencia instalada.

Con el fin de poder analizar el comportamiento de esta última variable se ha realizado un cálculo sencillo del periodo de retorno de cada inversión, en función de la producción energética de la PSFV y tomando como hipótesis inicial un funcionamiento del 100% de la capacidad de la desaladora, y funcionamientos más bajos (75% y 50%) como análisis de sensibilidad.

Potencia Pico (MWp)	36	42	48	54	60	66	72
Periodo Retorno 100% (años)	9,76	9,70	9,69	9,93	10,41	11,01	11,63
Periodo Retorno 75% (años)	9,82	10,25	10,97	11,80	12,77	13,94	15,15
Periodo Retorno 50% (años)	12,01	13,60	15,40	17,27	19,28	21,37	23,50

Como se puede observar, el periodo de retorno de la inversión tiene un comportamiento similar al LCOE, obteniéndose valores muy similares en el rango de 36 a 54 MWp para una producción nominal de la desaladora, con un mínimo en 48 MWp.

10.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL DIMENSIONAMIENTO DE LA PSFV SOBRE EL COSTE ENERGÉTICO.

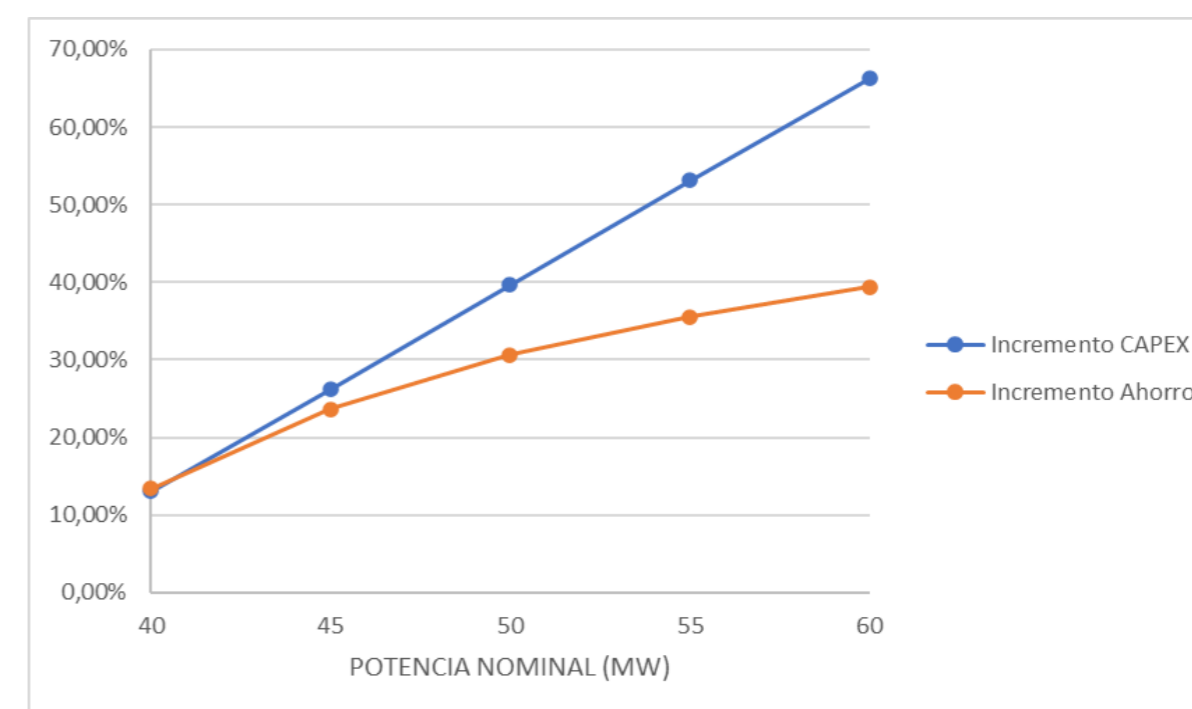
Por último, se analizará el impacto que tiene un sobredimensionamiento de la PSFV sobre el coste energético de la desaladora de Águilas-Guadalentín. Para ello, se ha calculado previamente este coste para todas las alternativas estudiadas, adoptando un consumo específico de la desaladora similar al utilizado en los informes elaborados para la DGA, particularizando para los meses de mayo a octubre a 4,5 kWh/m³ y a 4,3 kWh/m³ para el resto de los meses, y los precios de la energía obtenidos en el apartado anterior. Estos valores, que se recogen en la siguiente tabla, se deberán comparar con el coste energético correspondiente a la alternativa 0, es decir, la situación de comprar de la totalidad de la energía en el mercado:

Potencia Pico (MWp)	36	42	48	54	60	66	72
Coste Energético Mercado (€/m3)	0,24553	0,24553	0,24553	0,24553	0,24553	0,24553	0,24553
Coste Energético 100% (€/m3)	0,18995	0,18042	0,17170	0,16502	0,16046	0,15727	0,15480
Coste Energético 75% (€/m3)	0,19026	0,18393	0,18030	0,17780	0,17618	0,17585	0,17585
Coste Energético 50% (€/m3)	0,20034	0,19912	0,19908	0,19926	0,19961	0,20007	0,20062

A partir de los resultados obtenidos en los apartados anteriores, se tomará como referencia la alternativa de una PSFV de 42 MWp para estudiar cómo varía el incremento de inversión necesario para construir una instalación mayor y el ahorro asociado. La conclusión, como se puede observar en la siguiente tabla y gráfico, es que los ahorros conseguidos por el autoconsumo de energía fotovoltaica en la desaladora de Águilas-Guadalentín aumentan, sensiblemente, de manera lineal con la inversión, pero solo hasta alcanzar un valor próximo a los 54 MWp, momento en el cual los incrementos de inversión no repercuten de igual modo

en los ahorros conseguidos.

Potencia Pico (MWp)	36	42	48	54	60	66	72
Inversión (M€)	31,24	36,32	41,07	45,82	50,73	55,63	60,38
Diferencia Inversión vs 42 MWp (M€)			4,75	9,50	14,41	19,31	24,06
Diferencia Inversión vs 42 MWp (%)	-	-	13,08%	26,16%	39,68%	53,17%	66,25%
Ahorro (M€)	3,89	4,56	5,17	5,64	5,96	6,18	6,35
Diferencia Ahorro vs 42 MWp (M€)			0,61	1,08	1,40	1,62	1,79
Diferencia Ahorro vs 42 MWp (%)	-	-	13,40%	23,66%	30,67%	35,56%	39,36%



Expresando esta circunstancia en términos de número de años necesarios para recuperar la inversión para sobredimensionar la PSFV mediante el ahorro obtenido, se observa, también, de manera muy clara este comportamiento, tal y como se recoge en la siguiente tabla:

Potencia Pico (MWp)	36	42	48	54	60	66	72
Periodo Retorno Sobredimensionamiento (años)			7,78	8,81	10,31	11,92	13,41

Es decir, un sobredimensionamiento de la PSFV entre 48 y 54 MWp precisaría entre 8 y 9 años para recuperar la inversión necesaria y a partir PSFVs de 60 MWp en adelante requieren aproximadamente la mitad de la vida del proyecto.

11. CONCLUSIONES.

A continuación, se resumen las conclusiones más importantes obtenidas en el presente estudio:

– **Tecnología:**

La tecnología más adecuada, conforme al patrón de demanda de energía de la planta desaladora, sería una PSFV con una estructura mediante seguidor solar 1 eje, módulos fotovoltaicos bifaciales e inversores de string, descartando, a día de hoy, la instalación de un sistema de almacenamiento por su elevado coste.

– **Potencia óptima:**

El análisis de ratios de inversión y los costes energéticos obtenidos concluye que **la PSFV con una inversión más eficiente se sitúa en el rango de 36 – 54 MWp**, con inversiones esperadas comprendidas entre los 31,20 M€ y 45,80 M€ respectivamente.

El análisis de sensibilidad realizado en función del porcentaje de funcionamiento de la desaladora indica que para un funcionamiento de la desaladora del 100% la alternativa óptima se situaría próxima a los 48 MWp, siendo muy cercanos los escenarios inferiores y superiores más próximos en el rango de 36 a 54 MWp. Para producciones inferiores, el óptimo se desplazaría hacia instalaciones de menor potencia pico, incluso inferiores a 36 MWp.

El análisis del porcentaje de la demanda energética cubierta por la PSFV concluye que **la PSFV a partir de la cual se cumple la premisa de cubrir el 35% de la energía total consumida por la desaladora con autoconsumo se sitúa próxima a los 54 MWp.**

– **Coste energético y ahorro obtenido:**

Por otro lado, el análisis del coste energético resultante indica que cuanto mayor es el tamaño de la PSFV menor es el coste energético resultante y, por tanto, mayor es el ahorro energético. Esto se debe a que para calcular el coste energético no se tiene en cuenta el coste de la inversión (solo se trasladan los costes de explotación). Por tanto, el mayor ahorro energético se obtendría para una PSFV de 72 MWp.

Relacionando los ahorros obtenidos con las inversiones necesarias se observa

que hasta los 54 MWp el comportamiento es bastante análogo, pero a partir de esta potencia el ahorro deja de ser proporcional a la inversión adicional requerida, ya que el porcentaje de aprovechamiento, como es lógico, disminuye.

En el cuadro siguiente se resumen los principales datos de las alternativas que se encuentran en este rango:

Potencia Pico (MWp)	42	48	54
Potencia nominal /MW)	35	40	45
INVERSIÓN (M€)	36,32	41,07	45,82
% de Demanda Cubierta con PSFV	0,28350	0,32165	0,35147
LCOE Energía Autoconsumida (100%)	21,77	21,73	22,22
Periodo Retorno 100% (años)	9,70	9,69	9,93

Nota: En el presente análisis de dimensionamiento no se han tenido en cuenta consideraciones ambientales y sociales para las alternativas de mayor dimensión.

Murcia, octubre 2.023



El ingeniero Industrial:

D. Javier Castellote Martínez

Colegiado nº 591

12. ANEXO I: INFORMES PVSYST

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto : **PSFV ÁGUILAS 30**

Sitio geográfico	Águilas	País	España	
Ubicación	Latitud	37.42° N	Longitud	-1.59° W
Tiempo definido como	Hora Legal	Huso horario UT	Altitud	41 m
	Albedo	0.20		
Datos meteorológicos:	Águilas	Meteonorm 7.2 (1991-2010), Sat=100% - Sintético		

Variante de simulación : **REV00**

Fecha de simulación 25/08/23 14h14

Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso		
Plano de seguimiento, eje inclinado	Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Límites de rotación	Fi mínimo	-60°	Fi máximo	60°
	Tracking algorithm	Astronomic calculation		
Estrategia "Retroceso"	Núm. de helióstatos	876	Conjuntos en cobertizo idénticos	
Ángulo límite del retroceso	Separación helióstatos	6.00 m	Ancho receptor	2.38 m
	Límites de fi	60.0°	Ocupación del suelo (GCR)	39.7 %
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Horizonte	Sin horizonte			
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Sistema bifacial	Modelo	Unlimited trackers, 2D calculation		
	Separación helióstatos	6.00 m	Ancho helióstatos	2.42 m
	Backtracking limit angle	66.1°	GCR	40.3 %
	Albedo del suelo	35.0 %	Axis height above ground	2.10 m
	Factor de bifacialidad del módulo	10 %	Factor de sombreado trasero	5.0 %
	Transparencia del módulo	0.0 %	Factor de desajuste trasero	10.0 %
Necesidades del usuario :	Carga ilimitada (red)			

Características del conjunto FV

Módulo FV	Si-mono	Modelo	RSM132-8-685BNDG		
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Risen Energy Co., Ltd		
Número de módulos FV		En serie	28 módulos	En paralelo	1877 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	52556	Pnom unitaria	685 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	36001 kWp	En cond. de funciona.	33141 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	1024 V	I mpp	32371 A
Superficie total		Superficie módulos	163257 m²	Superficie célula	164694 m ²

Inversor

Parámetros definidos por el usuario	Modelo	SUN2000-330KTL-H1		
Características	Fabricante	Huawei Technologies		
Paquete de inversores	Voltaje de funcionam.	500-1500 V	Pnom unitaria	330 kWac
	Núm. de inversores	91 unidades	Potencia total	30030 kWac
			Relación Pnom	1.20

Factores de pérdida del conjunto FV

Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (viento)	0.0 W/m ² K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	0.52 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas	-0.8 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas	0.10 %

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE IAM = $1 - bo (1/\cos i - 1)$ Parám. bo 0.05

Pérdidas auxiliares Constante (ventiladores) 0 W ... del umbral de potencia 0.0 kW
Night auxiliaries consumption 1500 W

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : PSFV ÁGUILAS 30

Variante de simulación : REV00

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	RSM132-8-685BNDG	Pnom 685 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	52556	Pnom total 36001 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000-330KTL-H1	Pnom 330 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	91.0	Pnom total 30030 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

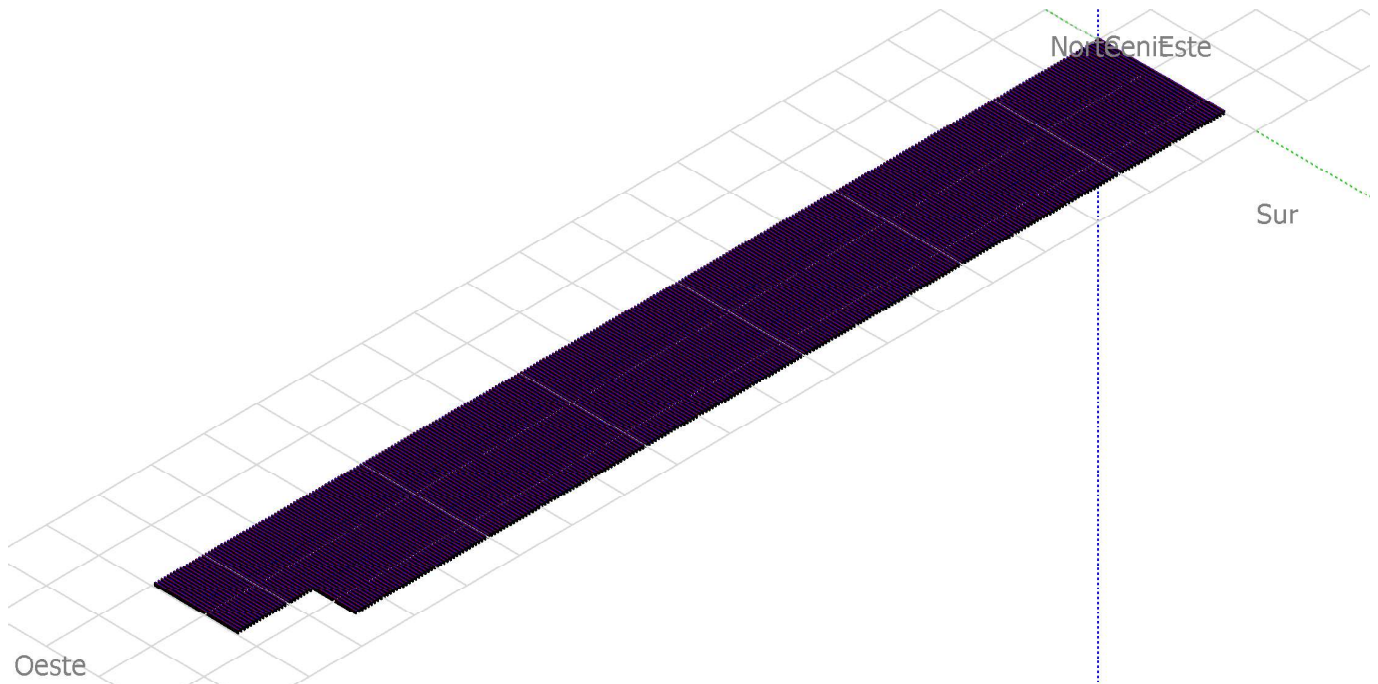
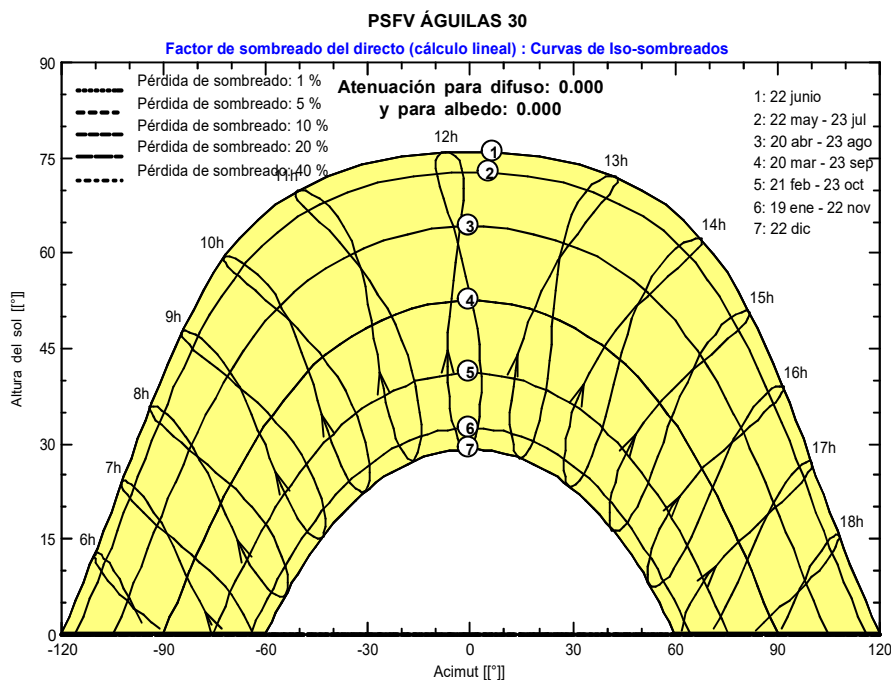


Diagrama de Iso-sombreados



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

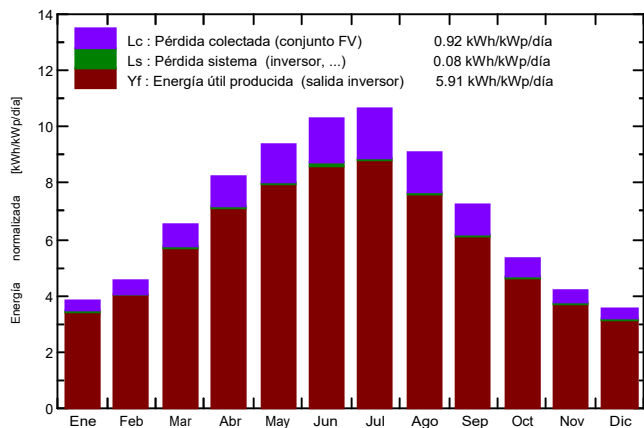
Proyecto : PSFV ÁGUILAS 30

Variante de simulación : REV00

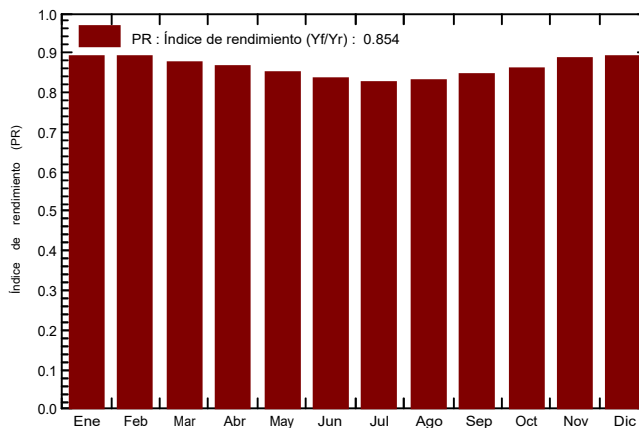
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	RSM132-8-685BNDG	Pnom 685 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	52556	Pnom total 36001 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000-330KTL-H1	Pnom 330 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	91.0	Pnom total 30030 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Resultados principales de la simulación	
Producción del sistema	Energía producida 77624 MWh/año
	Producción específica 2156 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR) 85.45 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 36001 kWp



Índice de rendimiento (PR)



REV00

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	85.3	26.58	11.23	119.0	112.4	3876	3830	0.894
Febrero	96.0	36.68	12.56	127.0	120.7	4121	4071	0.890
Marzo	150.8	50.83	15.63	202.7	194.5	6468	6384	0.875
Abril	185.3	62.17	17.59	246.7	237.8	7777	7672	0.864
Mayo	223.0	75.73	21.45	289.7	279.6	8978	8853	0.849
Junio	234.5	69.84	25.59	308.4	298.6	9419	9283	0.836
Julio	247.4	56.57	28.16	329.4	320.5	9936	9786	0.825
Agosto	212.5	65.11	28.06	282.7	273.1	8583	8457	0.831
Septiembre	162.9	53.59	24.08	216.6	208.4	6702	6609	0.848
Octubre	123.9	46.51	20.62	165.5	157.7	5210	5142	0.863
Noviembre	91.5	28.27	14.68	125.8	119.2	4056	4007	0.885
Diciembre	78.2	21.64	11.92	109.9	103.6	3572	3530	0.892
Año	1891.4	593.51	19.34	2523.3	2426.1	78698	77624	0.854

Legendas: GlobHor Irradiación global horizontal DiffHor Irradiación difusa horizontal T_Amb Temperatura Ambiente GlobInc Global incidente plano receptor	GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EArray Energía efectiva en la salida del conjunto E_Grid Energía inyectada en la red PR Índice de rendimiento
---	---

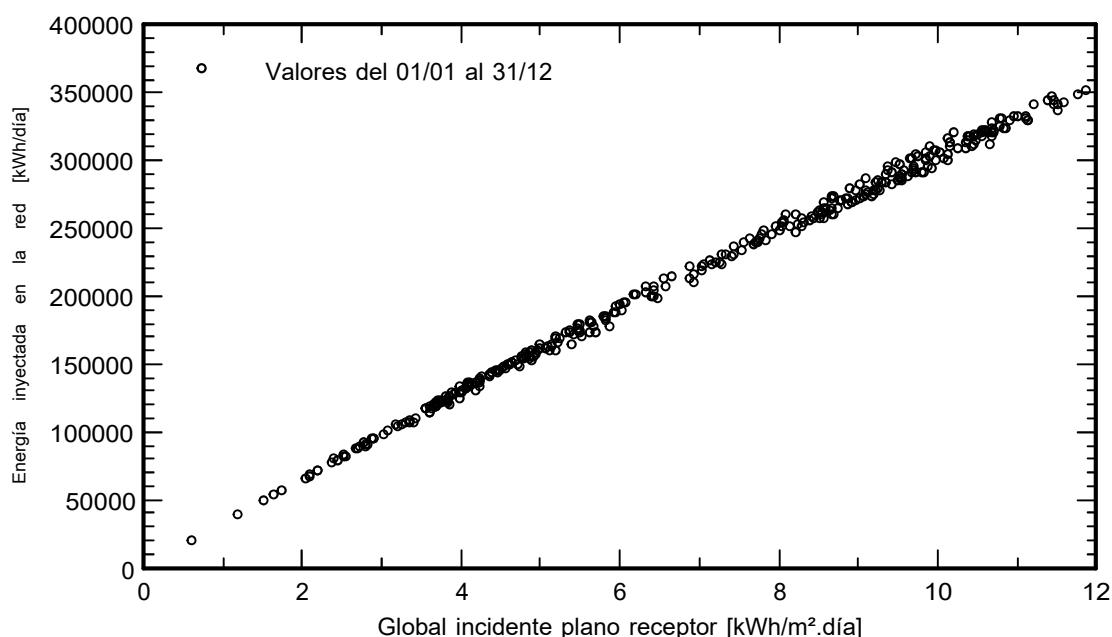
Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

Proyecto : PSFV ÁGUILAS 30

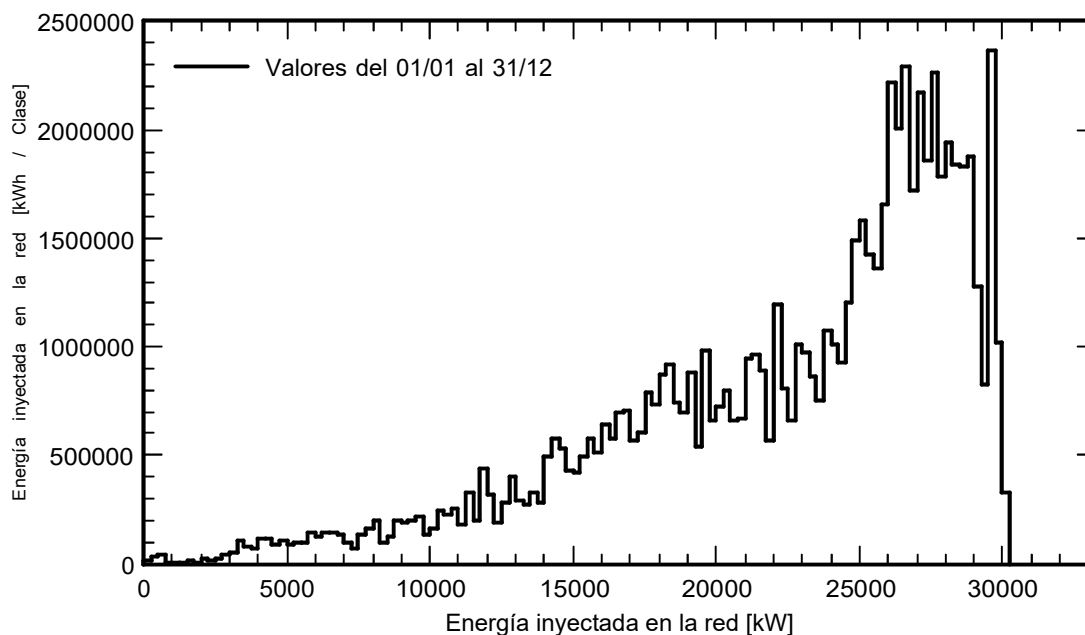
Variante de simulación : REV00

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	RSM132-8-685BNDG	Pnom 685 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	52556	Pnom total 36001 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000-330KTL-H1	Pnom 330 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	91.0	Pnom total 30030 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema



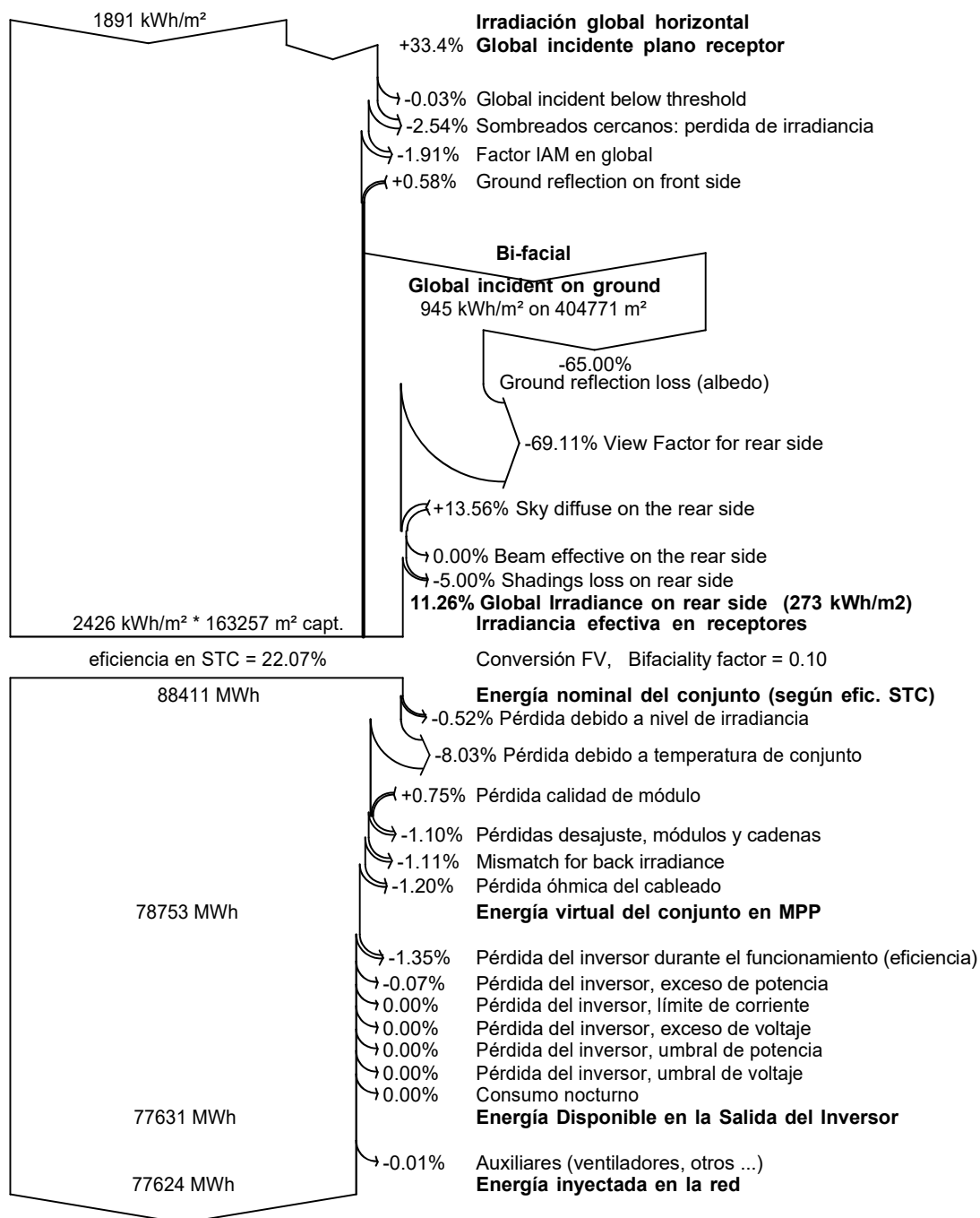
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : PSFV ÁGUILAS 30

Variante de simulación : REV00

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	RSM132-8-685BNDG	Pnom 685 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	52556	Pnom total 36001 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000-330KTL-H1	Pnom 330 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	91.0	Pnom total 30030 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto : **PSFV ÁGUILAS 35**

Sitio geográfico	Águilas	País	España	
Ubicación	Latitud	37.42° N	Longitud	-1.59° W
Tiempo definido como	Hora Legal	Huso horario UT	Altitud	41 m
	Albedo	0.20		
Datos meteorológicos:	Águilas	Meteonorm 7.2 (1991-2010), Sat=100% - Sintético		

Variante de simulación : **REV00**

Fecha de simulación 04/09/23 13h02

Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso		
Plano de seguimiento, eje inclinado	Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Límites de rotación	Fi mínimo	-60°	Fi máximo	60°
	Tracking algorithm	Astronomic calculation		
Estrategia "Retroceso"	Núm. de helióstatos	1022	Conjuntos en cobertizo idénticos	
Ángulo límite del retroceso	Separación helióstatos	6.00 m	Ancho receptor	2.38 m
	Límites de fi	60°	Ocupación del suelo (GCR)	
				39.7 %
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Horizonte	Sin horizonte			
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Sistema bifacial	Modelo	Unlimited trackers, 2D calculation		
	Separación helióstatos	6.00 m	Ancho helióstatos	2.42 m
	Backtracking limit angle	66.1°	GCR	40.3 %
	Albedo del suelo	35.0 %	Axis height above ground	2.10 m
	Factor de bifacialidad del módulo	10 %	Factor de sombreado trasero	5.0 %
	Transparencia del módulo	0.0 %	Factor de desajuste trasero	10.0 %
Necesidades del usuario :	Carga ilimitada (red)			

Características del conjunto FV

Módulo FV	Si-mono	Modelo	RSM132-8-685BNDG		
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Risen Energy Co., Ltd		
Número de módulos FV		En serie	26 módulos	En paralelo	2370 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	61620	Pnom unitaria	685 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	42210 kWp	En cond. de funciona.	38857 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	951 V	I mpp	40873 A
Superficie total		Superficie módulos	191413 m²	Superficie célula	193097 m ²

Inversor

	Modelo	SUN2000-330KTL-H1		
Parámetros definidos por el usuario	Fabricante	Huawei Technologies		
Características	Voltaje de funcionam.	500-1500 V	Pnom unitaria	330 kWac
Paquete de inversores	Núm. de inversores	107 unidades	Potencia total	35310 kWac
			Relación Pnom	1.20

Factores de pérdida del conjunto FV

Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (viento)	0.0 W/m ² K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	0.38 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas	-0.8 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas	0.10 %

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE IAM = $1 - b_o (1/\cos i - 1)$ Parám. b_o 0.05

Pérdidas auxiliares Constante (ventiladores) 0 W ... del umbral de potencia 0.0 kW
Night auxiliaries consumption 1500 W

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : PSFV ÁGUILAS 35

Variante de simulación : REV00

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	RSM132-8-685BNDG	Pnom 685 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	61620	Pnom total 42210 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000-330KTL-H1	Pnom 330 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	107.0	Pnom total 35310 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

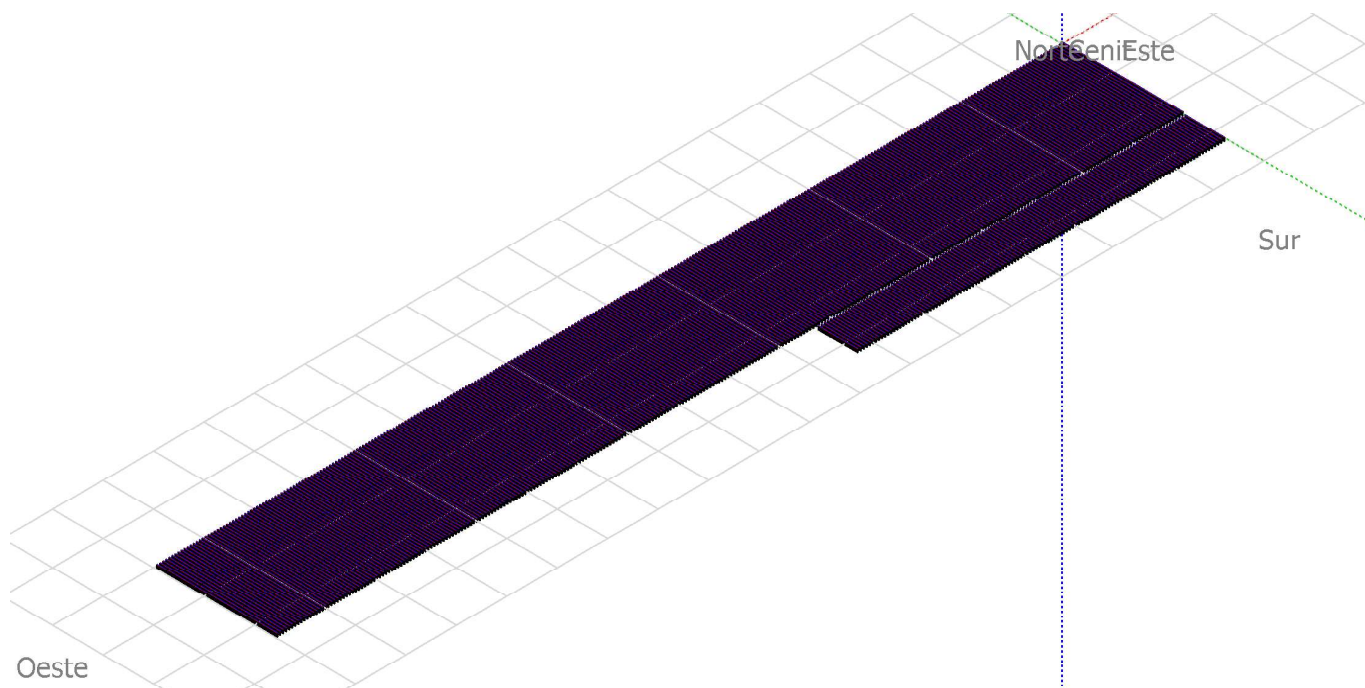
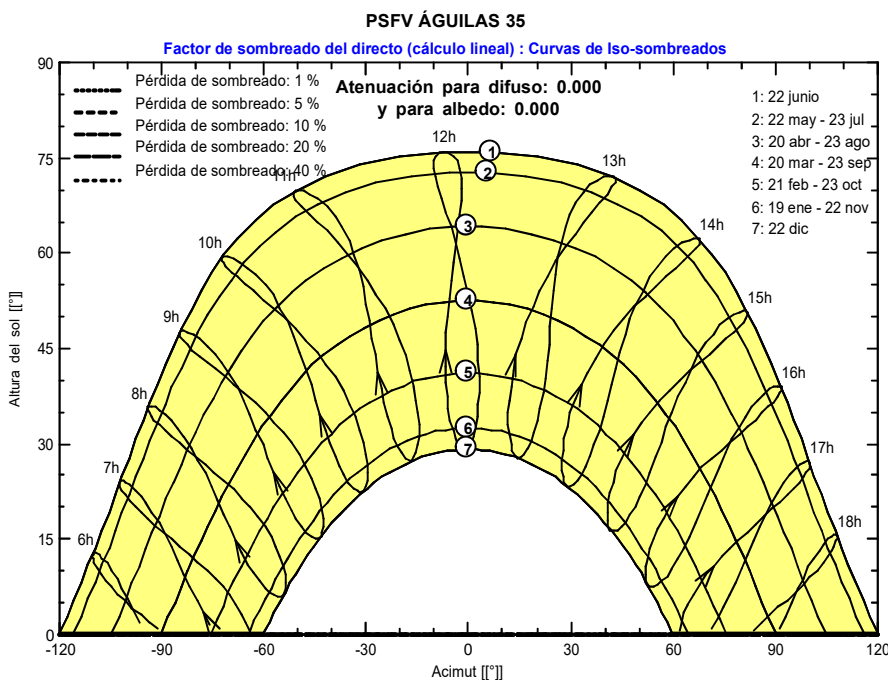


Diagrama de Iso-sombreados



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : PSFV ÁGUILAS 35

Variante de simulación : REV00

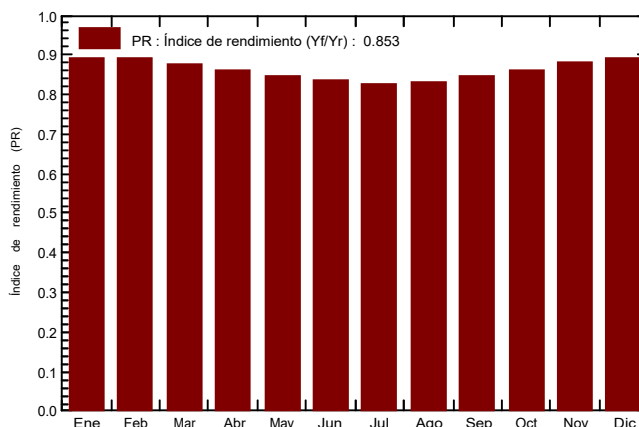
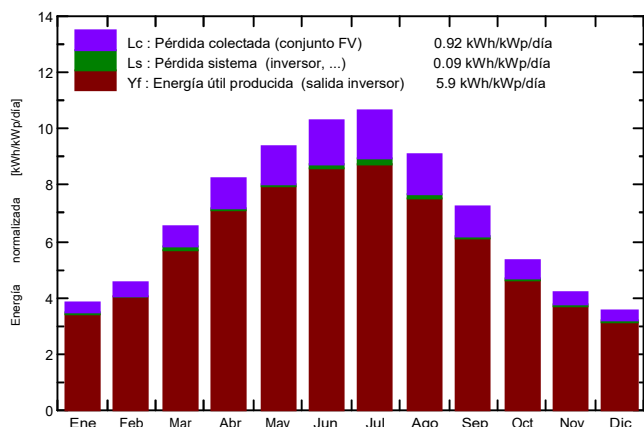
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	RSM132-8-685BNDG	Pnom 685 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	61620	Pnom total 42210 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000-330KTL-H1	Pnom 330 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	107.0	Pnom total 35310 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Resultados principales de la simulación

Producción del sistema **Energía producida 90896 MWh/año** Producción específica 2153 kWh/kWp/año
 Índice de rendimiento (PR) 85.34 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 42210 kWp

Índice de rendimiento (PR)



REV00

Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	
Enero	85.3	26.58	11.23	119.0	112.5	4548	4487	0.893
Febrero	96.0	36.68	12.56	127.0	120.8	4836	4769	0.890
Marzo	150.8	50.83	15.63	202.7	194.7	7590	7476	0.874
Abril	185.3	62.17	17.59	246.7	238.0	9127	8985	0.863
Mayo	223.0	75.73	21.45	289.7	279.9	10541	10370	0.848
Junio	234.5	69.84	25.59	308.4	298.8	11056	10868	0.835
Julio	247.4	56.57	28.16	329.4	320.7	11663	11457	0.824
Agosto	212.5	65.11	28.06	282.7	273.4	10070	9898	0.829
Septiembre	162.9	53.59	24.08	216.6	208.5	7864	7737	0.846
Octubre	123.9	46.51	20.62	165.5	157.8	6113	6022	0.862
Noviembre	91.5	28.27	14.68	125.8	119.3	4760	4693	0.884
Diciembre	78.2	21.64	11.92	109.9	103.6	4192	4135	0.892
Año	1891.4	593.51	19.34	2523.3	2428.1	92359	90896	0.853

Legendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
	DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del conjunto
	T_Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía inyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	PR	Índice de rendimiento

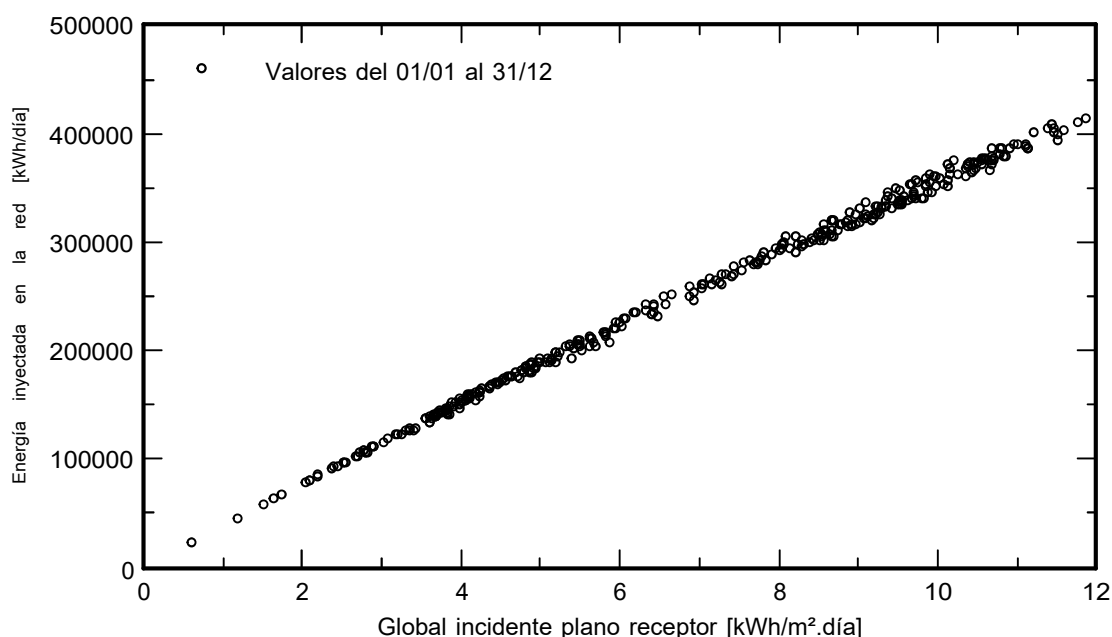
Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

Proyecto : PSFV ÁGUILAS 35

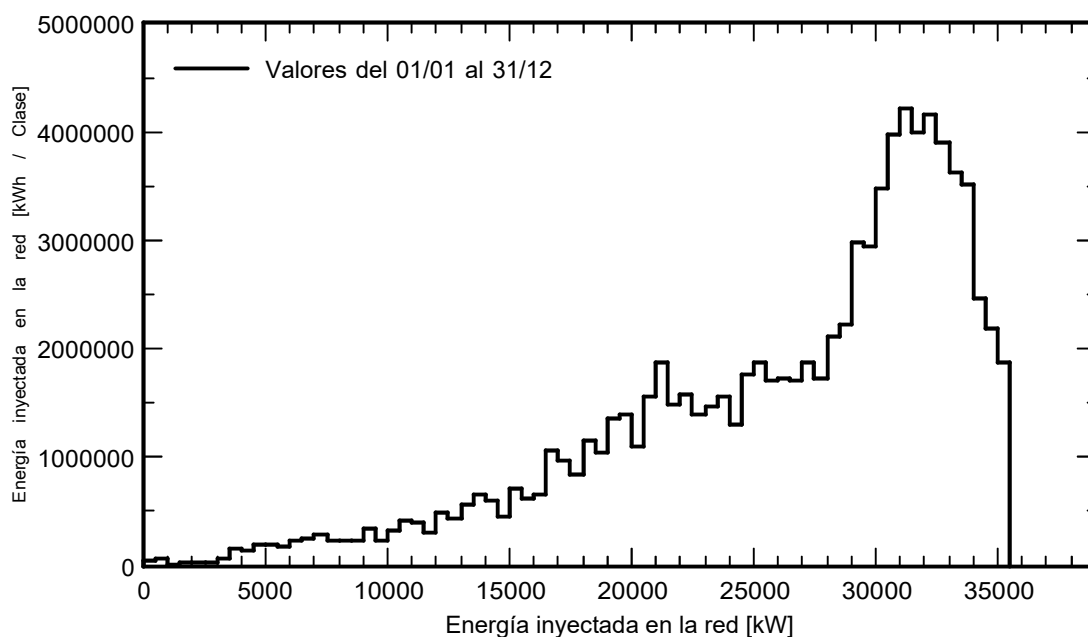
Variante de simulación : REV00

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso		
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	RSM132-8-685BNDG	Pnom	685 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	61620	Pnom total	42210 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000-330KTL-H1	Pnom	330 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	107.0	Pnom total	35310 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema



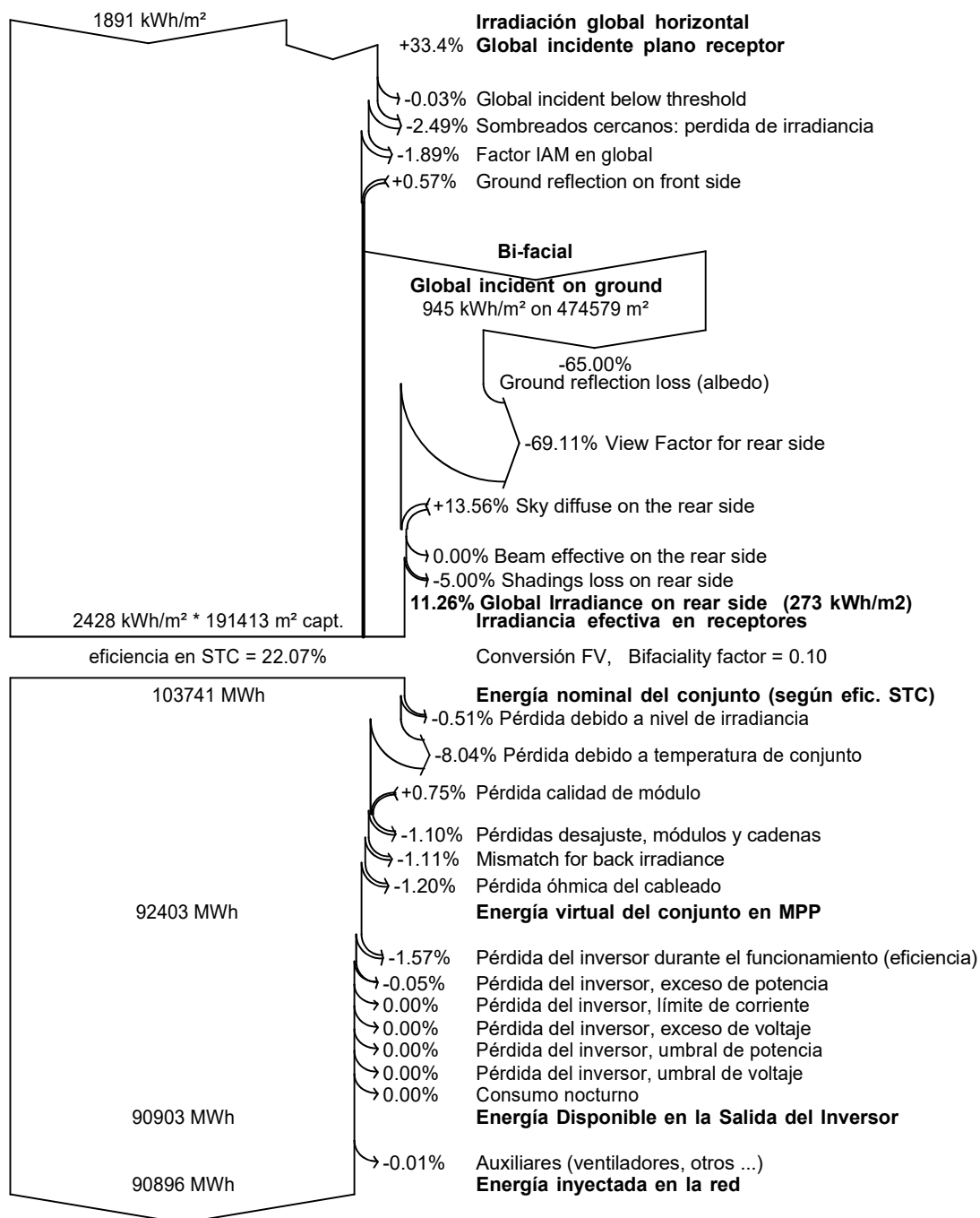
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : PSFV ÁGUILAS 35

Variante de simulación : REV00

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso		
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	RSM132-8-685BNDG	Pnom	685 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	61620	Pnom total	42210 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000-330KTL-H1	Pnom	330 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	107.0	Pnom total	35310 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto : **PSFV ÁGUILAS 40**

Sitio geográfico	Águilas	País	España	
Ubicación	Latitud	37.42° N	Longitud	-1.59° W
Tiempo definido como	Hora Legal	Huso horario UT	Altitud	41 m
	Albedo	0.20		
Datos meteorológicos:	Águilas	Meteonorm 7.2 (1991-2010), Sat=100% - Sintético		

Variante de simulación : **REV00**

Fecha de simulación 25/08/23 14h11

Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso		
Plano de seguimiento, eje inclinado	Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Límites de rotación	Fi mínimo	-60°	Fi máximo	60°
	Tracking algorithm	Astronomic calculation		
Estrategia "Retroceso"	Núm. de helióstatos	1168	Conjuntos en cobertizo idénticos	
	Separación helióstatos	6.00 m	Ancho receptor	2.38 m
Ángulo límite del retroceso	Límites de fi	60°	Ocupación del suelo (GCR)	
				39.7 %
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Horizonte	Sin horizonte			
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Sistema bifacial	Modelo	Unlimited trackers, 2D calculation		
	Separación helióstatos	6.00 m	Ancho helióstatos	2.42 m
	Backtracking limit angle	66.1°	GCR	40.3 %
	Albedo del suelo	35.0 %	Axis height above ground	2.10 m
	Factor de bifacialidad del módulo	10 %	Factor de sombreado trasero	5.0 %
	Transparencia del módulo	0.0 %	Factor de desajuste trasero	10.0 %
Necesidades del usuario :	Carga ilimitada (red)			

Características del conjunto FV

Módulo FV	Si-mono	Modelo	RSM132-8-685BNDG		
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Risen Energy Co., Ltd		
Número de módulos FV		En serie	26 módulos	En paralelo	2695 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	70070	Pnom unitaria	685 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	47998 kWp	En cond. de funciona.	44185 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	951 V	l mpp	46478 A
Superficie total		Superficie módulos	217662 m²	Superficie célula	219577 m ²

Inversor

	Modelo	SUN2000-330KTL-H1			
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Huawei Technologies		
Características		Voltaje de funcionam.	500-1500 V	Pnom unitaria	330 kWac
Paquete de inversores		Núm. de inversores	122 unidades	Potencia total	40260 kWac
				Relación Pnom	1.19

Factores de pérdida del conjunto FV

Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (viento)	0.0 W/m ² K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	0.34 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas	-0.8 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas	0.10 %

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE IAM = $1 - b_o (1/\cos i - 1)$ Parám. b_o 0.05

Pérdidas auxiliares Constante (ventiladores) 0 W ... del umbral de potencia 0.0 kW
Night auxiliaries consumption 1500 W

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : PSFV ÁGUILAS 40

Variante de simulación : REV00

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	RSM132-8-685BNDG	Pnom 685 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	70070	Pnom total 47998 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000-330KTL-H1	Pnom 330 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	122.0	Pnom total 40260 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

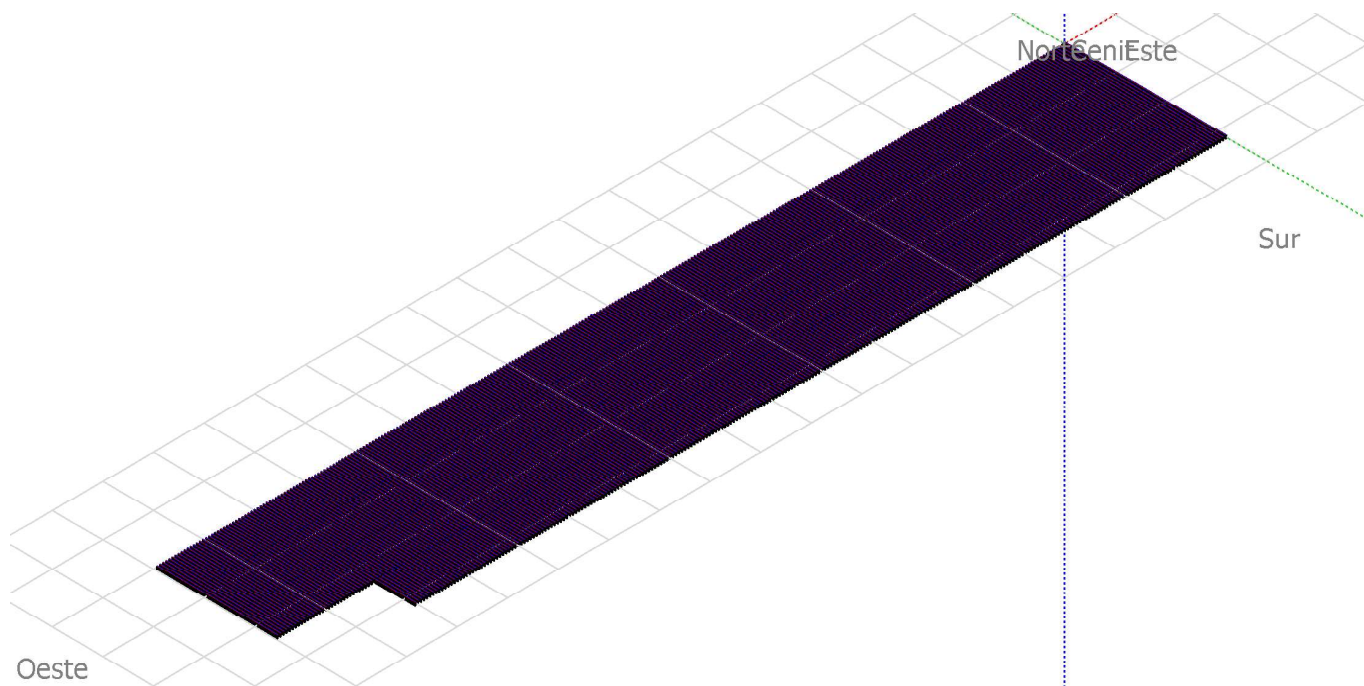
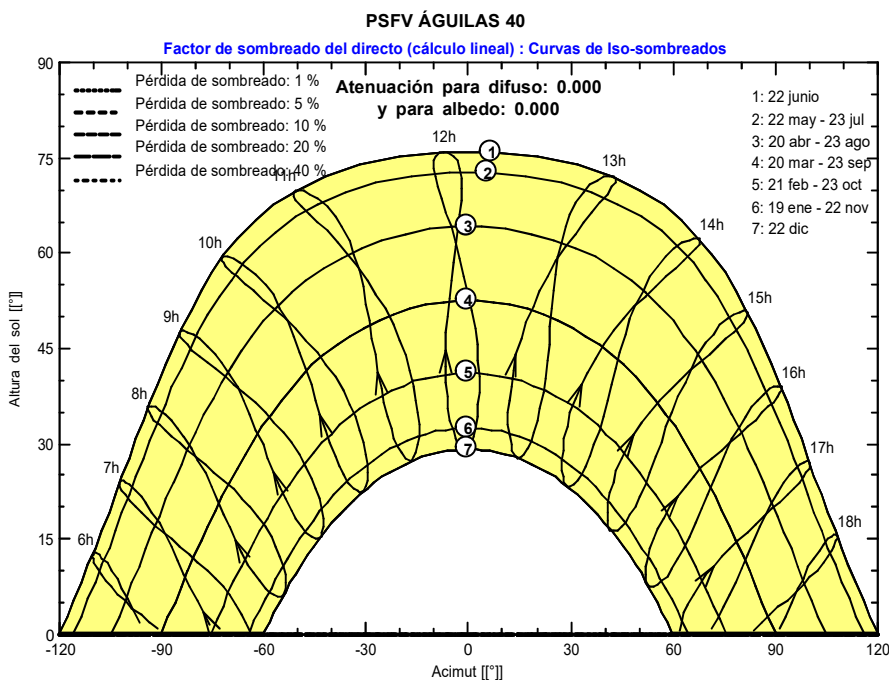


Diagrama de Iso-sombreados



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

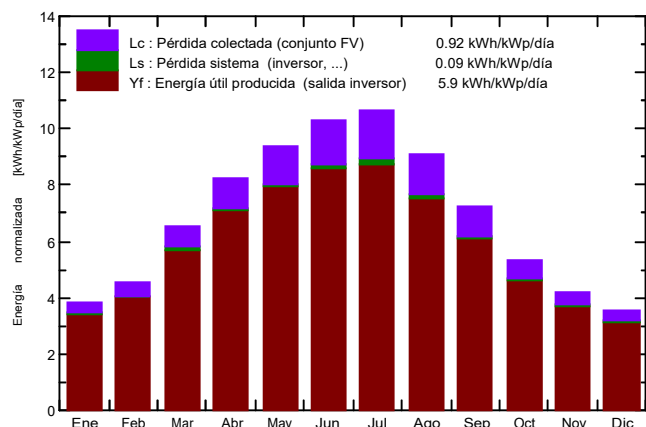
Proyecto : PSFV ÁGUILAS 40

Variante de simulación : REV00

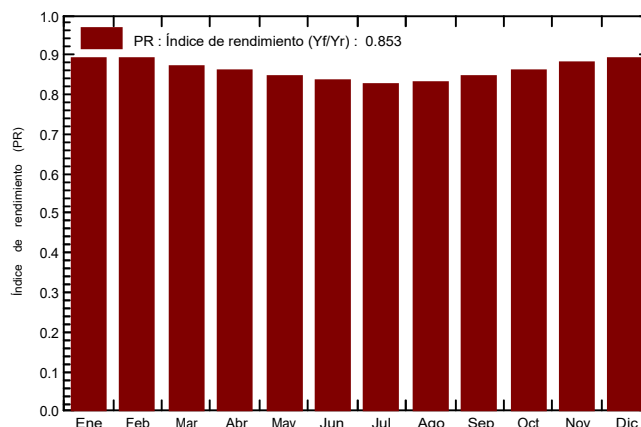
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	RSM132-8-685BNDG	Pnom 685 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	70070	Pnom total 47998 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000-330KTL-H1	Pnom 330 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	122.0	Pnom total 40260 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Resultados principales de la simulación	
Producción del sistema	Energía producida 103325 MWh/año
	Producción específica 2153 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR) 85.31 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 47998 kWp



Índice de rendimiento (PR)



REV00

Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	
Enero	85.3	26.58	11.23	119.0	112.5	5169	5100	0.893
Febrero	96.0	36.68	12.56	127.0	120.8	5496	5420	0.889
Marzo	150.8	50.83	15.63	202.7	194.6	8626	8498	0.874
Abril	185.3	62.17	17.59	246.7	237.9	10375	10214	0.863
Mayo	223.0	75.73	21.45	289.7	279.7	11984	11790	0.848
Junio	234.5	69.84	25.59	308.4	298.6	12570	12356	0.835
Julio	247.4	56.57	28.16	329.4	320.5	13261	13027	0.824
Agosto	212.5	65.11	28.06	282.7	273.2	11446	11250	0.829
Septiembre	162.9	53.59	24.08	216.6	208.4	8938	8794	0.846
Octubre	123.9	46.51	20.62	165.5	157.7	6948	6844	0.862
Noviembre	91.5	28.27	14.68	125.8	119.3	5410	5334	0.883
Diciembre	78.2	21.64	11.92	109.9	103.6	4764	4700	0.891
Año	1891.4	593.51	19.34	2523.3	2426.8	104987	103325	0.853

Legendas: GlobHor Irradiación global horizontal DiffHor Irradiación difusa horizontal T_Amb Temperatura Ambiente GlobInc Global incidente plano receptor	GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EArray Energía efectiva en la salida del conjunto E_Grid Energía inyectada en la red PR Índice de rendimiento
---	---

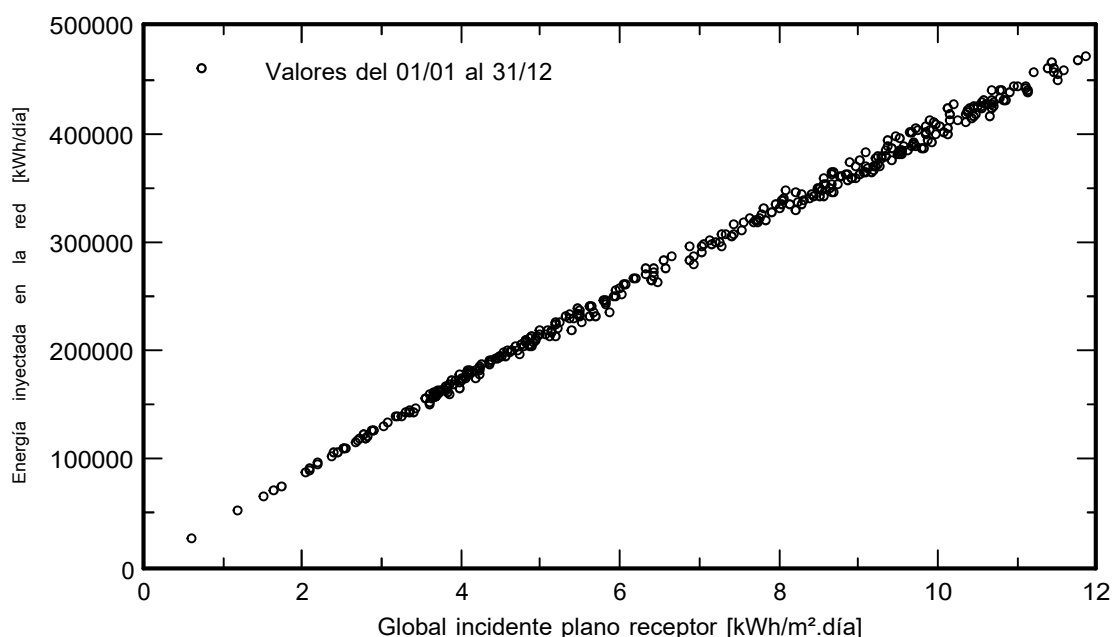
Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

Proyecto : PSFV ÁGUILAS 40

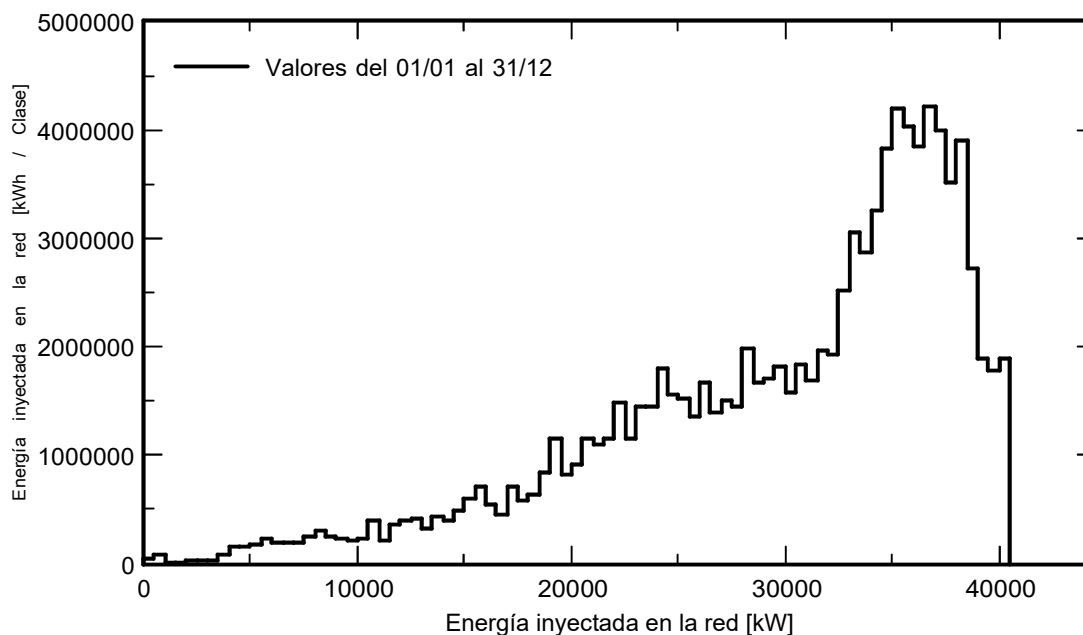
Variante de simulación : REV00

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso		
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	RSM132-8-685BNDG	Pnom	685 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	70070	Pnom total	47998 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000-330KTL-H1	Pnom	330 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	122.0	Pnom total	40260 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema



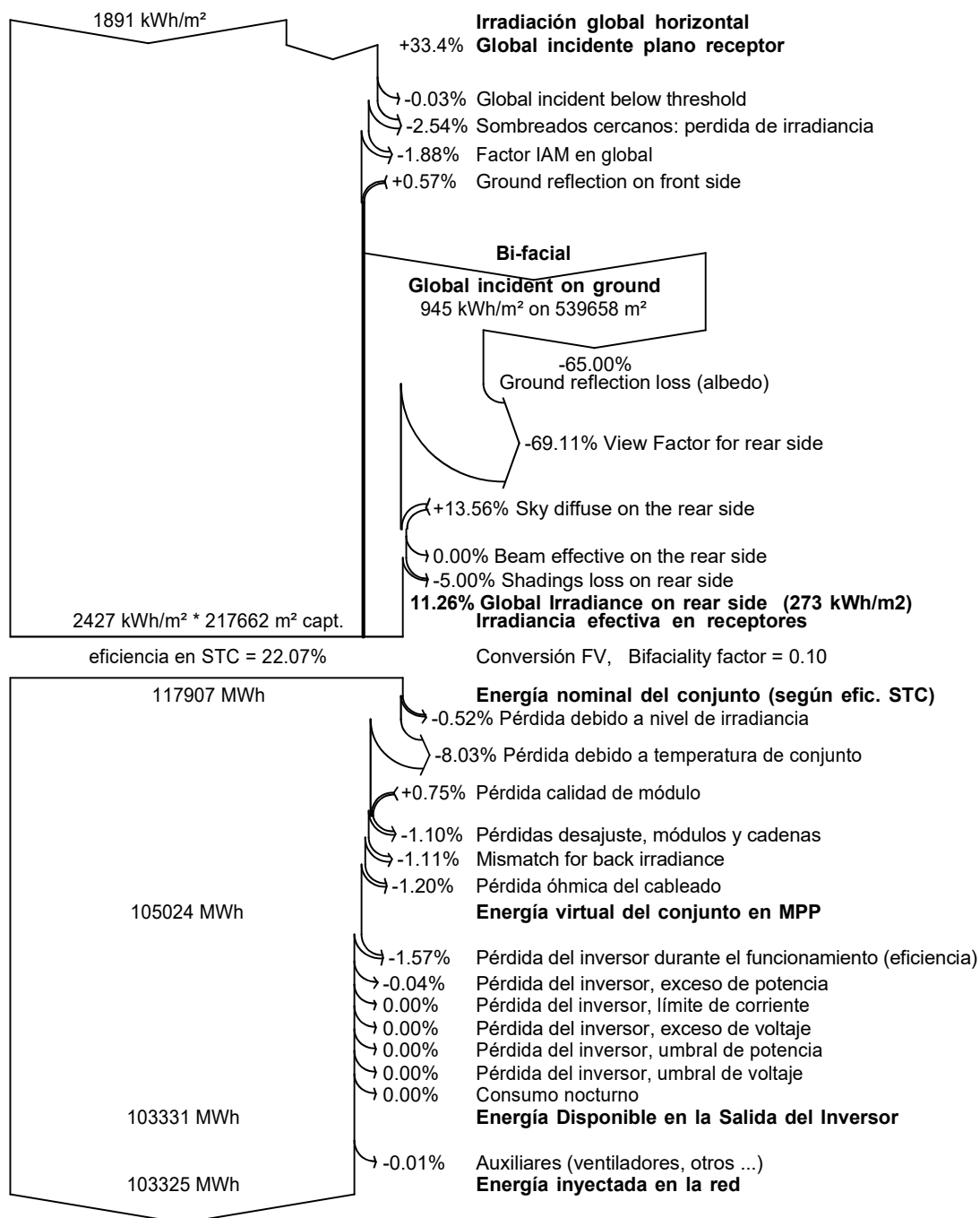
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : PSFV ÁGUILAS 40

Variante de simulación : REV00

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso		
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	RSM132-8-685BNDG	Pnom	685 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	70070	Pnom total	47998 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000-330KTL-H1	Pnom	330 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	122.0	Pnom total	40260 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto : **PSFV ÁGUILAS 45**

Sitio geográfico	Águilas	País	España	
Ubicación	Latitud	37.42° N	Longitud	-1.59° W
Tiempo definido como	Hora Legal	Huso horario UT	Altitud	41 m
	Albedo	0.20		
Datos meteorológicos:	Águilas	Meteonorm 7.2 (1991-2010), Sat=100% - Sintético		

Variante de simulación : **REV00**

Fecha de simulación 25/08/23 14h30

Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso		
Plano de seguimiento, eje inclinado	Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Límites de rotación	Fi mínimo	-60°	Fi máximo	60°
	Tracking algorithm	Astronomic calculation		
Estrategia "Retroceso"	Núm. de helióstatos	1304	Conjuntos en cobertizo idénticos	
	Separación helióstatos	6.00 m	Ancho receptor	2.38 m
Ángulo límite del retroceso	Límites de fi	60.5°	Ocupación del suelo (GCR)	
				39.7 %
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Horizonte	Sin horizonte			
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Sistema bifacial	Modelo	Unlimited trackers, 2D calculation		
	Separación helióstatos	6.00 m	Ancho helióstatos	2.42 m
	Backtracking limit angle	66.1°	GCR	40.3 %
	Albedo del suelo	35.0 %	Axis height above ground	2.10 m
	Factor de bifacialidad del módulo	10 %	Factor de sombreado trasero	5.0 %
	Transparencia del módulo	0.0 %	Factor de desajuste trasero	10.0 %
Necesidades del usuario :	Carga ilimitada (red)			

Características del conjunto FV

Módulo FV	Si-mono	Modelo	RSM132-8-685BNDG		
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Risen Energy Co., Ltd		
Número de módulos FV		En serie	26 módulos	En paralelo	3032 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	78832	Pnom unitaria	685 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	54000 kWp	En cond. de funciona.	49710 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	951 V	I mpp	52290 A
Superficie total		Superficie módulos	244880 m²	Superficie célula	247034 m²

Inversor

	Modelo	SUN2000-330KTL-H1		
Parámetros definidos por el usuario	Fabricante	Huawei Technologies		
Características	Voltaje de funcionam.	500-1500 V	Pnom unitaria	330 kWac
Paquete de inversores	Núm. de inversores	137 unidades	Potencia total	45210 kWac
			Relación Pnom	1.19

Factores de pérdida del conjunto FV

Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	0.30 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas	-0.8 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas	0.10 %

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE IAM = $1 - b_o (1/\cos i - 1)$ Parám. b_o 0.05

Pérdidas auxiliares Constante (ventiladores) 0 W ... del umbral de potencia 0.0 kW
Night auxiliaries consumption 1500 W

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : PSFV ÁGUILAS 45

Variante de simulación : REV00

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	RSM132-8-685BNDG	Pnom 685 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	78832	Pnom total 54000 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000-330KTL-H1	Pnom 330 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	137.0	Pnom total 45210 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

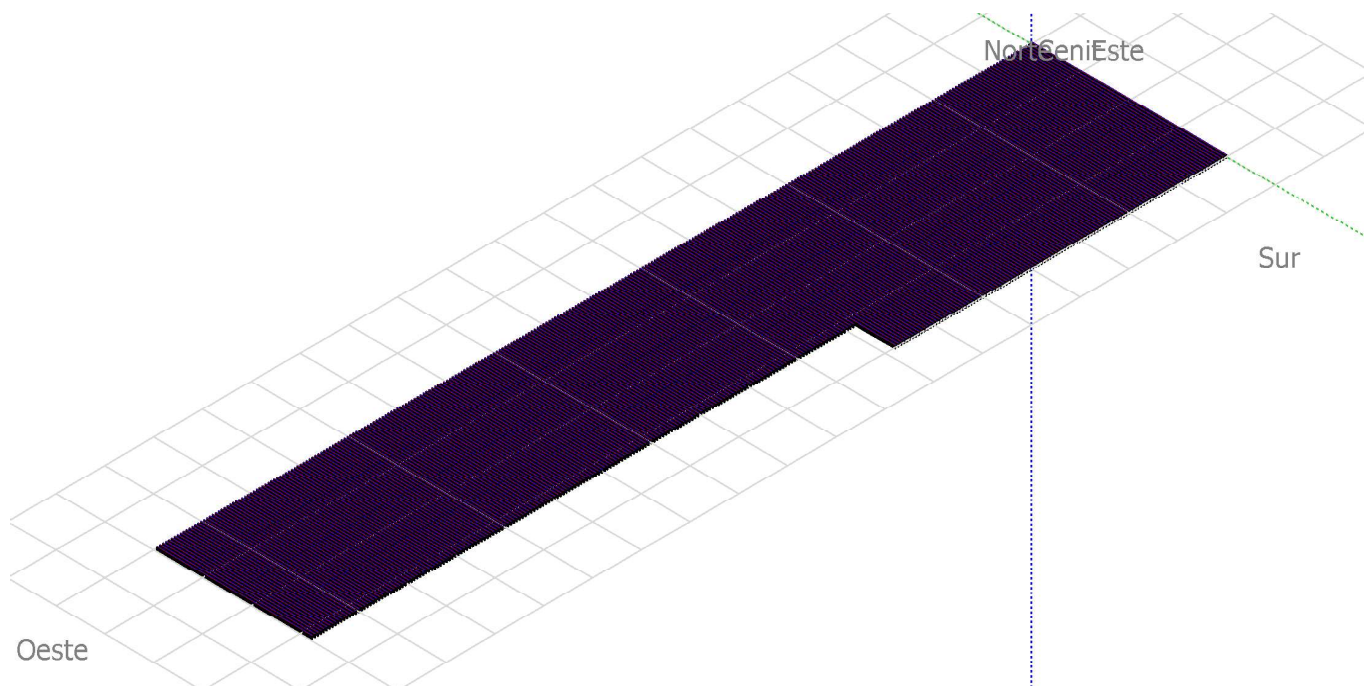
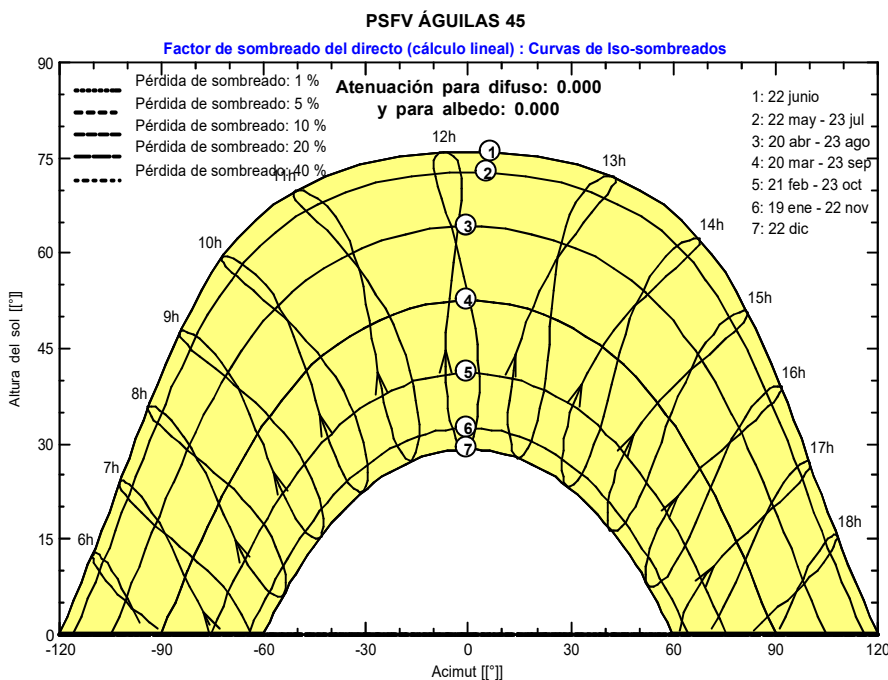


Diagrama de Iso-sombreados



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

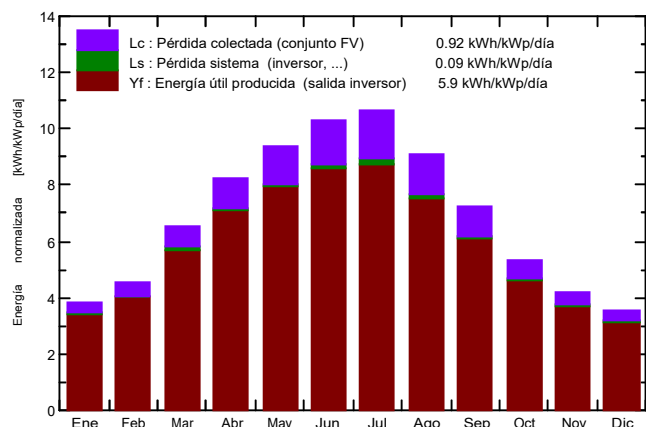
Proyecto : PSFV ÁGUILAS 45

Variante de simulación : REV00

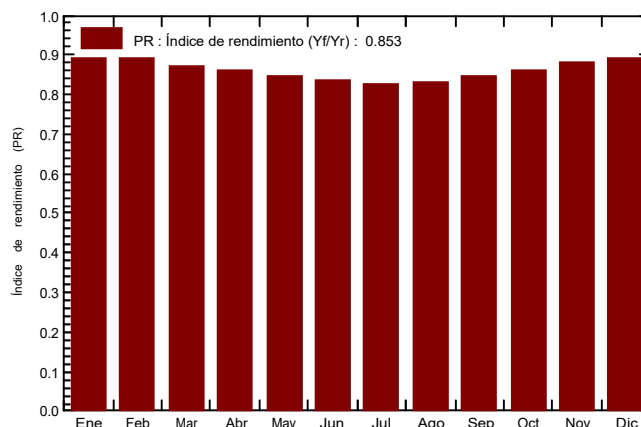
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	RSM132-8-685BNDG	Pnom 685 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	78832	Pnom total 54000 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000-330KTL-H1	Pnom 330 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	137.0	Pnom total 45210 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Resultados principales de la simulación	
Producción del sistema	Energía producida 116237 MWh/año
	Producción específica 2153 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR) 85.31 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 54000 kWp



Índice de rendimiento (PR)



REV00

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	85.3	26.58	11.23	119.0	112.5	5816	5737	0.893
Febrero	96.0	36.68	12.56	127.0	120.8	6183	6097	0.889
Marzo	150.8	50.83	15.63	202.7	194.6	9705	9560	0.874
Abril	185.3	62.17	17.59	246.7	237.9	11672	11490	0.862
Mayo	223.0	75.73	21.45	289.7	279.7	13480	13261	0.848
Junio	234.5	69.84	25.59	308.4	298.6	14139	13899	0.835
Julio	247.4	56.57	28.16	329.4	320.5	14917	14653	0.824
Agosto	212.5	65.11	28.06	282.7	273.2	12877	12657	0.829
Septiembre	162.9	53.59	24.08	216.6	208.4	10055	9893	0.846
Octubre	123.9	46.51	20.62	165.5	157.7	7817	7700	0.862
Noviembre	91.5	28.27	14.68	125.8	119.3	6086	6001	0.883
Diciembre	78.2	21.64	11.92	109.9	103.6	5360	5288	0.891
Año	1891.4	593.51	19.34	2523.3	2426.8	118106	116237	0.853

Legendas: GlobHor Irradiación global horizontal DiffHor Irradiación difusa horizontal T_Amb Temperatura Ambiente GlobInc Global incidente plano receptor	GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EArray Energía efectiva en la salida del conjunto E_Grid Energía inyectada en la red PR Índice de rendimiento
---	---

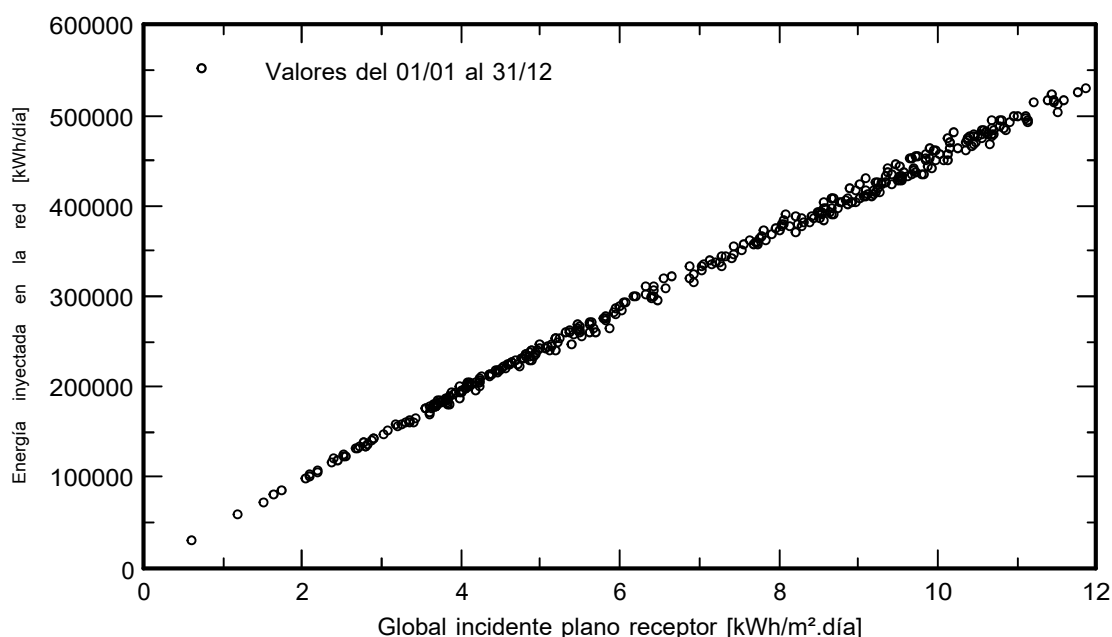
Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

Proyecto : PSFV ÁGUILAS 45

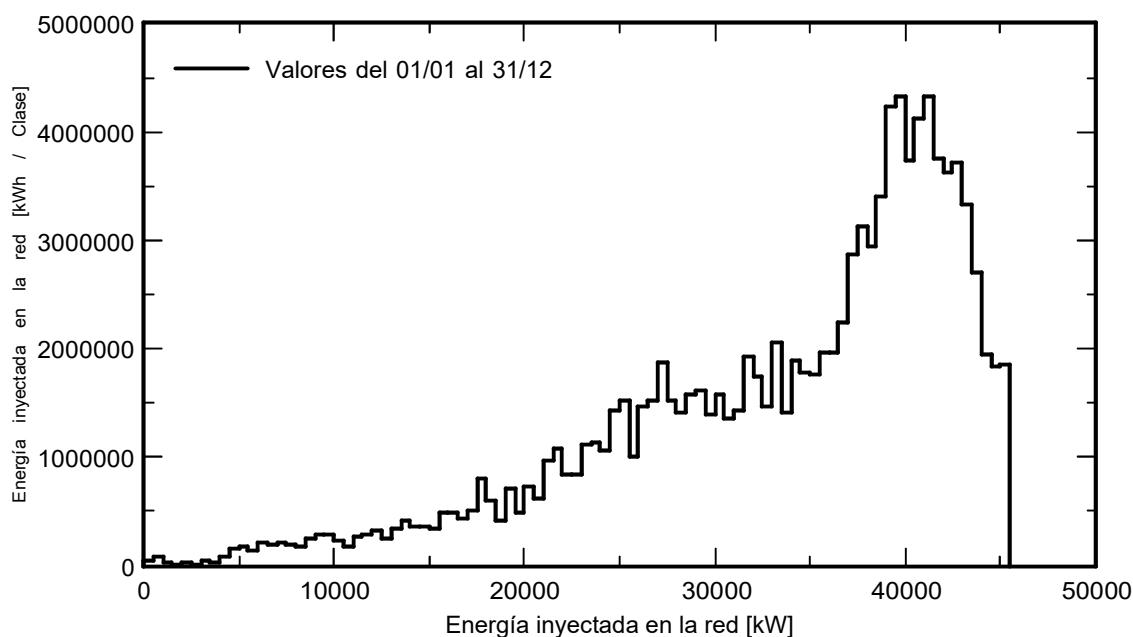
Variante de simulación : REV00

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso		
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	RSM132-8-685BNDG	Pnom	685 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	78832	Pnom total	54000 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000-330KTL-H1	Pnom	330 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	137.0	Pnom total	45210 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema



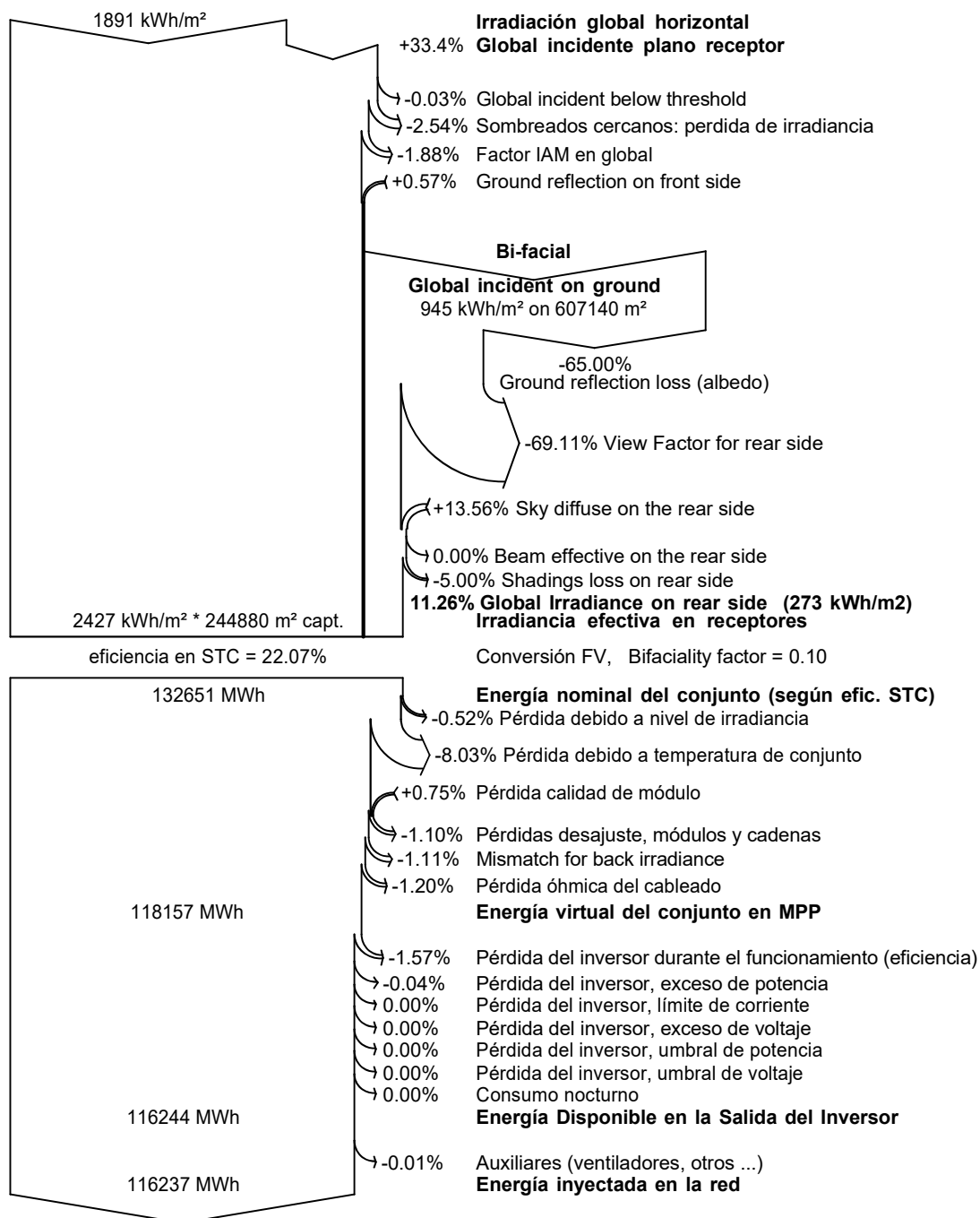
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : PSFV ÁGUILAS 45

Variante de simulación : REV00

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso		
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	RSM132-8-685BNDG	Pnom	685 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	78832	Pnom total	54000 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000-330KTL-H1	Pnom	330 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	137.0	Pnom total	45210 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto : **PSFV ÁGUILAS 50**

Sitio geográfico	Águilas	País	España	
Ubicación	Latitud	37.42° N	Longitud	-1.59° W
Tiempo definido como	Hora Legal	Huso horario UT	Altitud	41 m
	Albedo	0.20		
Datos meteorológicos:	Águilas	Meteonorm 7.2 (1991-2010), Sat=100% - Sintético		

Variante de simulación : **REV00**

Fecha de simulación 25/08/23 14h34

Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso		
Plano de seguimiento, eje inclinado	Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Límites de rotación	Fi mínimo	-60°	Fi máximo	60°
	Tracking algorithm	Astronomic calculation		
Estrategia "Retroceso"	Núm. de helióstatos	1460	Conjuntos en cobertizo idénticos	
	Separación helióstatos	6.00 m	Ancho receptor	2.38 m
Ángulo límite del retroceso	Límites de fi	60°	ocupación del suelo (GCR)	39.7 %
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Horizonte	Sin horizonte			
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Sistema bifacial	Modelo	Unlimited trackers, 2D calculation		
	Separación helióstatos	6.00 m	Ancho helióstatos	2.42 m
	Backtracking limit angle	66.1°	GCR	40.3 %
	Albedo del suelo	35.0 %	Axis height above ground	2.10 m
	Factor de bifacialidad del módulo	10 %	Factor de sombreado trasero	5.0 %
	Transparencia del módulo	0.0 %	Factor de desajuste trasero	10.0 %
Necesidades del usuario :	Carga ilimitada (red)			

Características del conjunto FV

Módulo FV	Si-mono	Modelo	RSM132-8-685BNDG		
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Risen Energy Co., Ltd		
Número de módulos FV		En serie	27 módulos	En paralelo	3244 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	87588	Pnom unitaria	685 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	59998 kWp	En cond. de funciona.	55232 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	987 V	l mpp	55946 A
Superficie total		Superficie módulos	272079 m²	Superficie célula	274473 m ²

Inversor

	Modelo	SUN2000-330KTL-H1		
Parámetros definidos por el usuario	Fabricante	Huawei Technologies		
Características	Voltaje de funcionam.	500-1500 V	Pnom unitaria	330 kWac
Paquete de inversores	Núm. de inversores	152 unidades	Potencia total	50160 kWac
			Relación Pnom	1.20

Factores de pérdida del conjunto FV

Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (viento)	0.0 W/m ² K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	0.29 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas	-0.8 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas	0.10 %

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE IAM = $1 - b_o (1/\cos i - 1)$ Parám. b_o 0.05

Pérdidas auxiliares Constante (ventiladores) 0 W ... del umbral de potencia 0.0 kW
Night auxiliaries consumption 1500 W

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : PSFV ÁGUILAS 50

Variante de simulación : REV00

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	RSM132-8-685BNDG	Pnom 685 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	87588	Pnom total 59998 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000-330KTL-H1	Pnom 330 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	152.0	Pnom total 50160 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

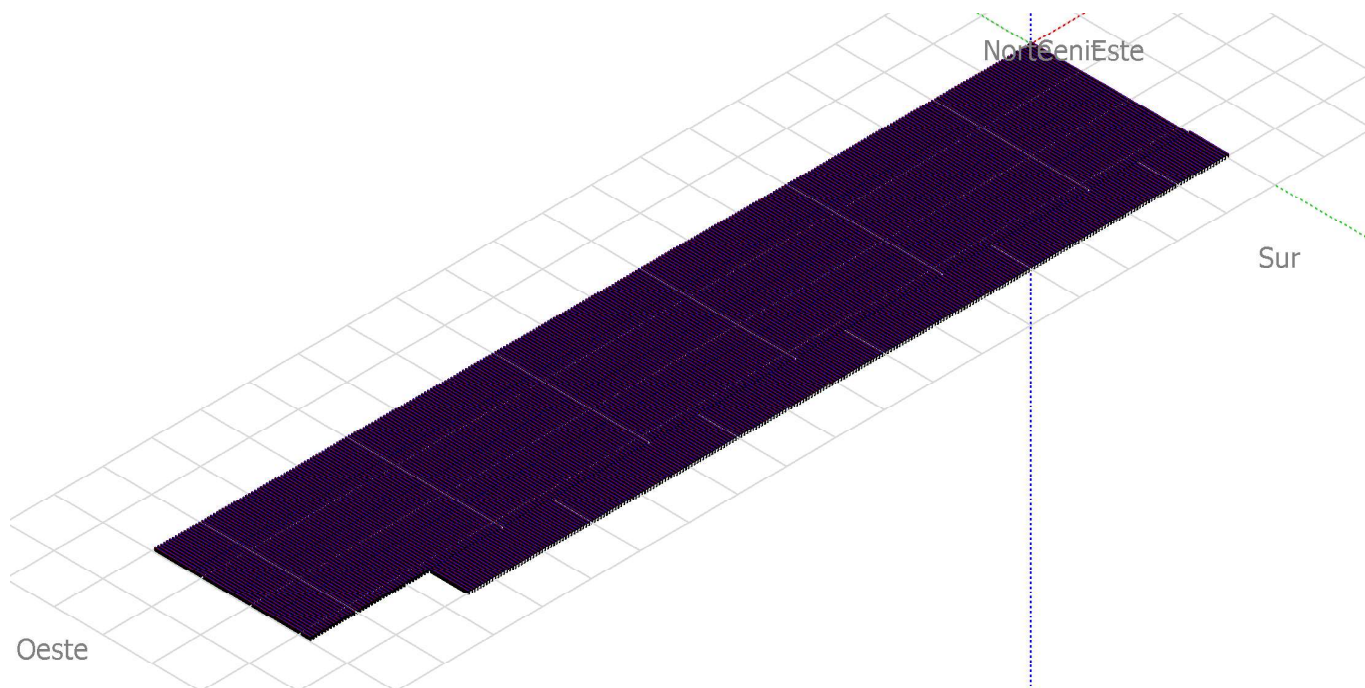
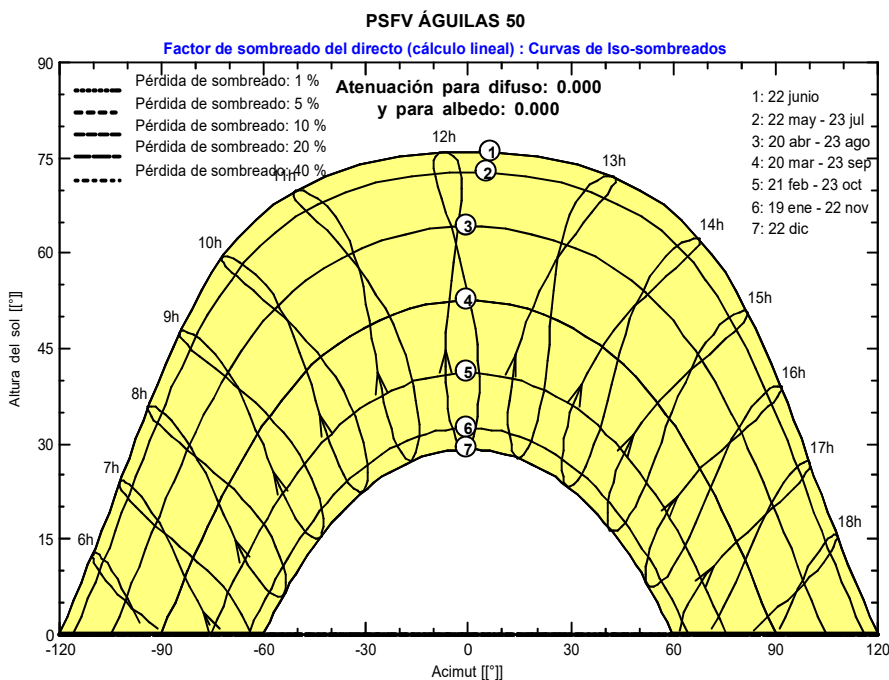


Diagrama de Iso-sombreados



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : PSFV ÁGUILAS 50

Variante de simulación : REV00

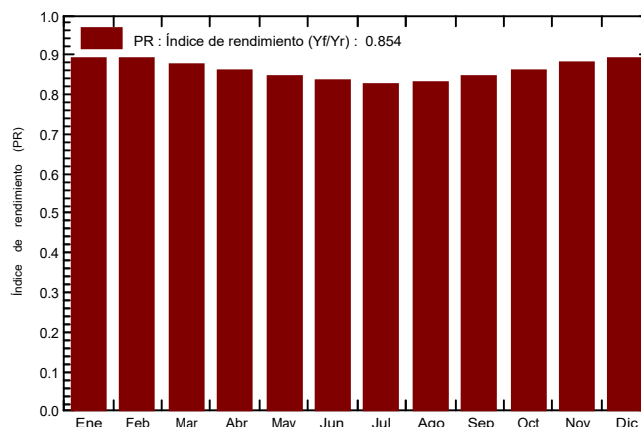
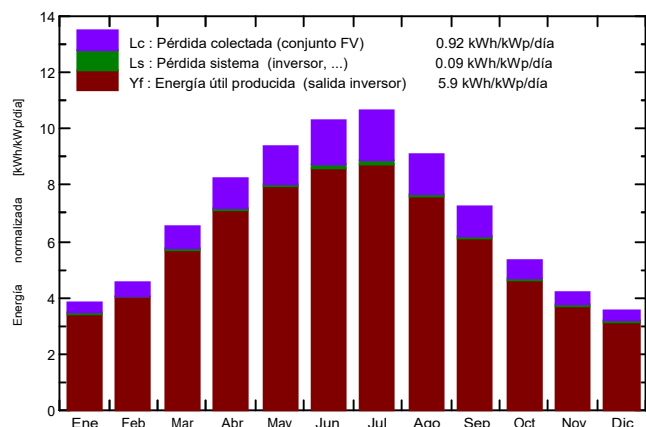
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	RSM132-8-685BNDG	Pnom 685 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	87588	Pnom total 59998 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000-330KTL-H1	Pnom 330 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	152.0	Pnom total 50160 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Resultados principales de la simulación

Producción del sistema **Energía producida 129274 MWh/año** Producción específica 2155 kWh/kWp/año
 Índice de rendimiento (PR) 85.39 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 59998 kWp

Índice de rendimiento (PR)



REV00

Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	
Enero	85.3	26.58	11.23	119.0	112.4	6460	6379	0.893
Febrero	96.0	36.68	12.56	127.0	120.7	6869	6780	0.890
Marzo	150.8	50.83	15.63	202.7	194.6	10783	10634	0.874
Abril	185.3	62.17	17.59	246.7	237.9	12965	12778	0.863
Mayo	223.0	75.73	21.45	289.7	279.7	14970	14746	0.848
Junio	234.5	69.84	25.59	308.4	298.6	15703	15458	0.836
Julio	247.4	56.57	28.16	329.4	320.5	16566	16296	0.824
Agosto	212.5	65.11	28.06	282.7	273.2	14307	14082	0.830
Septiembre	162.9	53.59	24.08	216.6	208.4	11172	11006	0.847
Octubre	123.9	46.51	20.62	165.5	157.7	8684	8564	0.863
Noviembre	91.5	28.27	14.68	125.8	119.2	6760	6673	0.884
Diciembre	78.2	21.64	11.92	109.9	103.5	5952	5878	0.892
Año	1891.4	593.51	19.34	2523.3	2426.7	131189	129274	0.854

Legendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
	DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del conjunto
	T_Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía inyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	PR	Índice de rendimiento

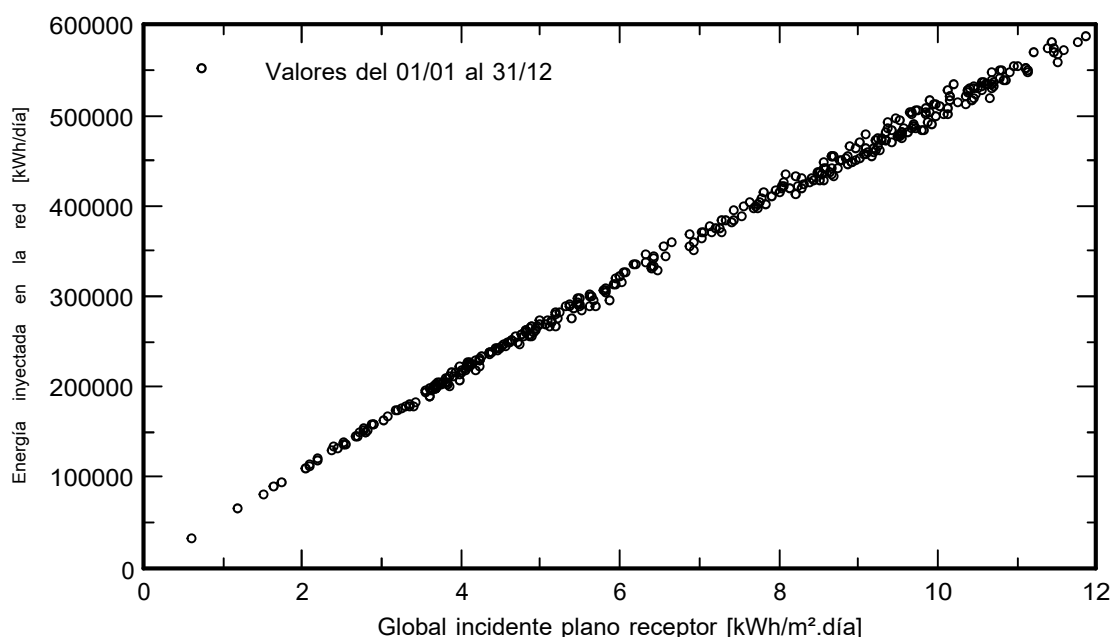
Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

Proyecto : PSFV ÁGUILAS 50

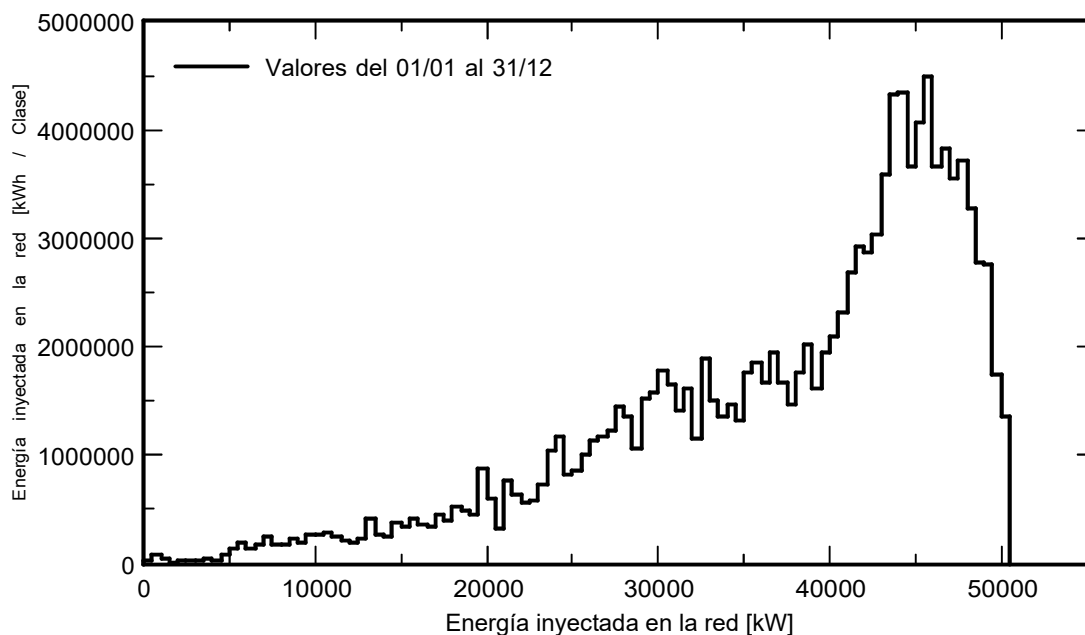
Variante de simulación : REV00

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso		
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	RSM132-8-685BNDG	Pnom	685 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	87588	Pnom total	59998 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000-330KTL-H1	Pnom	330 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	152.0	Pnom total	50160 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema



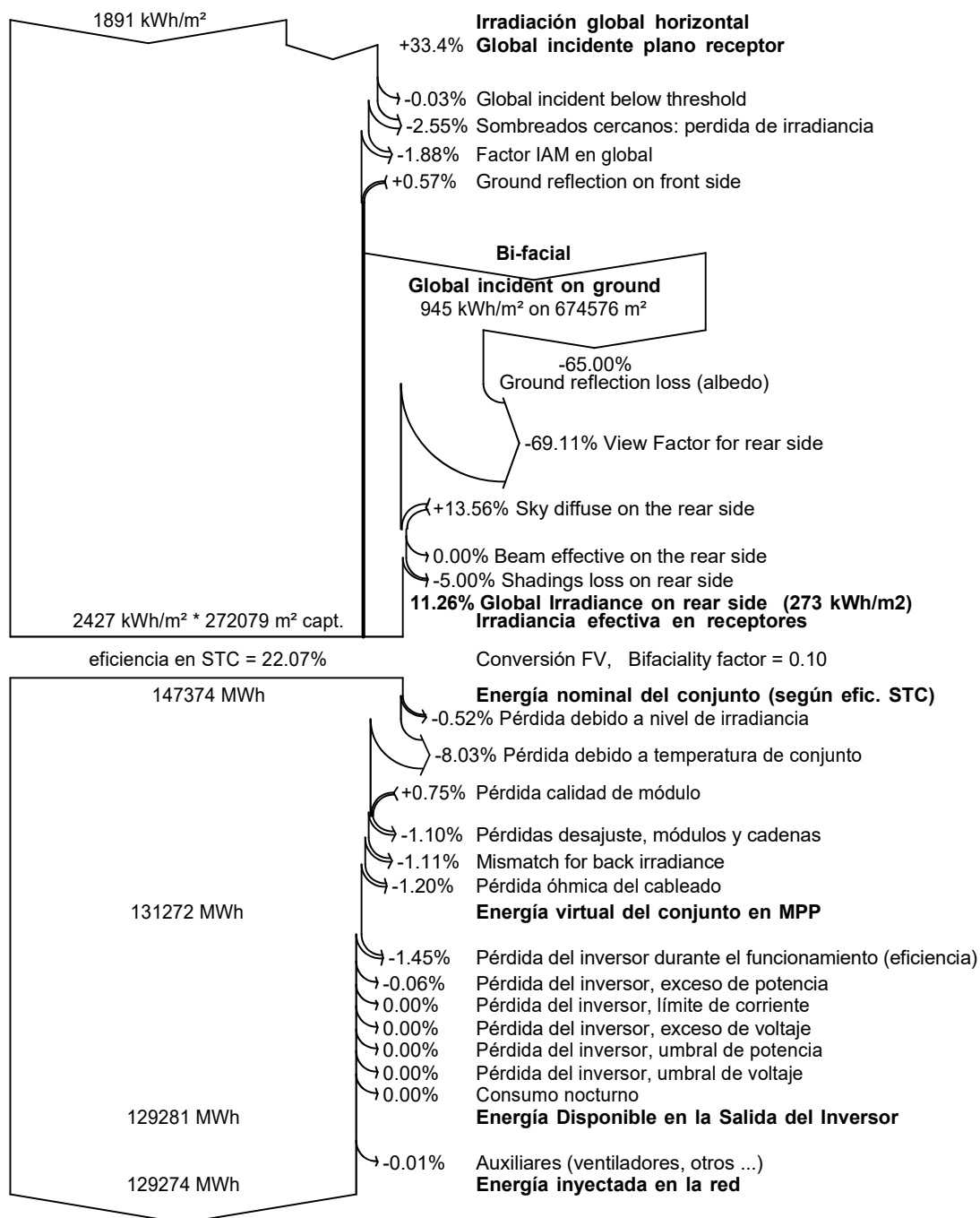
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : PSFV ÁGUILAS 50

Variante de simulación : REV00

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso		
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	RSM132-8-685BNDG	Pnom	685 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	87588	Pnom total	59998 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000-330KTL-H1	Pnom	330 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	152.0	Pnom total	50160 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto : **PSFV ÁGUILAS 55**

Sitio geográfico	Águilas	País	España	
Ubicación	Latitud	37.42° N	Longitud	-1.59° W
Tiempo definido como	Hora Legal	Huso horario UT	Altitud	41 m
	Albedo	0.20		
Datos meteorológicos:	Águilas	Meteonorm 7.2 (1991-2010), Sat=100% - Sintético		

Variante de simulación : **REV00**

Fecha de simulación 25/08/23 14h23

Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso			
Plano de seguimiento, eje inclinado	Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°	
Límites de rotación	Fi mínimo	-60°	Fi máximo	60°	
	Tracking algorithm	Astronomic calculation			
Estrategia "Retroceso"	Núm. de helióstatos	1606	conjuntos en cobertizo idénticos		
	Separación helióstatos	6.00 m	Ancho receptor	2.38 m	
Ángulo límite del retroceso	Límites de fi	60.5°	ocupación del suelo (GCR)		39.7 %
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm	
Horizonte	Sin horizonte				
Sombreados cercanos	Sombreado lineal				
Sistema bifacial	Modelo	Unlimited trackers, 2D calculation			
	Separación helióstatos	6.00 m	Ancho helióstatos	2.42 m	
	Backtracking limit angle	66.1°	GCR	40.3 %	
	Albedo del suelo	35.0 %	Axis height above ground	2.10 m	
	Factor de bifacialidad del módulo	10 %	Factor de sombreado trasero	5.0 %	
	Transparencia del módulo	0.0 %	Factor de desajuste trasero	10.0 %	
Necesidades del usuario :	Carga ilimitada (red)				

Características del conjunto FV

Módulo FV	Si-mono	Modelo	RSM132-8-685BNDG		
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Risen Energy Co., Ltd		
Número de módulos FV		En serie	28 módulos	En paralelo	3441 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	96348	Pnom unitaria	685 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	65998 kWp	En cond. de funciona.	60755 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	1024 V	l mpp	59343 A
Superficie total		Superficie módulos	299291 m²	Superficie célula	301924 m ²

Inversor

	Modelo	SUN2000-330KTL-H1			
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Huawei Technologies		
Características		Voltaje de funcionam.	500-1500 V	Pnom unitaria	330 kWac
Paquete de inversores		Núm. de inversores	167 unidades	Potencia total	55110 kWac
				Relación Pnom	1.20

Factores de pérdida del conjunto FV

Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (viento)	0.0 W/m ² K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	0.28 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas	-0.8 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas	0.10 %

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE IAM = $1 - b_o (1/\cos i - 1)$ Parám. b_o 0.05

Pérdidas auxiliares Constante (ventiladores) 0 W ... del umbral de potencia 0.0 kW
Night auxiliaries consumption 1500 W

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : PSFV ÁGUILAS 55

Variante de simulación : REV00

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	RSM132-8-685BNDG	Pnom 685 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	96348	Pnom total 65998 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000-330KTL-H1	Pnom 330 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	167.0	Pnom total 55110 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

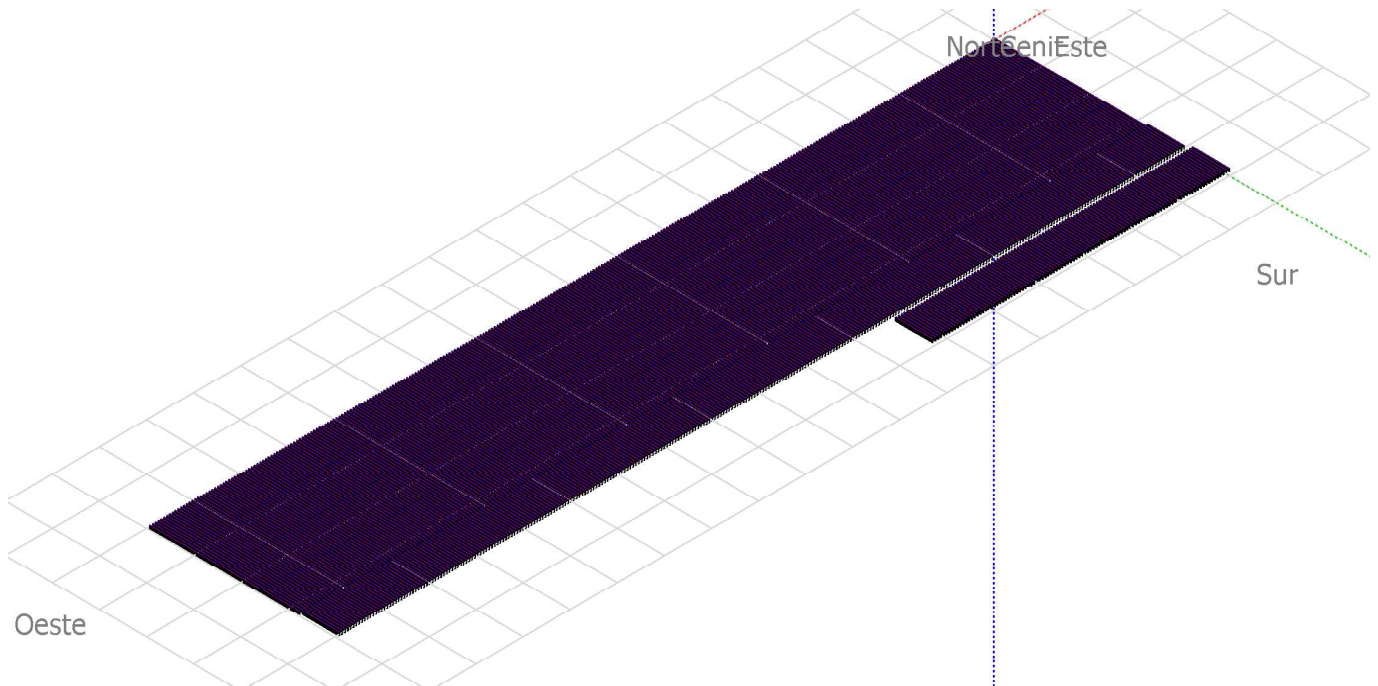
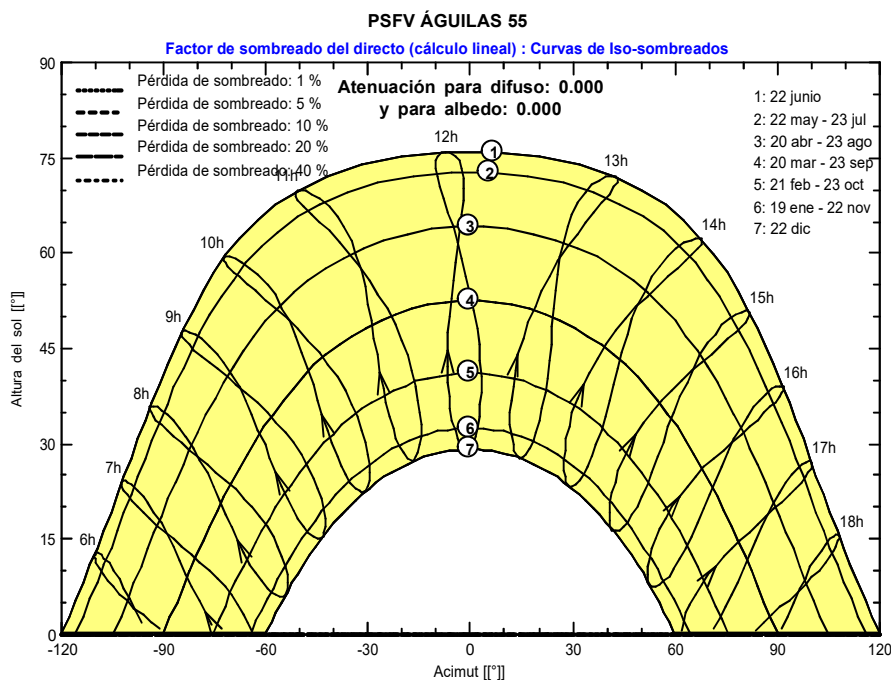


Diagrama de Iso-sombreados



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : PSFV ÁGUILAS 55

Variante de simulación : REV00

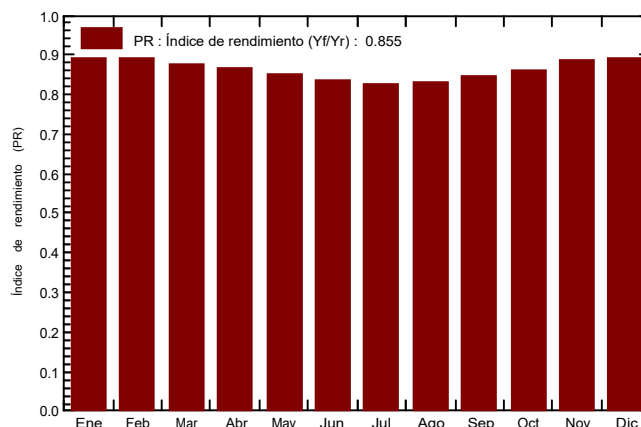
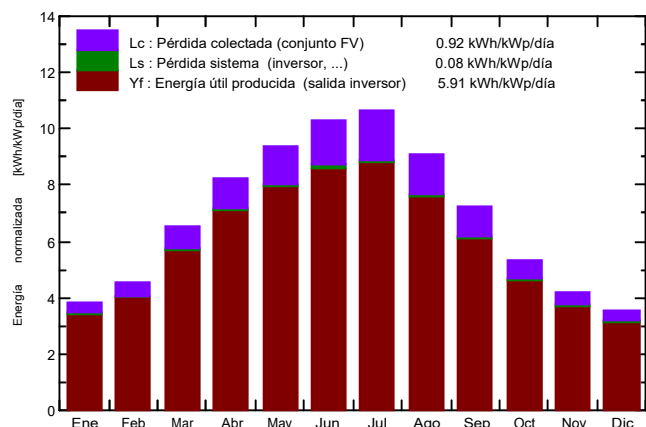
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	RSM132-8-685BNDG	Pnom 685 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	96348	Pnom total 65998 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000-330KTL-H1	Pnom 330 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	167.0	Pnom total 55110 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Resultados principales de la simulación

Producción del sistema **Energía producida 142333 MWh/año** Producción específica 2157 kWh/kWp/año
 Índice de rendimiento (PR) 85.47 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 65998 kWp

Índice de rendimiento (PR)



REV00

Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	
Enero	85.3	26.58	11.23	119.0	112.4	7105	7021	0.894
Febrero	96.0	36.68	12.56	127.0	120.7	7555	7463	0.890
Marzo	150.8	50.83	15.63	202.7	194.6	11861	11707	0.875
Abril	185.3	62.17	17.59	246.7	237.9	14261	14069	0.864
Mayo	223.0	75.73	21.45	289.7	279.7	16463	16235	0.849
Junio	234.5	69.84	25.59	308.4	298.6	17272	17022	0.836
Julio	247.4	56.57	28.16	329.4	320.5	18218	17945	0.825
Agosto	212.5	65.11	28.06	282.7	273.2	15737	15508	0.831
Septiembre	162.9	53.59	24.08	216.6	208.4	12289	12119	0.848
Octubre	123.9	46.51	20.62	165.5	157.7	9552	9429	0.863
Noviembre	91.5	28.27	14.68	125.8	119.2	7436	7346	0.885
Diciembre	78.2	21.64	11.92	109.9	103.5	6548	6470	0.892
Año	1891.4	593.51	19.34	2523.3	2426.5	144297	142333	0.855

Legendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
	DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del conjunto
	T_Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía inyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	PR	Índice de rendimiento

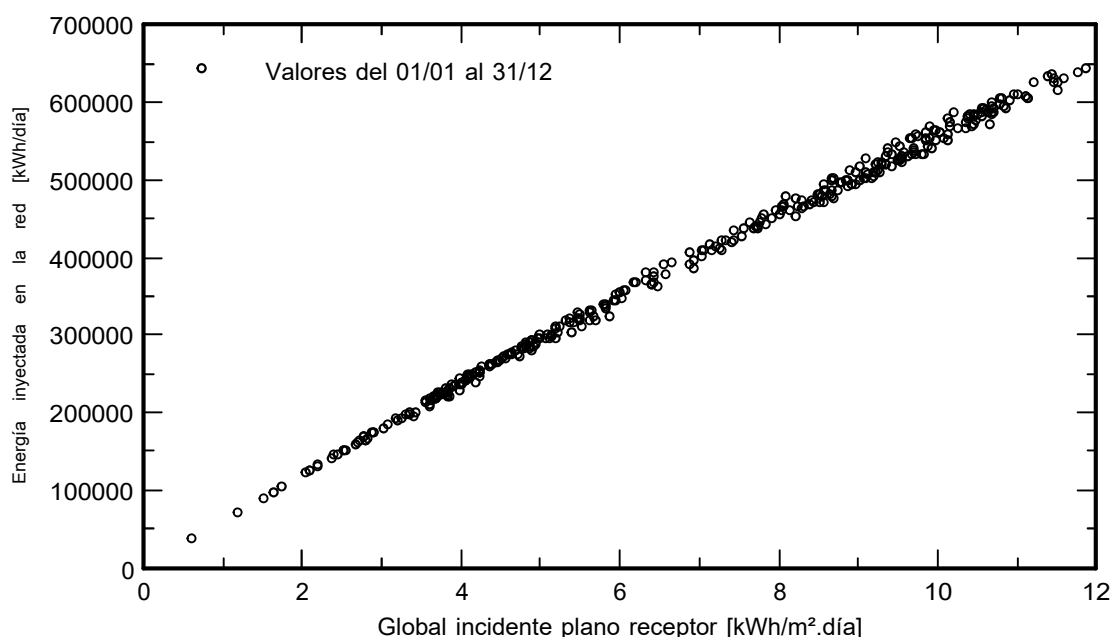
Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

Proyecto : PSFV ÁGUILAS 55

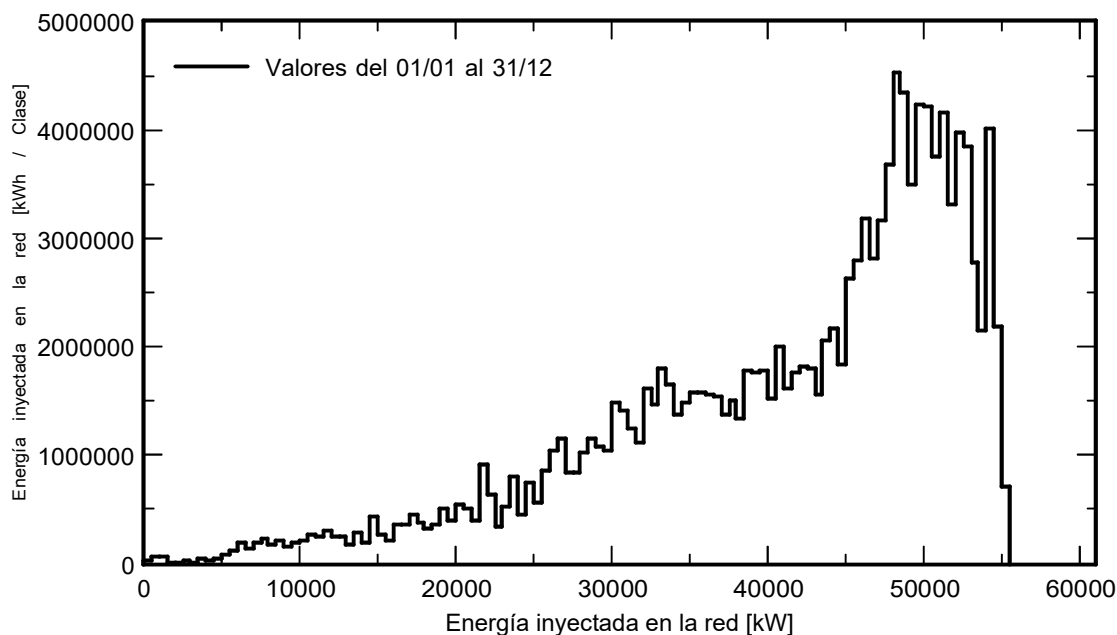
Variante de simulación : REV00

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso		
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	RSM132-8-685BNDG	Pnom	685 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	96348	Pnom total	65998 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000-330KTL-H1	Pnom	330 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	167.0	Pnom total	55110 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema



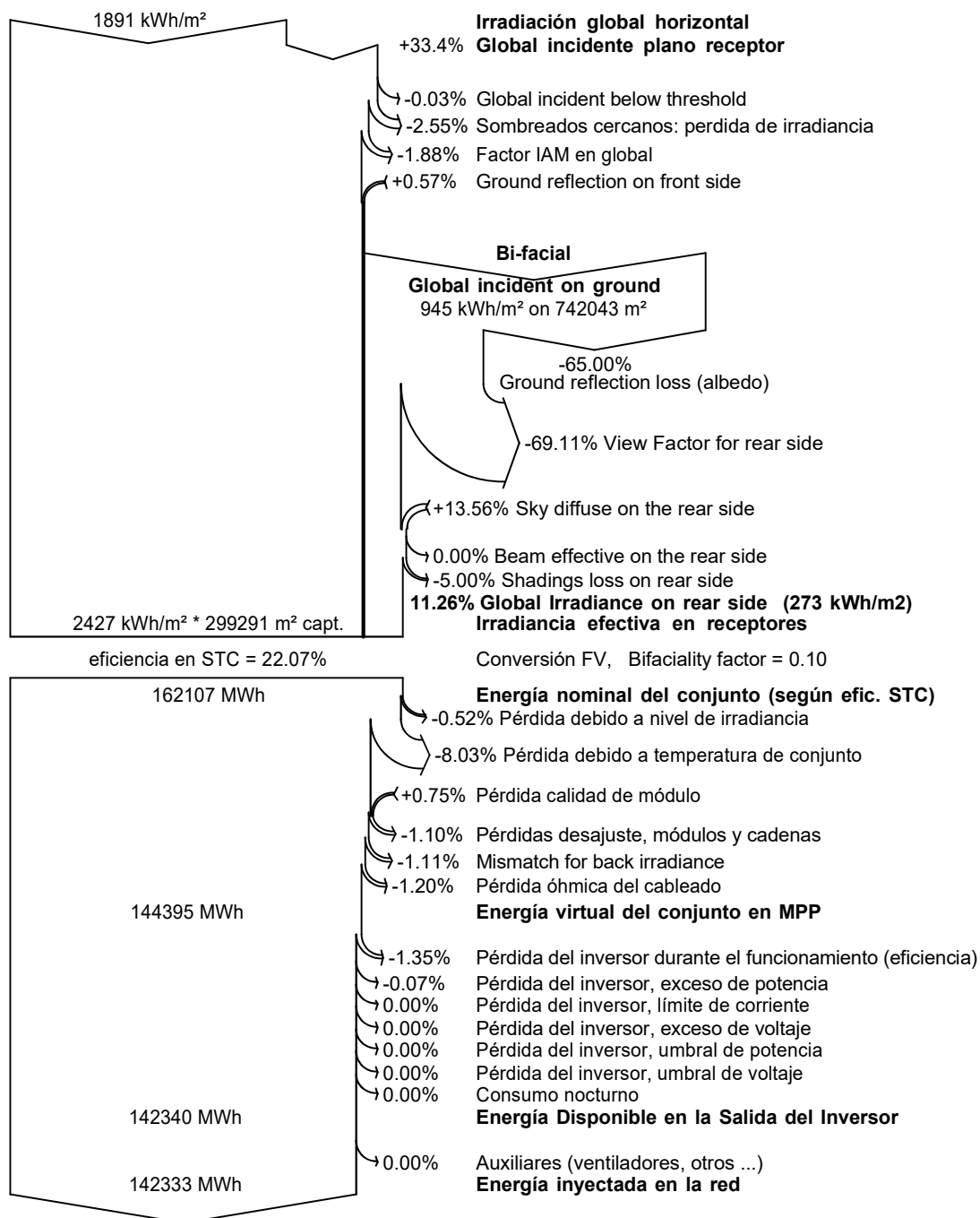
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : PSFV ÁGUILAS 55

Variante de simulación : REV00

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso		
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	RSM132-8-685BNDG	Pnom	685 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	96348	Pnom total	65998 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000-330KTL-H1	Pnom	330 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	167.0	Pnom total	55110 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto : PSFV ÁGUILAS 60

Sitio geográfico	Águilas	País	España	
Ubicación	Latitud	37.42° N	Longitud	-1.59° W
Tiempo definido como	Hora Legal	Huso horario UT	Altitud	41 m
	Albedo	0.20		
Datos meteorológicos:	Águilas	Meteonorm 7.2 (1991-2010), Sat=100% - Sintético		

Variante de simulación : REV00

Fecha de simulación 25/08/23 14h21

Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso		
Plano de seguimiento, eje inclinado	Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Límites de rotación	Fi mínimo	-60°	Fi máximo	60°
	Tracking algorithm	Astronomic calculation		
Estrategia "Retroceso"	Núm. de helióstatos	1756	Conjuntos en cobertizo idénticos	
	Separación helióstatos	6.00 m	Ancho receptor	2.38 m
Ángulo límite del retroceso	Límites de fi	60.0	ocupación del suelo (GCR)	39.7 %
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Horizonte	Sin horizonte			
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Sistema bifacial	Modelo	Unlimited trackers, 2D calculation		
	Separación helióstatos	6.00 m	Ancho helióstatos	2.42 m
	Backtracking limit angle	66.1°	GCR	40.3 %
	Albedo del suelo	35.0 %	Axis height above ground	2.10 m
	Factor de bifacialidad del módulo	10 %	Factor de sombreado trasero	5.0 %
	Transparencia del módulo	0.0 %	Factor de desajuste trasero	10.0 %
Necesidades del usuario :	Carga ilimitada (red)			

Características del conjunto FV

Módulo FV	Si-mono	Modelo	RSM132-8-685BNDG		
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Risen Energy Co., Ltd		
Número de módulos FV		En serie	27 módulos	En paralelo	3893 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	105111	Pnom unitaria	685 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	72001 kWp	En cond. de funciona.	66281 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	987 V	I mpp	67139 A
Superficie total		Superficie módulos	326512 m²	Superficie célula	329384 m²

Inversor

Parámetros definidos por el usuario	Modelo	SUN2000-330KTL-H1		
Características	Fabricante	Huawei Technologies		
	Voltaje de funcionam.	500-1500 V	Pnom unitaria	330 kWac
Paquete de inversores	Núm. de inversores	182 unidades	Potencia total	60060 kWac
			Relación Pnom	1.20

Factores de pérdida del conjunto FV

Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	0.24 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas	-0.8 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas	0.10 %

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE IAM = $1 - b_o (1/\cos i - 1)$ Parám. b_o 0.05

Pérdidas auxiliares Constante (ventiladores) 0 W ... del umbral de potencia 0.0 kW
Night auxiliaries consumption 1500 W

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : PSFV ÁGUILAS 60

Variante de simulación : REV00

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	RSM132-8-685BNDG	Pnom 685 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	105111	Pnom total 72001 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000-330KTL-H1	Pnom 330 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	182.0	Pnom total 60060 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

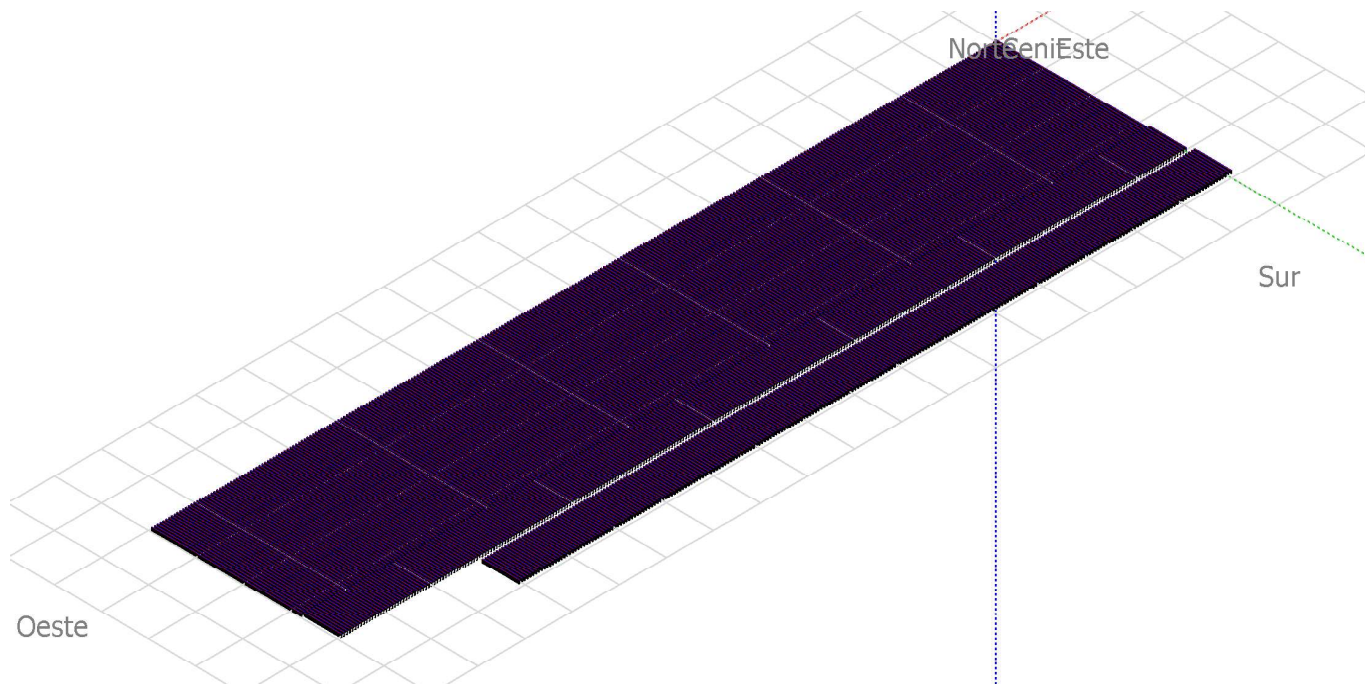
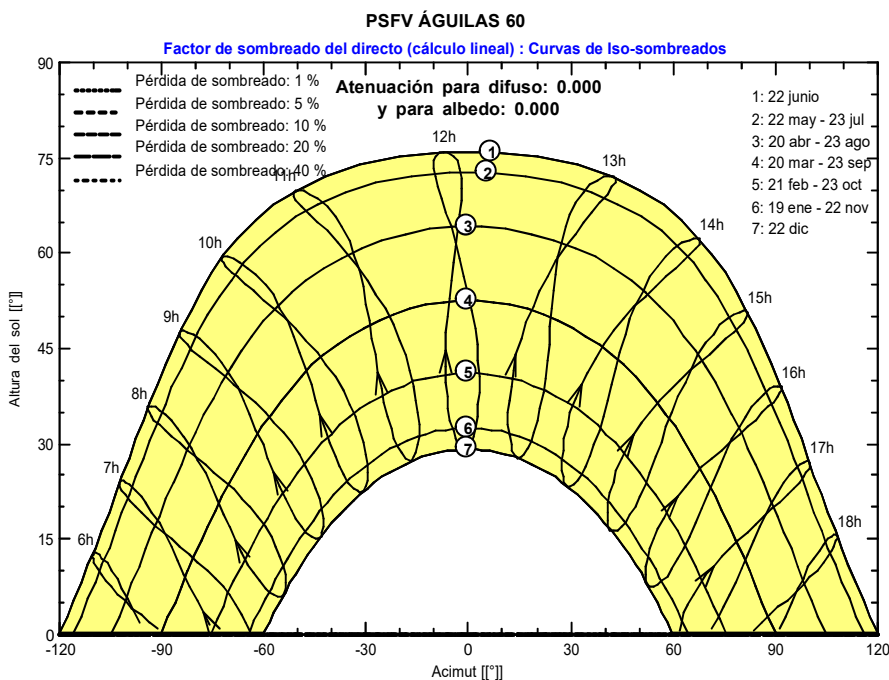


Diagrama de Iso-sombreados



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : PSFV ÁGUILAS 60

Variante de simulación : REV00

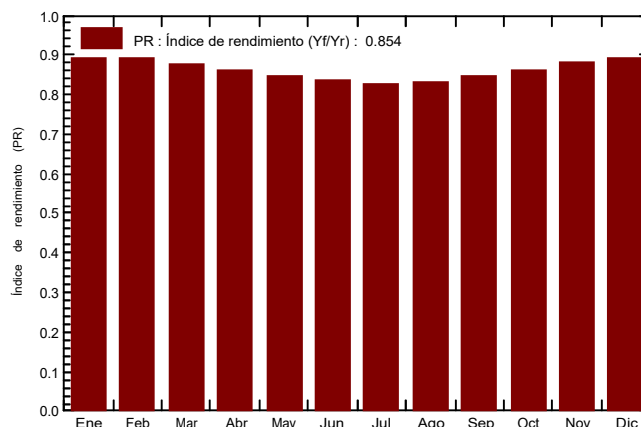
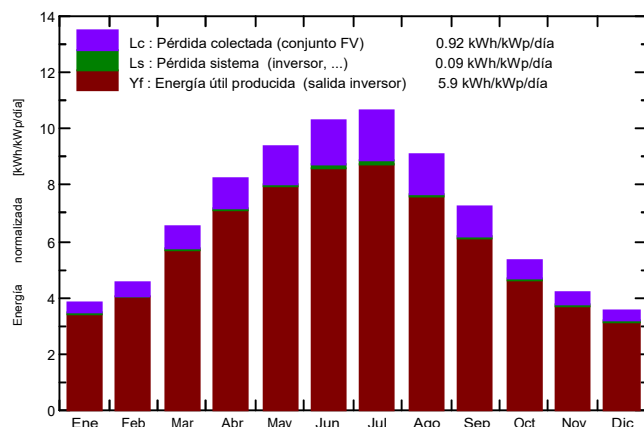
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	RSM132-8-685BNDG	Pnom 685 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	105111	Pnom total 72001 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000-330KTL-H1	Pnom 330 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	182.0	Pnom total 60060 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Resultados principales de la simulación

Producción del sistema **Energía producida 155122 MWh/año** Producción específica 2154 kWh/kWp/año
 Índice de rendimiento (PR) 85.38 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 72001 kWp

Índice de rendimiento (PR)



REV00

Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	
Enero	85.3	26.58	11.23	119.0	112.4	7752	7655	0.893
Febrero	96.0	36.68	12.56	127.0	120.7	8242	8136	0.890
Marzo	150.8	50.83	15.63	202.7	194.6	12939	12761	0.874
Abril	185.3	62.17	17.59	246.7	237.9	15556	15332	0.863
Mayo	223.0	75.73	21.45	289.7	279.7	17960	17692	0.848
Junio	234.5	69.84	25.59	308.4	298.6	18841	18547	0.835
Julio	247.4	56.57	28.16	329.4	320.5	19876	19553	0.824
Agosto	212.5	65.11	28.06	282.7	273.2	17169	16899	0.830
Septiembre	162.9	53.59	24.08	216.6	208.4	13407	13207	0.847
Octubre	123.9	46.51	20.62	165.5	157.7	10421	10277	0.863
Noviembre	91.5	28.27	14.68	125.8	119.2	8112	8008	0.884
Diciembre	78.2	21.64	11.92	109.9	103.5	7143	7055	0.892
Año	1891.4	593.51	19.34	2523.3	2426.6	157418	155122	0.854

Legendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
	DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del conjunto
	T_Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía inyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	PR	Índice de rendimiento

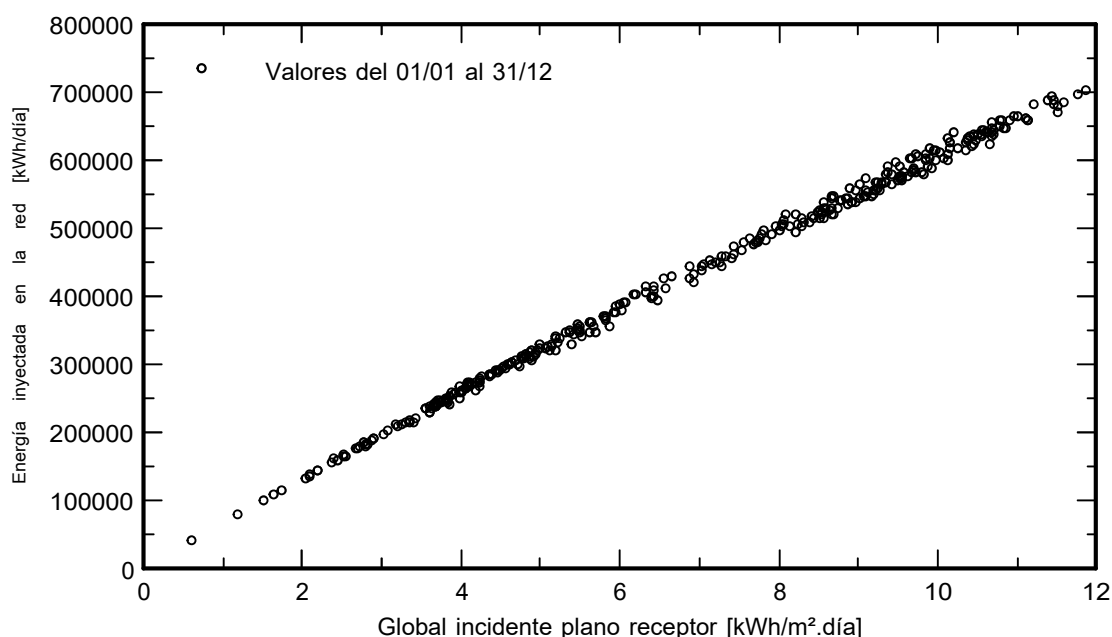
Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

Proyecto : PSFV ÁGUILAS 60

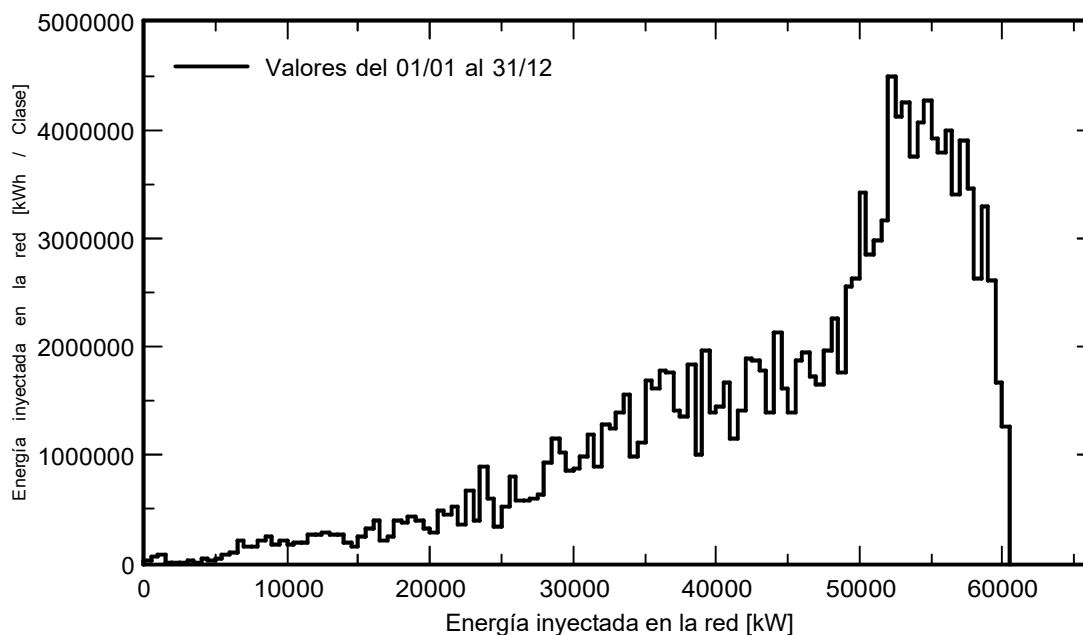
Variante de simulación : REV00

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	RSM132-8-685BNDG	Pnom 685 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	105111	Pnom total 72001 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000-330KTL-H1	Pnom 330 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	182.0	Pnom total 60060 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema



Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : PSFV ÁGUILAS 60

Variante de simulación : REV00

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso		
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	RSM132-8-685BNDG	Pnom	685 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	105111	Pnom total	72001 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000-330KTL-H1	Pnom	330 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	182.0	Pnom total	60060 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año

