ANEJO 9: CÁLCULOS INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

ÍNDICE

1 INTRODUCCIÓN 4

2 MARCO LEGAL 4

3 FÓRMULAS 5

3.1 CÁLCULOS FOTOVOLTAICOS 5

3.2 CÁLCULOS ELÉCTRICOS 8

4 CÁLCULOS DE LA POTENCIA DE LA INSTALACIÓN 14

4.1 DATOS DE PARTIDA 14

4.1.1 Ubicación de la planta fotovoltaica 16

4.2 ELECCION DE LA POTENCIA INSTALADA 17

4.3 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS 17

4.4 INVERSORES CC/CA 20

4.5 TIPOLOGÍA DE INSTALACIÓN GENERACION. 22

4.6 SISTEMA DE ACUMULACIÓN 24

4.7 SISTEMA DE MONITORIZACIÓN 26

4.8 SISTEMA ANTIVERTIDO 28

5 CÁLCULO DE LA RADIACIÓN Y TRAYECTORIA SOLAR DE LA ZONA 31

6 CÁLCULOS DE LA DISTANCIA MÍNIMA ENTRE FILAS E INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN ÓPTIMA DE LOS MÓDULOS FV 32

7 CÁLCULO DE LA PREVISIÓN DE PRODUCCIÓN (SIMULACIÓN) 33

8 CÁLCULO DE LA PREVISIÓN DE VOLUMEN DE AGUA BOMBEABLE MENSUAL. 37

9 CÁLCULO DE LA DISPONIBILIDAD DE AGUA TRASEGABLE 38

10 CÁLCULO DE LA ENERGIA USADA EN LA BATERIA. CICLO DE CARGA/DESCARGA Y COSUMO DE LA RED. 40

11 CÁLCULO DE LAS SECCIONES DEL CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA (CC) 47

11.1 CABLEADO DE LOS PANELES SOLARES 48

11.2 CABLEADO DE LOS STRINGS 48

11.3 CABLEADO DE STRINGS A INVERSORES 48

12 CÁLCULO DE LAS SECCIONES DEL CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA (CA) 57

12.1 CALCULO ACOMETIDA SISTEMA ACUMULACION A CUADRO GENERAL DE GENERACION. 60

12.2 INTERCONEXIONADO CUADRO GENRAL DE GENERACION A CUADRO GENERAL DE LA INSTALACION (CONSUMO). 61

13 CÁLCULO DE LAS PROTECCIONES DE LA INSTALACIÓN (CC/CA) 63

13.1 PROTECCIONES EN EQUIPOS 63

13.2 SOBRECARGAS. 63

13.3 CORTOCIRCUITOS. 64

13.4 PROTECCIONES FRENTE A SOBRETENSIONES 64

13.5 PROTECCIONES FRENTE A SOBRECARGAS Y SOBREINTENSIDADES 65

13.6 PROTECCIÓN FRENTE A CONTACTOS DIRECTOS O INDIRECTOS 66

14 CÁLCULO DE LAS CANALIZACIONES 67

14.1 BANDEJA PARA INSTALACIÓN ELÉCTRICA 67

15 PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN 68

1 INTRODUCCIÓN

En este anejo se diseñará y calculará los distintos elementos de la instalación fotovoltaica, partiendo de que la instalación es para autoconsumo sin vertido a red incluida en el apartado a) del artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que dice: "Modalidades de suministro con autoconsumo sin excedentes. Cuando los dispositivos físicos instalados impidan la inyección alguna de energía excedentaria a la red de transporte o distribución."

Para calcular una instalación fotovoltaica habrá que tener en cuenta:

- Lugar de instalación
- Radiación incidente sobre el sistema y pérdidas de rendimiento
- Número y potencia de los módulos fotovoltaicos
- Número y potencia de los inversores
- Conexionado y protecciones
- Puesta en marcha y medidas de mantenimiento

El fin es conseguir un compromiso entre la energía eléctrica para alimentar los receptores y la inversión realizada, teniendo en cuenta que la energía que recibimos del sol no es constante, cambia a lo largo del año y con las condiciones climatológicas.

2 MARCO LEGAL

LEGISLACIÓN ESTATAL

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión
- Real Decreto 1066/2001, de 28 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria frente a emisiones radioeléctricas
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica
- Real Decreto 2267/2004, de 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales.

LEGISLACIÓN AUTONÓMICA

- Resolución de la Dirección General de Industria, Energía y Minas por la que se aprueba la instrucción técnica para la aplicación en la Región de Murcia del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre.
- Ley 8/2004, de 28 de diciembre, de medidas administrativas, tributarias, de tasas y de función pública.
- Decreto 47/2003, de 16 de mayo, por el que se aprueba el reglamento del Registro de Establecimientos Industriales de la Región de Murcia

OTRA NORMATIVA

- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (IDAE)
- Guía profesional de tramitación del autoconsumo (IDAE)

3 FÓRMULAS

3.1 CÁLCULOS FOTOVOLTAICOS

Para la optimización y dimensionamiento de la planta solar se ha empleado tanto hojas de cálculo como el software de cálculo Helioscope.

Las horas de pico solar (PSH, peak sun hours) representa las horas de sol teóricas que habría habido para una irradiancia constante de 1000 W/m^2 en un tiempo determinado. Su cálculo se realiza de la siguiente forma:

$$PSH(h/m^2) = \frac{E_{irradiada}}{G_{ref}} = \frac{E_{irradiada}\ (Wh/m^2)}{1.000\ (W/m^2)}$$

Donde la energía irradiada sobre unidad de superficie $E_{irradiada}(Wh/m^2)$ es la irradiancia instantánea recibida por el tiempo de exposición:

$$E_{irradiada}(Wh/m^2) = G_{irradiada}(W/m^2) \cdot t(h)$$

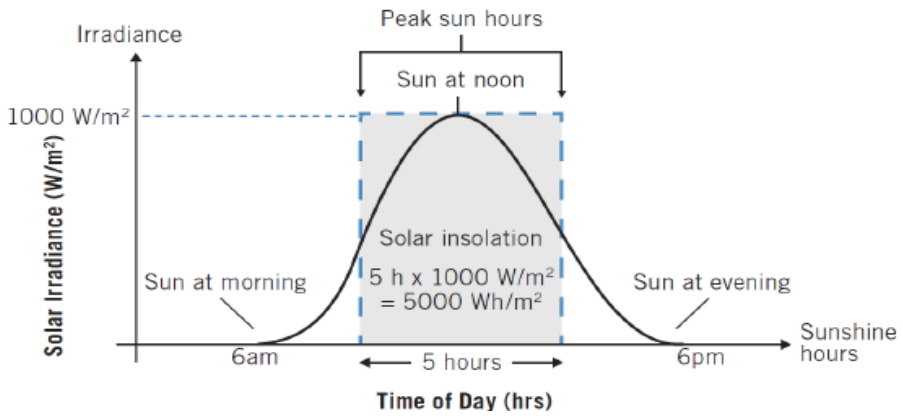


Ilustración 1: Horas solares pico

La energía generada teórica por una instalación solar fotovoltaica se calcula con la siguiente expresión:

$$E_{FV}(kWh) = P_{pico}(kW) \cdot PSH$$

Donde:

$E_{FV}(kWh)$: Energía teórica generada por la planta solar

$P_{pico}(kW)$: Potencia pico del total de paneles instalados

PSH: Horas solares pico

El rendimiento total (performance ratio) de la planta fotovoltaica es una concatenación de pérdidas de rendimiento debido a diferentes factores como puede ser por potencia nominal, mismatch, polvo y suciedad, angulares y espectrales, cableado, seguimiento punto de máxima potencia, rendimiento del inversor, sombras, etc. Por lo tanto, el rendimiento global es:

$$PR = \prod_{i=1}^{n} PR_i$$

La energía generada real por una instalación solar fotovoltaica se calcula teniendo en cuenta el rendimiento total y la producción teórica con la siguiente expresión:

$$E_{FV}(kWh) = P_{pico}(kW) \cdot PSH \cdot PR$$

Donde:

$E_{FV}(kWh)$: Energía teórica generada por la planta solar

$P_{pico}(kW)$: Potencia pico del total de paneles instalados

PSH: Horas solares pico que representa las horas teóricas de sol con una irradiación de 1000 W/m^2

PR: Rendimiento global de la instalación fotovoltaica

La temperatura de trabajo de las células fotovoltaicas sigue la siguiente expresión:

$$T_c = T_a + G \cdot \frac{T_{ONC} - 20}{80}$$

Donde:

T_c: Temperatura de trabajo de la célula (ºC)

T_a: Temperatura ambiente (ºC)

G: Irradiancia (W/m^2)

T_{ONC}: Temperatura de operación nominal de la célula (ºC)

La expresión para calcula el voltaje mínimo de un panel o conjunto de paneles solares se obtiene con:

$$V_{T_{Min}} = V_{OC} + \beta \cdot (T_{Cel_{Min}} - T_{STC})$$

Donde:

$V_{T_{Min}}$: Voltaje a la mínima temperatura (V)

V_{OC}: Voltaje en circuito abierto (V)

β: Coeficiente térmico (V/ºC)

$T_{Cel_{Min}}$: Temperatura mínima de la célula fotovoltaica

T_{STC}: Temperatura en condiciones STC

La expresión para calcula el voltaje máximo de un panel o conjunto de paneles solares se obtiene con:

$$V_{T_{Max}} = V_{MPP} + \beta \cdot (T_{Cel_{Max}} - T_{STC})$$

Donde:

$V_{T_{Max}}$: Voltaje a la máxima temperatura (V)

V_{MPP}: Voltaje en el punto máximo de potencia (V)

β: Coeficiente térmico (V/ºC)

$T_{Cel_{Max}}$: Temperatura máxima de la célula fotovoltaica

T_{STC}: Temperatura en condiciones STC

3.2 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Para el diseño y el cálculo eléctrico se ha hecho uso del software DMELECT 2022. Este programa permite obtener tipos de cableado y secciones acorde a la normativa vigente del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Para los cálculos de la sección del cable se ha considerado las siguientes fórmulas:

Intensidad de corriente continua y alterna monofásica:

$$I = \frac{P}{Vcos\varphi}$$

Donde:

- I: Intensidad en amperios [A]
- P: Potencia en vatios [W]
- V: Tensión en voltios [V]
- Cosφ: Factor de potencia. (Cosφ = 1 para corriente continua).

Intensidad de corriente alterna trifásica:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}Ucos\varphi}$$

Donde:

- I: Intensidad en amperios [A]
- P: Potencia en vatios [W]
- U: Tensión entre fases en voltios [V]
- Cosφ: Factor de potencia.

Caída de tensión y sección en corriente continua y alterna monofásica:

$$e = \frac{2LP}{kSV}$$

$$S = \frac{2LP}{keV}$$

Donde:

- e: Caída de tensión en voltios [V]
- L: Longitud de la línea en metros [m]
- P: Potencia en vatios [W]
- Cosφ: Factor de potencia. (Cosφ = 1 para corriente continua)
- K: Conductividad [m/(Ωmm^2)]
- S: Sección del conductor en milímetros cuadrados [mm^2]
- V: Tensión [V]

Caída de tensión y sección en corriente alterna trifásica:

$$e = \frac{\sqrt{3}LP}{kSU}$$

$$S = \frac{\sqrt{3}LP}{keU}$$

Donde:

- e: Caída de tensión en voltios [V]
- L: Longitud de la línea en metros [m]
- U: Tensión entre fases en voltios [V]
- Cosφ: Factor de potencia. (Cosφ = 1 para corriente continua)
- K: Conductividad [m/(Ωmm2)]
- S: Sección del conductor en milímetros cuadrados [mm²]

El valor de la conductividad, medida en m/(Ω*mm²), será de 56 para el cobre y de 36 para el Aluminio a 20ºC pero varía con la temperatura por lo que se tendrá en cuenta dicha variación según el método de instalación.

Tablas de intensidad admisible y factores de corrección:

Para conocer los valores de intensidad máxima admisible de los conductores se van a utilizar las tablas correspondientes del REBT, concretamente en la GUÍA-BT-19:

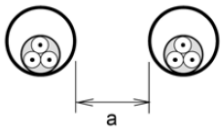
Para cables enterrados:

D - Intensidad admisible (en A), para cables soterrados bajo tubo (tensión asignada hasta 0,6/1 kV)

SECCIÓN mm²	**3 XLPE** (3 cables unipolares o 1 tripolar)		**2 XLPE** (2 cables unipolares o 1 bipolar)	
	Cobre	**Aluminio**	**Cobre**	**Aluminio**
1,5	23	--	27	--
2,5	30	23	36	27
4	39	30	46	36
6	48	37	58	44
10	64	49	77	58
16	82	62	100	77
25	105	82	130	98
35	130	98	155	120
50	155	115	183	139
70	190	145	225	170
95	225	175	265	205
120	260	200	305	230
150	300	230	340	265
185	335	260	385	295
240	400	305	440	340
300	455	350	500	385
400	530	405	570	445
500	610	465	660	510
630	710	530	735	575
Condiciones de cálculo	Resistividad térmica del terreno: 1,5 K.m/W			
	Temperatura del terreno: 25ºC			
	Profundidad de la instalación: 70 cm			

Tabla H. Factores de reducción para agrupamiento de cables multiconductores en tubos enterrados, un cable por tubo (tabla 52 E3 A de la UNE 20460-5-523:2004)

Número de cables	Distancia entre tubos			
	Nula (tubos en contacto)	0,25 m	0,50 m	1,0 m
2	0,85	0,90	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,90	0,95
4	0,70	0,80	0,85	0,90
5	0,65	0,80	0,85	0,90
6	0,60	0,80	0,80	0,90



Para cables al aire:

Tabla A - Intensidades admisibles para cables con conductores de cobre, no enterrados
Temperatura ambiente 40ºC en el aire

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
A1		3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE						
A2	3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE							
B1				3x PVC	2x PVC		3x XLPE		2x XLPE			
B2			3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE					
C					3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE		
E						3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE	
F							3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE
Sección mm^2 COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	--
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	--
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	--
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	--
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	--
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	--
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	--	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	--	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	--	--	--	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	--	--	--	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	--	--	--	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	--	--	--	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	--	--	--	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	--	--	--	315	350	374	401	435	468	490	552	590
300	--	--	--	361	401	430	461	500	538	563	638	678
400	--	--	--	431	480	515	552	699	645	674	770	812
500	--	--	--	493	551	592	633	687	741	774	889	931
630	--	--	--	565	632	681	728	790	853	890	1028	1071

Se indican como 3x los circuitos trifásicos y como 2x los monofásicos.
A efecto de las intensidades admisibles los cables con aislamiento termoplástico a base de poliolefina (Z1) son equivalentes a los cables con aislamiento de policloruro de vinilo (V).

Donde los métodos de instalación serían los relacionados en la siguiente tabla:

Tabla B - Tipos de instalación de cables no enterrados

A1	- Conductores unipolares aislados en tubos empotrados en paredes térmicamente aislantes - Cables multiconductores empotrados directamente en paredes térmicamente aislantes. - Conductores unipolares aislados en molduras. - Conductores unipolares aislados en conductos o cables uni o multiconductores dentro de los marcos de las puertas. - Conductores unipolares aislados en tubos o cables uni o multiconductores dentro de los marcos de las ventanas.
A2	- Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes térmicamente aislantes.
B1	- Conductores aislados o cable unipolar en tubos empotrados en obra - Conductores aislados o cable unipolar en tubo sobre pared de madera o mampostería separados a una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del tubo. - Conductores unipolares aislados en canales o conductos cerrados de sección no circular sobre pared de madera - Cables unipolares o multiconductores en huecos de obra de fábrica +) - Conductores unipolares aislados en tubos dentro de huecos de obra de fábrica +) - Conductores unipolares aislados en conductos cerrados de sección no circular en huecos de obra de fábrica +) - Conductores aislados en conductos cerrados de sección no circular empotrados en obra de fábrica con una resistividad térmica no superior a 2K·m/W +) - Conductores unipolares aislados o cables unipolares en canal protectora empotrada en el suelo - Conductores aislados o cables unipolares en conductos perfilados empotrados - Cables uni o multiconductores en falsos techos o suelos técnicos +) - Conductores unipolares aislados o cables unipolares en canal protectora suspendida - Conductores aislados o cables unipolares en tubos en canalizaciones no ventiladas +) - Conductores unipolares aislados en tubos en canales de obra ventilados - Cables uni o multiconductores en canales de obra ventilados - Conductores unipolares aislados o cables unipolares dentro de zócalos acanalados (rodapiés ranurado)
B2	- Cables multiconductores en tubos empotrados en obra - Cables multiconductores en tubos sobre pared de madera o separados a una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del tubo. - Cables multiconductores en canales o conductos cerrados de sección no circular sobre pared de madera - Cables multiconductores en canal protectora suspendida - Cables multiconductores dentro de zócalos acanalados(rodapiés ranurado) - Cables multiconductores en canal protectora empotrada en el suelo - Cables multiconductores en conductos perfilados empotrados
C	- Cables multiconductores directamente bajo un techo de madera - Cables unipolares o multiconductores sobre bandejas no perforadas - Cables unipolares o multiconductores fijados en el techo o pared de madera o espaciados 0,3 veces el diámetro del cable - Cables uni o multiconductores empotrados directamente en paredes
E	- Cables multiconductores separados de la pared una distancia no inferior a 0,3 D 5) - Cables unipolares o multiconductores sobre bandejas perforadas en horizontal o vertical - Cables unipolares o multiconductores sobre bandejas de rejilla - Cables unipolares o multiconductores sobre bandejas de escalera - Cables unipolares o multiconductores suspendidos de un cable fiador
F	- Se aplica a los mismos sistemas de instalación que el tipo E, cuando la sección del conductor es superior a 25 mm^2 - Cables unipolares en contacto mutuo separados de la pared una distancia no inferior a D 5)

Tabla E. Factores de reducción para agrupamiento de varios circuitos (Tabla A.52-3 de la norma UNE 20 460-5-523:2004)

Ref.	Disposición de cables contiguos	Número de circuitos o cables multiconductores								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Empotrados o embutidos	1,00	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre pared, suelo o superficie sin perforar	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	Sin reducción adicional para más de 9 circuitos o cables multiconductores.		
3	Capa única fijada bajo techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60			
4	Capa única en una bandeja perforada vertical u horizontal	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70			
5	Capa única con apoyo de bandeja escalera o abrazaderas (collarines) etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,8			

Nota 1. Estos factores son aplicables a grupos homogéneos de cables cargados por igual.
Nota 2. Cuando la distancia horizontal entre cables adyacentes es superior al doble de su diámetro exterior, no es necesario factor de reducción alguno.
Nota 3. Los mismos factores se aplican para grupos de dos o tres cables unipolares que para cables multiconductores.
Nota 4. Si un sistema se compone de cables de dos o tres conductores, se toma el número total de cables como el número de circuitos, y se aplica el factor correspondiente a las tablas de dos conductores cargados para los cables de dos conductores y a las tablas de tres conductores cargados para los cables de tres conductores.
Nota 5. Si la instalación se compone de "n" conductores unipolares cargados, también pueden considerarse como "n/2" circuitos de dos conductores o "n/3" circuitos de tres conductores cargados.

Tabla F – Factor de reducción adicional para cables instalados en varias capas

Nº de capas	2	3	4 ó 5	6 a 8	9 o más
Factor	0,8	0,73	0,70	0,68	0,66

Sección del cable necesaria para soportar un cortocircuito:

$$S = \frac{Isc\sqrt{t}}{Ksc}$$

Donde:

S: sección del conductor [mm^2]

Isc: corriente de cortocircuito en amperios [A]

t: tiempo en segundos hasta extinción del defecto[s]

K_{sc}: una constante que depende del conductor y de las temperaturas inicial y final del cortocircuito. Toma el valor de K_{sc} =143 para conductores de cobre con aislamiento XLPE y K_{sc} =94 para conductores de aluminio con XLPE

Estos valores se recogen en la tabla siguiente de la ITC-BT-22

	Aislamiento de los conductores							
	PVC 70°C ≤ 300 mm²	PVC 70°C > 300 mm²	PVC 90°C ≤ 300 mm²	PVC 90°C > 300 mm²	PR/EPR	Goma 60 °C	Mineral Con PVC	Mineral Desnudo
Temperatura inicial °C	70	70	90	90	90	60	70	105
Temperatura final °C	160	140	160	140	250	200	160	250
Material del conductor								
Cobre	115	103	100	86	143	141	115 *)	135
Aluminio	76	68	66	57	94	93	-	-
Conexiones soldadas con estaño para conductores de cobre	115	-	-	-	-	-	-	-

4 CÁLCULOS DE LA POTENCIA DE LA INSTALACIÓN

4.1 DATOS DE PARTIDA

El sistema Fotovoltaico con acumulación, tal y como se explica en la memoria de proyecto tiene como objeto satisfacer la energía necesaria para el bombeo de todo el agua que se trasiega anualmente en el embalse donde se ubicara la planta fotovoltaica con acumulación y sin vertido.

Lo primero que hemos de tener son los datos de partida, de volumen de agua trasegado y consumo energético, y el ratio equivalente.

Densidad energetica impulsion los albares. CR ascoy			
Año	m³ trasegados	energia consumida	Ratio kWh/m3
2018	4.361.231	2.372.233	0,54394
2019	4.591.783	2.669.745	0,58142
2020	3.904.226	2.441.676	0,62539
2021	4.162.435	2.735.557	0,65720
2022	4.385.000	2.590.331	0,59073
Media	4.280.935	2.561.908	0,5997

Los datos facilitados por la Comunidad de regantes de los últimos 5 años, son los siguientes.

El agua disponible anualmente por la comunidad se recoge en la siguiente tabla

Origen	M3	Disponibilidad Anual
Pozos Canutos	5.724.165	30%
EDAR	1.150.000	100%
Acequia Los Charcos	1.150.000	100%
Rio RD 53	529.200	100%

LA EDAR tiene la disposición en precario y tieen limitada a temporalidad del suministro en función de la meteorología y el uso propio. Se recoge la media historica de uso de los distintos aportes de agua por meses:

Disponibilidad %	M3 anual Total	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
Pozos Canutos	**5.724.165**	**2,0**	**1,5**	**2,5**	**2,5**	**3,5**	**4,0**	**4,0**	**4,0**	**4,0**	**2,0**	**0,0**	**0,0**	**30**
Edar	**1.150.000**	**5,0**	**6,0**	**8,0**	**12,0**	**12,0**	**10,0**	**6,0**	**5,0**	**7,0**	**7,0**	**11,0**	**11,0**	**100**
Los Charcos	**1.150.000**	**5,0**	**6,0**	**8,0**	**12,0**	**12,0**	**12,0**	**11,0**	**10,0**	**7,0**	**7,0**	**8,0**	**2,0**	**100**
Rio RD 53	**529.200**	**0,0**	**2,0**	**7,5**	**7,5**	**9,0**	**14,0**	**30,0**	**20,0**	**3,0**	**5,5**	**1,0**	**0,0**	**100**

Disponibilidad M3	anual	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
Pozos Canutos	5.724.165	114.483	85.862	143.104	143.104	200.346	228.967	228.967	228.967	228.967	114.483	0	0	1.717.250
Edar	1.150.000	57500	69000	92000	138000	138000	115000	69000	57500	80500	80500	126500	126500	1.150.000
Los Charcos	1.150.000	57500	69000	92000	138000	138000	138000	126500	115000	80500	80500	92000	23000	1.150.000
Rio RD 53	529.200	0	10.584	39.690	39.690	47.628	74.088	158.760	105.840	15.876	29.106	5.292	0	526.554
Total	8.553.365	229.483	234.446	366.794	458.794	523.974	556.055	583.227	507.307	405.843	304.589	223.792	149.500	4.543.804

Como se observa se dispone en condiciones generales de 4.543.000 m3 anuales para trasegar y el consumo medio de agua trasegada desde el embalse en los 5 años es de 4.280.935m3.

Se marca un objetivo mínimo de 4.300.000m3 para el sistema que con el ratio de consumo de 0.60kWh/m3 da un consumo previsto de 2.580.000kWh.

El consumo obtenido casa con los datos de consumo suministrados.

En primer lugar, recopilaremos todos los datos de partida necesarios para el diseño y dimensionado de la instalación fotovoltaica para alimentar a la Comunidad de Regantes.

Para este diseño hacemos uso de las siguientes fuentes:

- Curva de carga de consumo de energía eléctrica cuartohoraria del único CUPS que se dispone
- Tipología y lugar de la instalación de la planta para determinar inclinación y orientación de los paneles
- Climatología e irradiación de la ubicación de la planta fotovoltaica
- Precios de potencia y energía que la Comunidad de Regantes tienen con la compañía comercializadora de electricidad
- Potencias contratadas en los seis periodos de facturación eléctrica

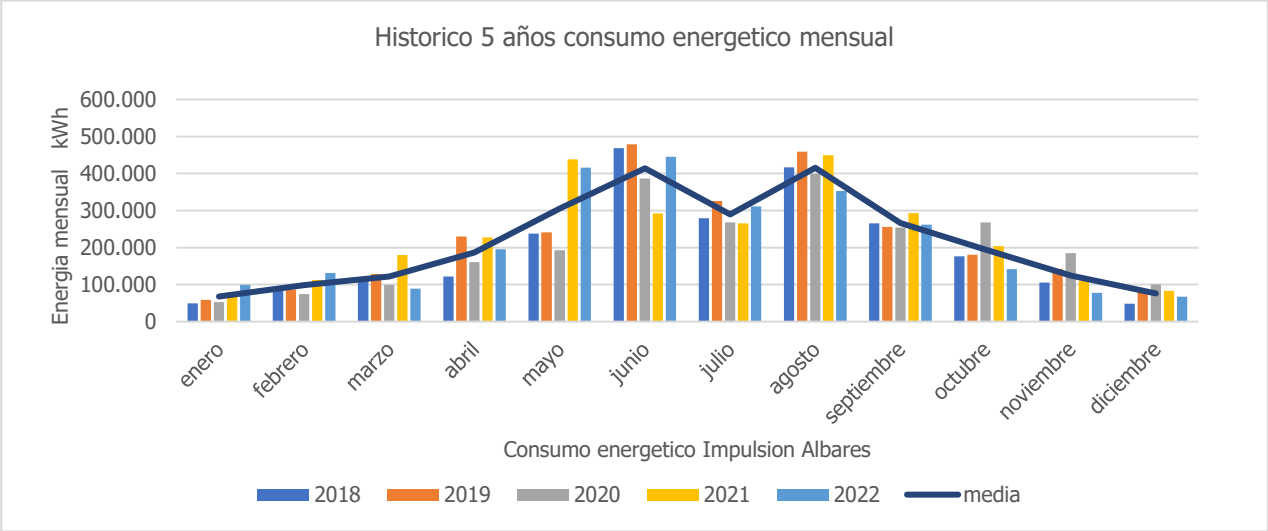
4.1.1 Ubicación de la planta fotovoltaica

La planta solar fotovoltaica se ubica flotante sobre la superficie de agua de la balsa ubicado en el término municipal de Cieza. Su localización es parcela 269 del Polígono 32 TM Cieza, Murcia. La referencia catastral es 30019A032002690000TU, el número de CUPS: ES0021000011385928JM

Curva de carga usada para el diseño

AÑO	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre	Total
2018	49.179	89.368	112.076	121.962	238.043	468.977	279.609	416.681	265.700	176.360	105.554	48.724	2.372.233
2019	58.462	86.467	128.681	229.890	241.180	479.068	325.607	459.299	256.075	180.532	142.536	81.948	2.669.745
2020	52.578	74.121	99.474	160.476	193.218	386.639	268.294	399.337	254.151	268.477	184.730	100.181	2.441.676
2021	79.948	112.300	179.923	227.069	438.439	292.340	265.556	449.699	293.404	203.758	110.240	82.881	2.735.557
2022	99.290	131.337	88.822	195.598	416.304	444.931	311.329	353.061	262.391	141.882	77.896	67.490	2.590.331

Para el diseño y optimización de la potencia instalada en la planta fotovoltaica se analizado las curvas de carga de los últimos 5 años para comprobar tanto el consumo como los valores de solape respedcto a la producción solar. Su ponderación se ha hecho escalando las curvas para que coincidieran con los mismos días de la semana. La curva empleada ha sido de tipo cuartohoraria durante todo un año. La energía demandada totalizada por meses es en KWh:



4.2 ELECCION DE LA POTENCIA INSTALADA

Con la premisa de llegar a los más cerca al 100% con el espacio disponible, con el fin de mitigar el altísimo coste energético que aboca a la inviabilidad de la explotaciones agrícolas, se ha analizado con PVGIS y Helioscope la producción energética en cada una de las 3 zonas disponibles, Lámina de agua en el Embalse (la máxima respetando la usabilidad del embalse), taludes del propio embalse con orientación Sur Este y la zona Sur dando lugar a un ratio de 1475.9kWh/KWp instalado en Helioscope y 1480.2 en PVGIS.

Si proveemos un 95% aprovechamiento inicial antes de realizar el ajuste del modo de funcionamiento según Energía y agua, necesitamos = $\frac{2.580.000kWh}{0.95} = 2.715.789kWh$

Para obtener la potencia pico necesaria kWp = $\frac{kWh}{ratio\frac{kWh}{kwp}} = \frac{2.715.789}{1.475,9} = 1.840kWp\ como\ minimo$

Tal y como se ha explicado en la memoria se ha elegido al módulo de 580Wp por ser de alta eficiencia y maximizar el número de Wp instalados por metro cuadrado, y utilizando series de 18 módulos, por lo que la disposición mínima superior a esa potencia pico es de 1879,2kWp con 3240 módulos de 580Wp

4.3 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Gracias al efecto fotoeléctrico, las células fotovoltaicas tienen la capacidad de generar una fuerza electromotriz generando una corriente eléctrica cuando se exponen a una radiación luminosa. Se agrupan varias células en lo que se denomina módulo o panel fotovoltaico, que no es otra cosa que un conjunto de estas conectadas convenientemente, de tal forma que reúnan unas condiciones óptimas para su integración en sistemas de generación de energía, siendo compatibles (tanto en tensión como en potencia) con las necesidades y equipos estándares existentes en el mercado.

Normalmente, se habla de paneles de 6 V, 12 V y 24 V, 36V, 48V o 60V, si bien es cierto que su tensión está por encima de las mencionadas, oscilando las potencias producidas entre unos pocos vatios y los 610 Wp, valor este último que va cambiando con el paso del tiempo ya que cada vez encontramos módulos con mejor rendimiento.

Las células que integran un panel fotovoltaico deben estar comprendidas en un rango muy estrecho en cuanto a sus parámetros eléctricos, para evitar las descompensaciones que se producirían en el interior del módulo si unas generaran más corriente que las vecinas. Precisamente por este motivo son de suma importancia las pruebas finales de las células, dentro de su proceso de fabricación.

El módulo fotovoltaico consta de diversas capas que recubren a las células por arriba y por abajo, con el fin de darles una protección mecánica, a la vez que además las protegen contra los agentes atmosféricos, especialmente el agua, que puede llegar a ser causante de la oxidación de los contactos, con lo cual las células quedarían inservibles para la producción de energía.

Los módulos fotovoltaicos tienen estructuras y formas muy variadas. Podríamos hacer una división general diciendo que un módulo puede estar formado por:

- Cubierta exterior.
- Capa encapsulante anterior.
- Células fotovoltaicas.
- Capa encapsulante posterior.
- Protección posterior.
- Marco soporte.
- Contactos eléctricos de salida.

Una vez que se dispone de las células solares debidamente seleccionadas y agrupadas, se realizan las conexiones en serie para conseguir una tensión normalizada. Dispuesto el circuito eléctrico se depositan, por una parte, el cristal y una capa de encapsulante, y por la contraria, otra capa de encapsulante y la de protección posterior. Este conjunto es introducido en un horno especial para su laminación, donde se realizará el vacío para hacer desaparecer toda bolsa de aire que pueda quedar en el interior. Seguidamente se va aumentando la temperatura, de tal forma que el encapsulante empiece a fundirse (ya que su punto de fusión es más bajo que el del resto de los materiales), rodeando totalmente a células y contactos, a la vez que hace de adhesivo con el cristal y la capa posterior, quedando el conjunto totalmente estanco. Una vez que todas estas capas han formado un bloque compacto, se aplica el marco soporte mediante goma butílica o silicona, para permitir sin problemas las dilataciones del conjunto por efecto del calor.

Sus principales ventajas son:

- Panel solar con emisor trasero de las células solares pasivado o la también llamada PERC tipo N lo que proporciona de alta eficiencia de panel (+22%) en comparación a las células solares convencionales.
- Degradación de potencia más lenta en comparación a otros paneles solares gracias a su tecnología Low LID (Light induced Degardataion) o también llamada Degradación Inducida por Luz con una degradación inicial el primer año mínima.
- Panel solar con mayor rendimiento antes situaciones de sombreado parcial debido a sus 144 células de menor tamaño (72 partidas).
- Las células partidas que monta el panel solar proporcionan mejor rendimiento debido a la menor longitud de bus bar que generan la recombinación de electrones
- Alta resistencia a PID (Power Induced Degradation) que es la degradación por diferencia de tensión debido a su proceso de fabricación de alta calidad y selección de materiales.
- Menor formación de micro-grietas en la células de este panel fotovoltaico al ser estas más pequeñas lo que favorece la producción de energía solar a lo largo de la vida útil.
- Menor pérdida de potencia del panel solar debido a la baja corriente de operación de las células partidas.
- Placa solar capaz de soportar altas cargas mecánicas estáticas frontal con nieve y viento de 3.600 Pa y de carga estática posterior por viento de 1.600 Pa.

Sus datos técnicos más significativas son:

Características	Descripción
Potencia máxima @STC	580 Wp
Tensión máxima potencia @STC	42.55 V
Intensidad máxima potencia @STC	13,64 A
Tensión circuito abierto @STC	50.88 V
Intensidad de cortocircuito @STC	14,39 A
Eficiencia del módulo @STC	22.26%
Coeficiente de Potencia máxima por temperatura	-0,30 %/ºC
Coeficiente de Tensión circuito abierto por temperatura	-0,25 %/ºC
Coeficiente de Intensidad de cortocircuito por temperatura	0,046 %/ºC

La planta estará formada por 3.240 paneles solares resultando en una potencia total instalada de 1.879,2kWp.

4.4 INVERSORES CC/CA

El inversor CC/CA tiene la misión de convertir la corriente continua del generador fotovoltaico en corriente alterna y adaptarla a las características de voltaje y desfase del punto de conexión con la red eléctrica.

En general, para las etapas de potencia de los grandes inversores puede utilizarse la tecnología IGBT, quedando para los más pequeños (5 o 6 kW) los transistores de última generación que pueden manejar elevadas corrientes. El diseño del "corazón" del inversor (circuitos de control) queda encomendado al uso exclusivo de microprocesadores, los cuales proporcionan un abanico de posibilidades casi infinito.

Las partes fundamentales que componen un inversor son:

- Control principal: Incluye todos los elementos de control general, así como la propia generación de onda, que se suele basar en un sistema de modulación por anchura de pulsos (PWM). También se incluye una gran parte del sistema de protecciones, así como funciones adicionales relacionadas con la construcción de la forma de onda.

- Etapa de potencia: Esta etapa, según los módulos disponibles, puede ser única, de la potencia del inversor, o modular, en cuyo caso se utilizan varias hasta obtener la potencia deseada, lo cual hace decrecer la fiabilidad, pero asegura el funcionamiento, aunque sea limitado, en caso de fallo de alguna de las etapas en paralelo. Las últimas tecnologías apuestan por el trabajo en alta frecuencia de los puentes semiconductores, consiguiendo mucho mejor rendimiento, así como tamaños y pesos sensiblemente menores. Toda etapa de potencia debe incorporar su correspondiente filtro de salida, cuya misión es el filtrado de la onda por un dispositivo LC, así como evitar el rizado en la tensión recibida de los módulos fotovoltaicos.

- Seguidor del punto de máxima potencia: Su misión consiste en acoplar la entrada del inversor a generadores de potencia instantánea variables, como son los módulos fotovoltaicos, obteniendo de esta forma la mayor cantidad de energía disponible en cada momento del campo solar. Es decir, se encarga constantemente de mantener el punto de trabajo de los módulos fotovoltaicos en los valores de mayor potencia posible, dependiendo de la radiación existente en cada momento. Cada inversor puede tener uno o varios seguidores del punto de máxima potencia (MPPT por sus siglas en inglés)

- Protecciones eléctricas: Los inversores de string, es decir, inversores que reciben directamente la energía de las cadenas(string) de módulos sin acoplarse anteriormente en paralelo, incorporan protecciones de serie o de forma opcional como fusibles, descargadores de tensión y seccionador. Estas protecciones también pueden incorporarse al lado de corriente alterna.

- Hardware adicional: Los inversores modernos incorporan generalmente puertos de comunicación por cable Ethernet, Modbus, así como por Wifi o Bluetooth

Están pensados para ser el corazón de la instalación solar por lo que es muy importante su selección. Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica en Baja Tensión y Compatibilidad Electromagnética. En particular no deben trabajar en modo isla por lo que se desconectarán automáticamente si hay una caída de la red eléctrica fortuita o programada por la compañía eléctrica para reparaciones u otros motivos.

Para esta solución se ha seleccionado un tipo de inversor de alta eficiencia que permite la monitorización en continuo de los principales valores de los strings, realizar diagnósticos inteligentes de las curvas y protecciones contra sobretensiones.

Sus características más significativas son:

Características	Descripción
Máxima eficiencia	98.6 %
Entrada	
Tensión máxima DC	1.100 V
Intensidad máxima por Mppt	30 A
Intensidad máxima cortocircuito	40 A
Número de entradas	20
Número de MPPTs	10
Salida	
Potencia activa	100 kW @40ºC
Potencia aparente máxima	110 kVA
Tensión nominal	400 V
Frecuencia	50 Hz / 60 Hz
Intensidad nominal	144 A @40ºC
Máxima intensidad de salida	160 A
Comunicaciones	
Monitor	Indicadores LED, WLAN + APP
Comunicaciones	MBUS y RS485
General	
Topología	Sin transformador
Clase de protección	IP66
Dimensiones	1035x700x365 mm

La planta estará formada por 14 inversores solares resultando en una potencia total instalada de 1.400 kWac.

4.5 TIPOLOGÍA DE INSTALACIÓN GENERACION.

El número de paneles FV conectados en serie influye en los valores de tensión CC de entrada al inversor, siendo estos más elevados cuantos más módulos FV se conecten en serie.

Además, las condiciones meteorológicas (temperatura ambiente) así como las de irradiación influyen también en la temperatura de trabajo de las células FV, lo que a su vez tiene un efecto sobre las tensiones que se alcancen en el huerto solar.

Hay que diseñar los strings de manera que las tensiones resultantes bajo distintas condiciones se encuentren, dentro de lo posible, dentro del rango de tensiones CC de entrada admisibles por el inversor, que no puede superar los 1100 Vcc.

La instalación estará formada por 14 inversores que dividirá la planta fotovoltaica en ocho grupos de 18 paneles por string y 12 o 13 strings tal y como se marca en el esquema unifilar. Por lo tanto, la instalación fotovoltaica estará formada por 180 strings de 18 módulos en serie según la configuración descrita en el esquema adjunto. El cableado se realizará uno por serie, no se agruparán series en el campo fotovoltaico hasta llegar directo a las entradas DC del inversor.

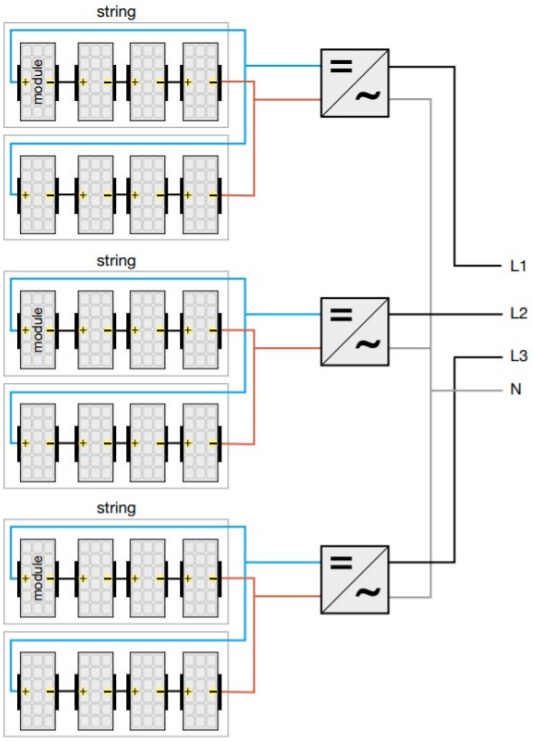


Ilustración 2: Tipología de planta fotovoltaica proyectada

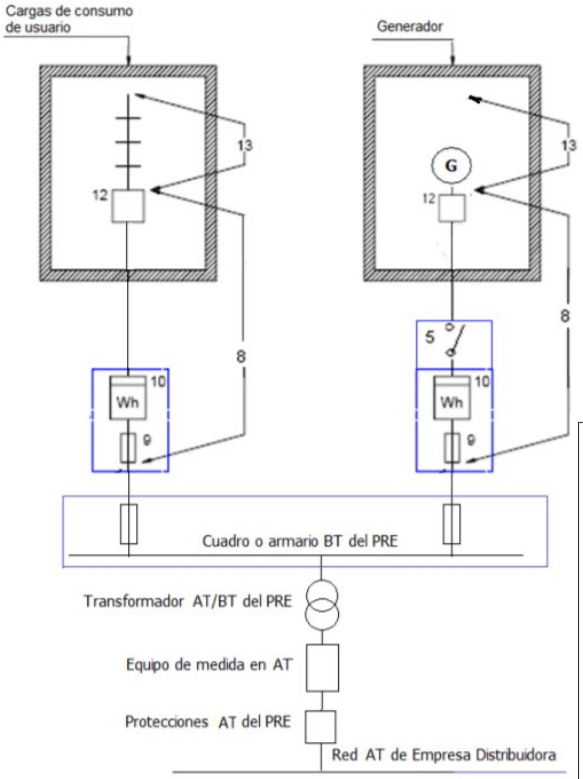
Para el caso anterior. los valores de tensión para diferentes puntos de operación son:

$$Vmpp(60ºC) = 678V$$
$$Vmpp(20ºC) = 766\ V$$
$$Vmpp(-10ºC) = 835\ V$$

En ningún caso se superaría la tensión máxima de 1.100 V del inversor. Por ese motivo, la configuración adoptada es adecuada.

El REBT recoge en la ITC-BT-40 "Instalaciones generadoras de baja tensión" las tipologías de las instalaciones eléctricas de las plantas fotovoltaicas.

Dentro de esta instrucción, la planta fotovoltaica proyectada está dentro del grupo de instalaciones interconectadas ya que trabaja en paralelo con la Red de Distribución Pública. Y en particular es de tipo "c2" ya que son instalaciones generadoras con punto de conexión en la red de alta tensión mediante un transformador elevador de tensión.



El esquema típico de interconexión entre la instalación de Alta Tensión de propiedad de la Comunidad de Regantes y la instalación de Baja Tensión donde está conectada la planta fotovoltaica es como el siguiente:

Leyenda para instalaciones receptoras	*Leyenda para instalaciones generadoras*
1 Red de distribución *2 Acometida* *3 Caja general de protección (CGP)* *4 Línea general de alimentación (LGA)* *5 Interruptor general de maniobra (IGM)* *6 Caja de derivación* *7 Centralización de contadores (CC)* *8 Derivación individual (DI)* *9 Fusible de seguridad* *10 Contador* *11 Caja para interruptor de control de potencia (ICP)* *12 Dispositivos generales de mando y protección (DGMP).* *13 Instalación interior* *14 Conjunto de protección y medida (CMP)*	*1 Red de distribución* *2 Acometida* *3 Caja General de Protección (CGP)* *4 Línea General de conexión (LGC)* *5 Interruptor general de maniobra (IGM)* *6 Caja de derivación* *7 Centralización de contadores (CC)* *8 Línea Individual del generador (LIG)* *9 Fusible de seguridad* *10 Contador* *11 Caja para interruptor de control de potencia (ICP)* *12 Dispositivos de mando y protección Interiores (DPI)* *13 Equipo generador-inversor (GEN)* *14 Conjunto de protección y medida (CMP)* *15 Conmutador de conexión red/generador con sistema de sincronismo* *16 Tramo de la conexión privada (TCP)*

4.6 SISTEMA DE ACUMULACIÓN

El sistema de acumulación debe ser capaz de almacenar 4.000 kWh diarios. La potencia nominal de Carga y descarga se establece como mínimo en 1600KW mediante 8 unidades de conversión de potencia de 200KW nominales. Para absorber la potencia máxima de generación de los 14 inversores de 110kVA x 14 = 1540kVA

El sistema consistirá en un contenedor prefabricado de dimensiones aproximadas de 6x3x2,5 m constituido por celdas en Racks de Litio de fácil sustitución y reciclaje en caso necesario.

El sistema de acumulación será independiente de la red, y nunca tendrá una conexión de vertido ni interconectado con la red de distribución, al contar con el dispositivo de No vertido, lo que garantiza q el 100% de la energía almacenada sea consumida por las bombas.

Contenedor Sistema de Acumulación	
Tensión nominal CC	1200 V
Máx. Tensión CC	1500 V
Capacidad nominal de energía	2032 kWh
Potencia nominal	344 kW x 6
Dimensiones contenedor (Largo x Alto x Ancho)	6058 x 2896 x 2438 mm
Peso	≤ 30 t
Rango de temperatura de operación	-30°C ~ 55°C
Rango de temperatura de almacenamiento	-40°C ~ 60°C
Rango de humedad de funcionamiento	0 ~ 100% (Sin Condensación)
Máx. Altitud de funcionamiento sin reducción de potencia	4000 m
Método de enfriamiento	Refrigeración Inteligente por Aire 6 zonas
Extinción de incendios	FM-200
Interface de comunicación	Ethernet / SFP
Protocolo de comunicación	Modbus TCP
Grado de Protección	IP55
Certificados	
Medio Ambiente	RoHS6
Seguridad y Electricidad	IEC62619, IEC62109, IEC62933, UN3536

El dimensionamiento de 2 unidades obedece a la simulación de aprovechamiento máximo de la energía generada y a una simple regla:

Energía Anual objetivo = 2.715.000 kWh

Potencia media de uso = 700 KW

Días de uso = 365

Horas de uso medio al día = 10,62 horas

Horas de sol pijo medias al año = 5,14 HSP

Diferencia Horas a suministrar desde la batería = 10,62-5.1 = 5.48 H uso (a 700KW)

Energía diaria almacenan mínima para alimentar los 700KW 5.48 Horas = 3836kWh de almacenamiento.

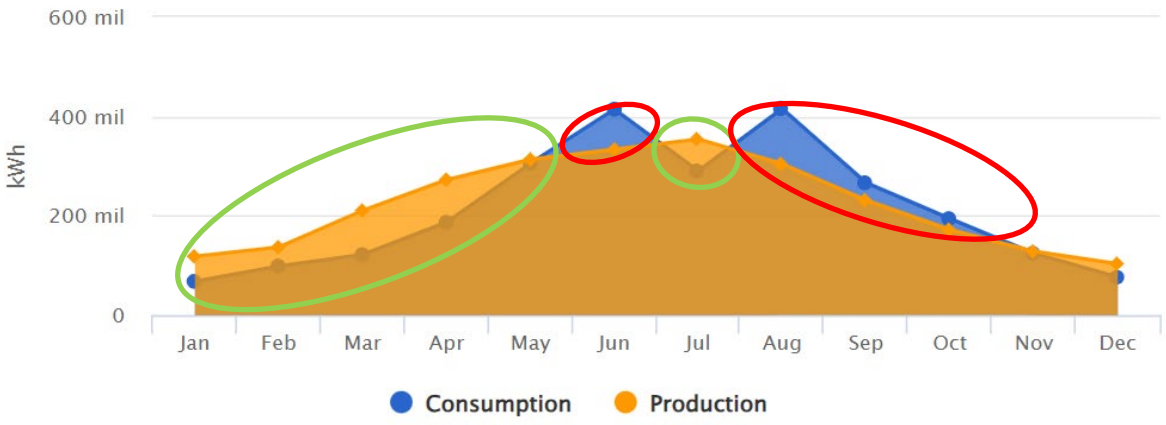
Solución elegida = 2 unidades de 2032kWh = 4064KWh de almacenamiento.

Un vez calculada la Capacidad de deseño de la batería, se ha de comprobar con la simulación de uso diaria / mensual junto con la generación de energía si la batería nos es válida.

Esto es, si el valor de 4000kWh, limitante diariamente, permite almacenar el balance diario de energía generada y consumida o si no permite almacenar parte de la energía generada y que no podríamos usar para bombear agua.

Con este uso diario, limitado por un lado a la energía generada diaria, y por otro al limite de posibilidad de acumularla (4000kWh) se creara en al apartado 9 de los presentes cálculos la simulación de funcionamiento que permita definir y comprobar el volumen de agua bombeado mensualmente y así comprobar que con este dimensionamiento de 4000 kWh vinculado a la generación mensual de agua, se puede redefinir el consumo de energía y el volumen bombeado a los pozos de acumulación para disponer de todo el agua necesaria con la máxima cantidad de energía desde la producción solar.

Obviamente, analizando el perfil actual de consumo y la campana mensual de producción solar se modificará el perfil de consumo para este objetivo, bombeando agua hasta los embalses de reserva en los meses de menos riego, para tenerlos al máximo posible llenos con consumo solar.



Periodo de relleno en embalses Periodo de vaciado en embalses

4.7 SISTEMA DE MONITORIZACIÓN

Para llevar a cabo las gestiones de los inversores y la planta fotovoltaica es necesario un equipo que permita la comunicación entre inversores y sistema antivertido además de gestionar eventualidades y transmitir información sobre la misma. Esta tarea la realiza el datalogger.

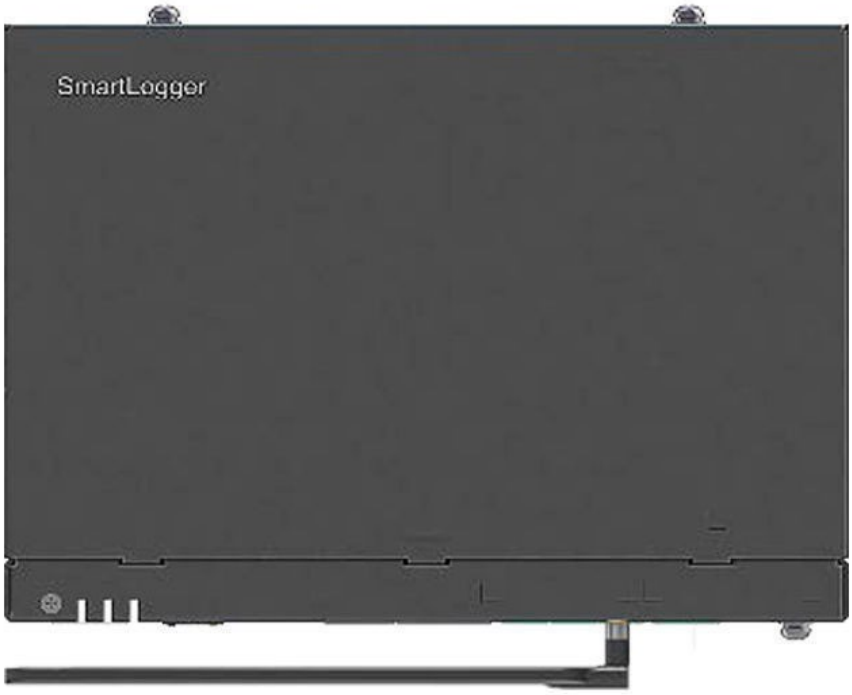


Ilustración 3: Datalogger de monitorización y antivertido

Este datalogger es un registrador de datos para los inversores. Consiste en un webserver para poder comunicar con el portal del fabricante los datos que registra el inversor, así como para realizar varias configuraciones tales como la conexión en paralelo y el vertido 0. El datalogger tiene un servidor Web al que podremos acceder para realizar la configuración y se debe de acompañar de un vatímetro compatible con el inversor para que haga las lecturas de consumo de corriente sobre la instalación eléctrica en la que se instala.

El cometido de este datalogger es enviar al portal del fabricante la información registrada por el inversor para poder monitorizar la planta solar. Por ello incorpora las interfaces de comunicación ethernet, WiFi y conectividad 2G/3G/4G. Por otro lado, incorpora 3 conexiones RS485, MODBUS y también señales analógicas y digitales por si se quiere emplear un PLC.

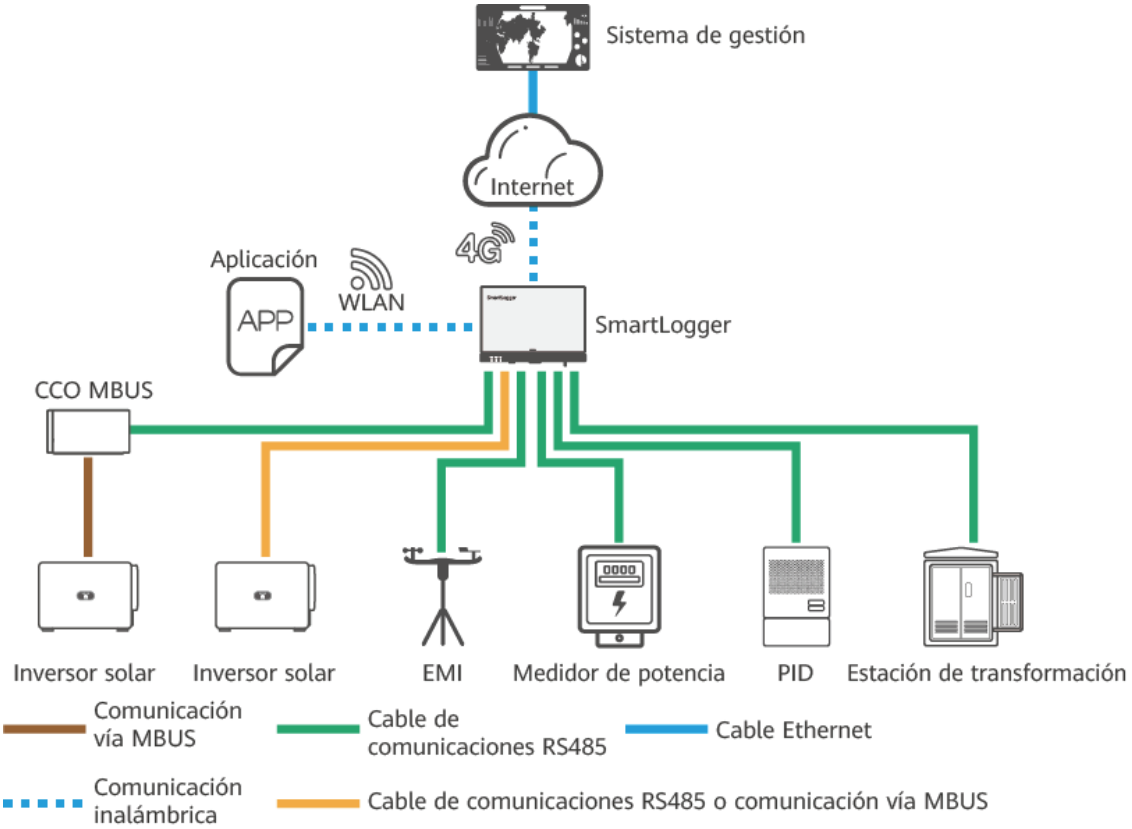


Ilustración 4: Arquitectura de comunicaciones

Las características principales del equipo son:

Gestión de dispositivos	
Max. Número de dispositivos manejables	80
Interfaz de comunicación	
WAN	WAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps
LAN	LAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps
RS485	COM x 3, 1200 / 2400 / 4800 / 9600 / 19200 / 115200 bps, 1000 m
MBUS	MBUS x 1, 115.2 kbps, Compatible con PLC
2G / 3G / 4G 1	LTE(FDD): B1,B2,B3,B4,B5,B7,B8,B20 GSM/GPRS/EDGE: 850/900/1800/1900 MHz DC-HSPA+/HSPA+/HSPA/UMTS: 850/900/1900/2100 MHz
Entrada / salida digital / analógica	DI x 4, DO x 2, AI x 4
DO activo	12V, 100mA (conexión con relé, sensor)
Protocolo de comunicación	
Ethernet	Modbus-TCP, IEC 60870-5-104
RS485	Modbus-RTU, IEC 60870-5-103 (estándar), DL / T645
Interacción	
LED	LED Indicator x 3 –RUN, ALM, 4G
WEB	Web incrustada

USB	USB 2.0 x 1
APP	Comunicación por WLAN para la puesta en servicio
Alimentación	
Fuente de alimentación de CA	100 V～240 V, 50 Hz / 60 Hz
Fuente de alimentación de CC	12 V / 24 V
Consumo de energía	Típico8 W, Max. 15 W
Datos generales	
Dimensiones (W x H x D)	225 x 160 x 44 mm (sin orejas de montaje y antena)
Peso	2 kg
Grado de protección	IP20
Opciones de instalación	Montaje en pared, montaje en riel DIN, montaje de mesa

4.8 SISTEMA ANTIVERTIDO

El sistema antivertido consiste en la medida eléctrica del flujo de energía en las dos líneas aéreas de alta tensión que discurren desde el centro de seccionamiento junto a la Subestación de Santa Ana. El lugar de medida será en el centro de transformación del Bombeo 2 donde ambas líneas llegan hasta dos celdas de medida independientes.

Como se detalla en el anejo "cálculos instalaciones en alta tensión", se contempla la sustitución de los transformadores de tensión y de intensidad existentes en las celdas de medida por otros de las mismas características, pero con doble secundario. Esto permite obtener un punto de medida para conectarlo a un analizador de redes eléctricas.

Como un analizador de redes está preparado para la entrada de las tres fases de tensión y la intensidad de las tres fases, es necesario la suma de la intensidad que pasa por ambas líneas de alta tensión. Para ello se usa un transformador sumador con las siguientes características:

Canales de medida de corriente	2
Potencia para clase 0,5	15 VA
Potencia para clase 1	30 VA
Corriente de entrada	5 A
Medidas	110x72,5x110 (mm)
Nº de equipos necesarios	3 (uno por fase)

Ilustración 5: Transformador sumador

La conexión de los transformadores de tensión y de intensidad, y estos últimos a través de los transformadores sumadores se llega hasta un analizador de redes eléctricas.

El analizador dispone de medidas en tiempo real de más de 250 parámetros eléctricos. El equipo muestra valores RMS, máximos y mínimos de cualquier variable instantánea además de la descomposición armónica hasta el 31º.

Permite obtener el control de variables eléctricas y energéticas en cualquier tipo de instalación adaptándose a las nuevas normativas internacionales para la medida y gestión de la Eficiencia Energética añadiendo el coste económico, emisiones de CO2 y horas de funcionamiento para mantenimiento preventivo en dos registros de energía para dos fuentes distintas: acometida y autoconsumo.

Protege a cualquier usuario de contactos directos con partes activas y asegura la veracidad de las medidas precintando los bornes y persuadiendo de posibles manipulaciones. Asegura una correcta visualización de los datos, para distancias de hasta 3m, evitando abrir el cuadro para la revisión de cualquier parámetro eléctrico.

Sus características más destacables son:

- Analizador de redes en 4 cuadrantes (consumo y generación).
- Medida de energía activa, reactiva inductiva/capacitiva y aparente.
- Mide el coste monetario de la energía, emisiones de CO2 y horas funcionamiento para tareas de mantenimiento preventivo.
- Doble fuente de energía mediante entrada digital. Separa la energía proveniente de dos fuentes: compañía eléctrica y grupo electrógeno o generación fotovoltaica.
- Comunicaciones RS-485 con protocolo Modbus RTU y BACnet, seleccionable en el mismo equipo.
- Máxima demanda de potencia activa, reactiva inductiva/capacitiva, aparente o corriente con ventana de cálculo programable.

- 1 Salida digital para generación de impulsos de consumo de energía o alarma de cualquier parámetro instantáneo.
- 1 entrada digital para el cambio de tarifa o control de estado (gestión de sensores o salto de protecciones).

Circuito de medida	
Tensión nominal (Un)	300 V / 520 V
Corriente nominal (In)	Hasta 1 A o 5 A
Precisión de la medida	0,5%
Entrada digital	
Tipo	NPN contacto libre potencial
Protocolo de comunicación	Modbus RTU / BACnet
Bus de campo	RS-485 / MS/TP
Velocidad	9600 – 19200 – 38400 – 57600

Ilustración 6: Analizador de redes eléctricas

Con el protocolo de comunicaciones MODBUS a través del bus de campo RS485, podemos comunicar el analizador de redes con el datalogger encargado de gestionar el antivertido con los inversores.

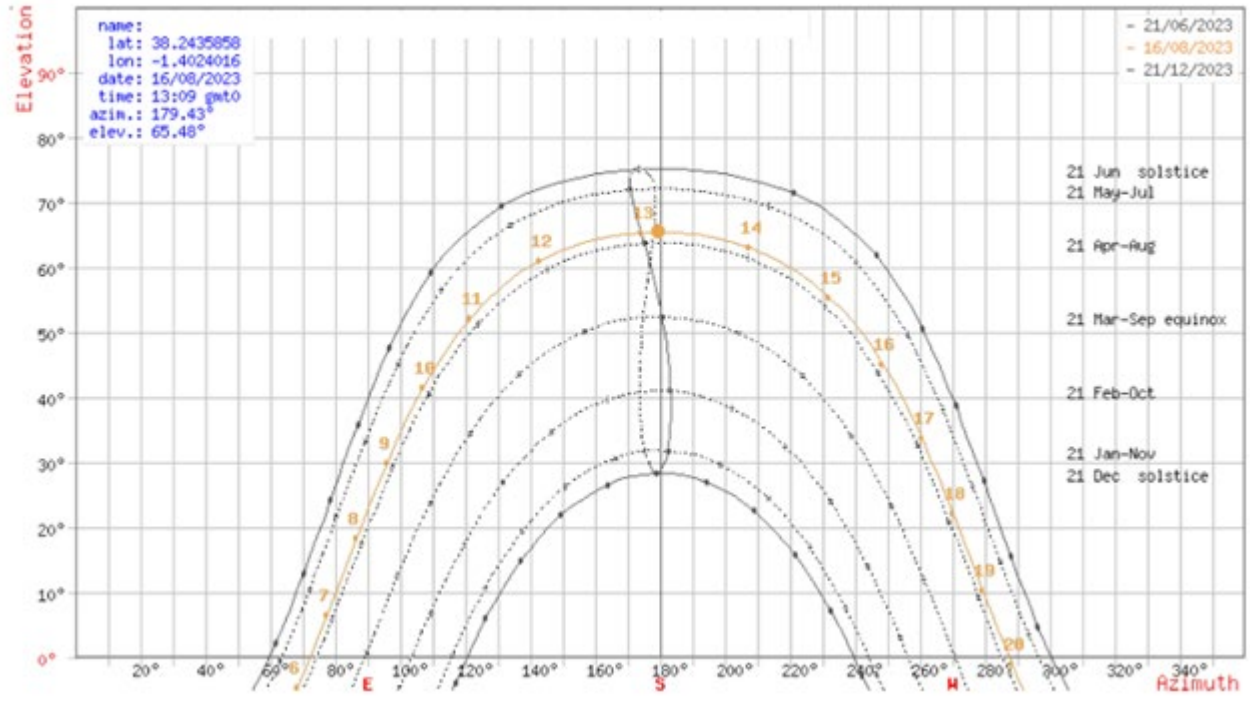
5 CÁLCULO DE LA RADIACIÓN Y TRAYECTORIA SOLAR DE LA ZONA

La energía producida depende de la radiación solar, condiciones climáticas, potencia instalada de los campos fotovoltaicos y de las pérdidas de producción, por ello que indiquemos los parámetros climáticos que condicionaran la instalación. Los datos se han obtenido de la base de Meteonorm Software (Global Meteorological Database).

Unos de los factores determinantes en el rendimiento de la planta solar entre la energía que le es irradiada y la energía eléctrica que es generada está influenciada por las sombras sobre los paneles. Estos episodios debido a elementos colindantes o pasos de nubes afectan a la generación de energía pudiendo llegar a anular parte de la generación energética de la planta.

Para conocer el efecto de sombras por elementos colindantes existe un gráfico llamado "Línea de Horizonte". Esta gráfica representa todas las trayectorias del sol durante un año natural. Sobre esta gráfica se intersecta el perfil del terreno para observar en que momentos del año ciertos elementos del entorno impedirán la llegada de irradiancia solar a los paneles fotovoltaicos.

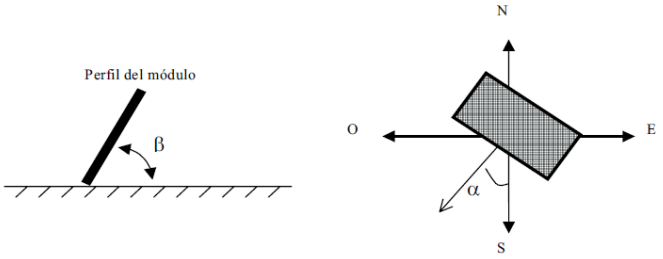
La línea de horizonte de la balsa de la Comunidad de Regantes donde se proyecta la planta es la siguiente:



Gráfica 1: Línea de horizonte en el embalse

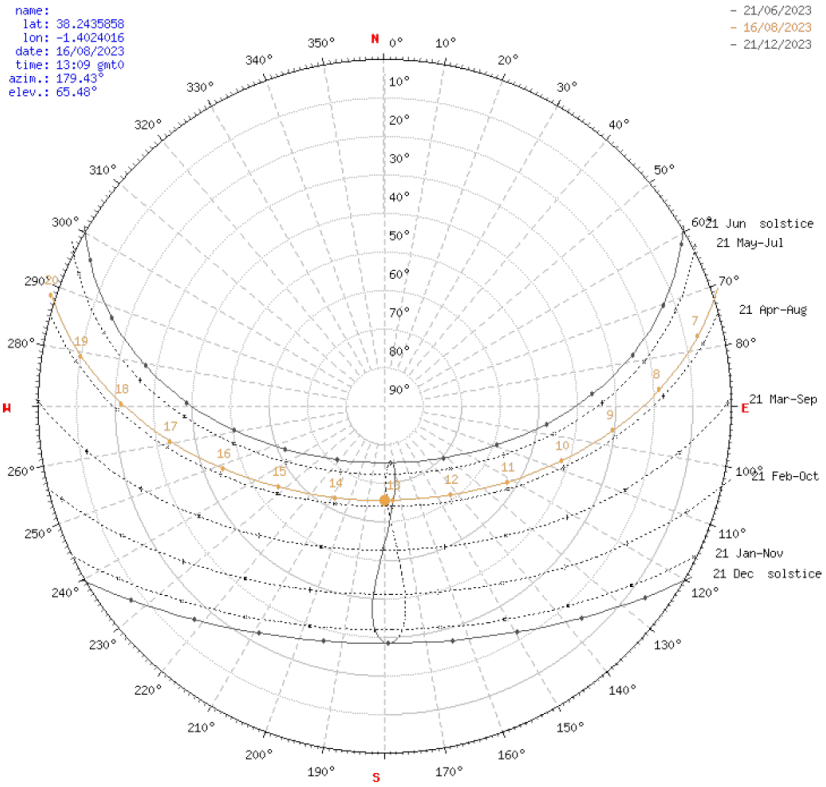
6 CÁLCULOS DE LA DISTANCIA MÍNIMA ENTRE FILAS E INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN ÓPTIMA DE LOS MÓDULOS FV

Existen dos ángulos que definen la posición del panel. Es el ángulo de inclinación β y el azimut α.



El ángulo de inclinación se definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0 para módulos horizontales y 90º para verticales.

La representación gráfica de los resultados de estas fórmulas puede verse en la siguiente imagen:



Para el caso que nos ocupa al ser una configuración Este-Oeste no hay solape ni proyección de sobras alguna entre los módulos y el sistema de cálculo ya aplica esta orientación e inclinación para el caso específico de

la ubicación. Así mismo en la zona de talud, al instalarse todo sobre un solo plano no hay perdidas por sombreado. Las pérdidas específicas se aplican en el propio cálculo de Helioscope.

7 CÁLCULO DE LA PREVISIÓN DE PRODUCCIÓN (SIMULACIÓN)

Una vez obtenida la irradiación incidente sobre los captadores es posible conocer la potencia generada por la instalación. En primer lugar, es necesario conocer la intensidad generada por cada panel. La intensidad generada por cada panel depende de la Irradiancia sobre el módulo fotovoltaico. Se calcula a partir de la radiación sobre la superficie horizontal y corregida para la inclinación. Esta radiación ha sido disminuida en función de las pérdidas comentadas en apartados anteriores. Además, se han utilizado las curvas características y datos técnicos tanto del módulo fotovoltaico como del inversor.

Por la complejidad del cálculo se ha realizado mediante la simulación mediante el software fotovoltaico Helioscope que tiene en cuenta la caracterización específica del módulo fotovoltaico y el inversor del proyecto, la radiación anual, el perfil del terreno y factores climáticos.

Además, El origen de los datos de radiación, así como los resultados obtenidos provienen del Programa Europeo "PVGIS: Map-based Assessment of Solar Energy Resource and assessment of the electricity generation from photovoltaic systems in Europe"

Forma parte de "Programa SOLAREC" que contribuye a la implementación de las energías renovables en el territorio de la Union Europea, realizado por European Commission, DG Joint Research Centre Institute for Environment and Sustainability, Renewable Energies Unit. © European Communities, 1995-2005.

Resultados de la simulación:

580wp 1879kWp + 4MWH CR Serrana Albares Cieza

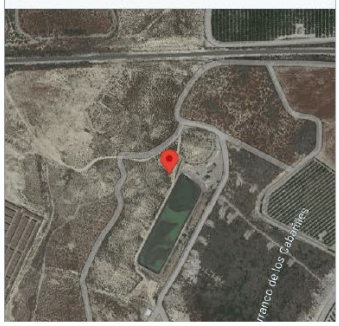
Detalles Proyecto

Dirección	cieza
Dueño	Angel Turpin Ramos
Última modificación	Angel Turpin Ramos
Ubicación	(38.2448152008, -1.40175618625) (GMT 1)
Perfil	Default Commercial

Parámetros Sistema

Diseño	580wp 1879kWp + 4MWH
Potencia Nominal CC del Módulo	1,9 MW
Potencia CA del Inversor	1,4 MW Load Ratio: 1,34
Producción Anual	2,8 GWh
Ratio Rendimiento	79,7 %
kWh/kWp	1.475,8
Datos Meteorológicos	TMY, 10km Grid, meteonorm (meteonorm)
Versión del Simulador	d28d1cab17-b29a9fdf43-e3febba9dc-d8afb8bd07

Ubicación Proyecto



Producción Anual

	Descripción	Producción	% Diferencial
Irradiancia (kWh/m²)	Irradiancia Horizontal Global Anual	1.852,4	-
	Irradiancia Horizontal Global Ajustada	1.852,4	-0,0 %
	Irradiancia Ángulo Óptimo Inclinación	1.852,8	0,0 %
	Irradiancia Sombreada	1.834,7	-1,0 %
	Irradiancia tras Pérdidas por Reflexión	1.769,6	-3,6 %
	Irradiancia tras Ensuciamiento	1.663,4	-6,0 %
	Irradiancia Total en Colector	**1.663,2**	**-0,0 %**
Energía (kWh)	Potencia Nominal	3.164.853,9	-
	Producción a Nivel de Irradiancia	3.149.484,1	-0,5 %
	Reducción Potencia por Temperatura de Celda	3.021.201,1	-4,1 %
	Producción después de Pérdidas por Mismatch	2.879.717,4	-4,7 %
	Potencia Óptima CC	2.852.503,5	-0,9 %
	Produccíon CC Restringida	2.838.050,4	-0,5 %
	Salida del Inversor	2.798.115,3	-1,4 %
	Energía a la Red	**2.773.349,6**	**-0,9 %**

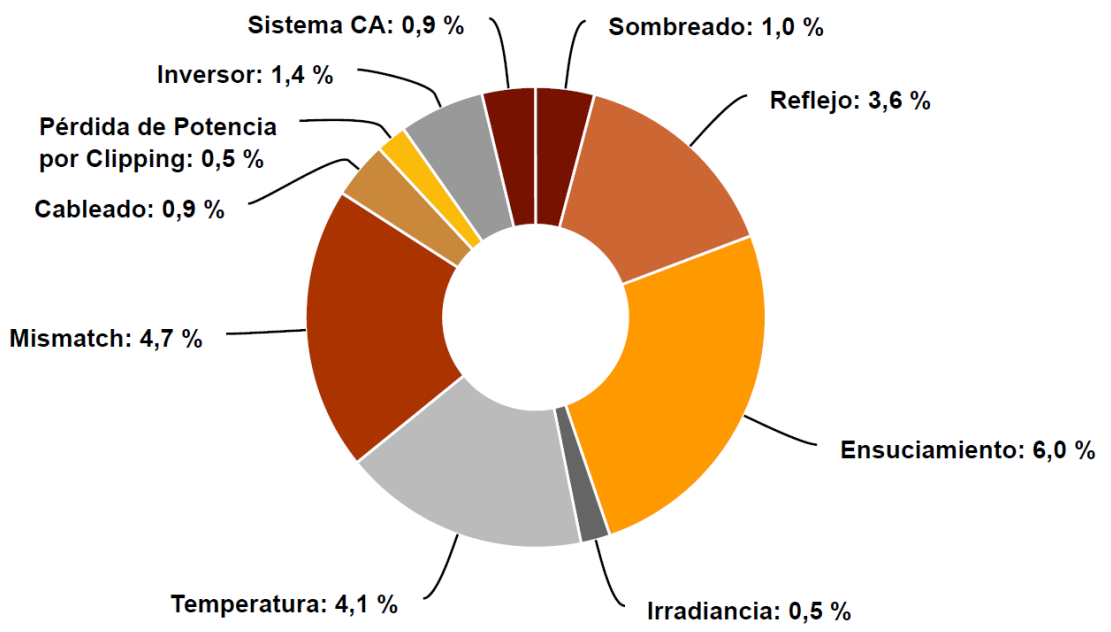
Parámetros Temperatura	
Temperatura Ambiente Operacional Media	21,9°C
Temperatura Operacional Media de las Celdas	31,1°C

Parámetros de Simulación	
Horas Operación	4.600
Horas Calculadas	4.600

Set de Condiciones

Descripción	Albares											
Datos Meteorológicos	TMY10km Gridmeteonorm(meteonorm)											
Orientación de Angulo Solar	Meteo Lat/Lng											
Modelo Transposición	Perez Model											
Modelo Temperatura	Sandia Model											
Parámetros Modelo de Temperatura	Tipo de Montaje	a	b	Delta Temperatura								
	Fixed Tilt	-3,56	-0,08	3,0°C								
	Flush Mount	-2,81	-0,05	0,0°C								
	East-West	-3,56	-0,08	3,0°C								
	Carport	-3,56	-0,08	3,0°C								
Ensuciamiento (%)	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Varianza Irradiancia	5,0 %											
Difusión Temperatura Celda	4,0°C											
Rango de Binning de Módulos	0,0 % to 2,5 %											
Reducción Sistema CA	1,50 %											
		60°										
		On										
	Tipo	Componente	Caracterización									
	Módulo	JKM580N-72HL4 (Jinko Solar)	Spec Sheet Characterization,PAN									

Pérdidas Sistema



Segmento de Campo

Descripción	Sistema de Montaje	Orientación	Inclinación	Acimut
Flotante ESTE OESTE	East-West	Landscape (Horizontal)	15°	207°
Suelo 2 ESTE-OESTE	East-West	Landscape (Horizontal)	15°	205°
Talud Fija Sur-Este	Carport	Portrait (Vertical)	35°	117,986°
Suelo 1 ESTE-OESTE	East-West	Landscape (Horizontal)	15°	206,752°

*Los acimut anteriormente especificados corresponden para el caso de los prefabricados en cuña este oeste con el ángulo formado por la cumbrera de la instalación y el norte. Para el sistema "Carport" sobre el talud de la balsa corresponde a la orientación del módulo (idéntica a la de la pendiente del talud) al respecto del norte. 0º seria dirección Norte exacto, 180º seria dirección Sur exacto.

Zona Cableado del Diseño

Descripción	Combinadores de Polos	Longitud Cadena	Estrategia de Cadena
Wiring Zone	-	18 - 18	Along Racking

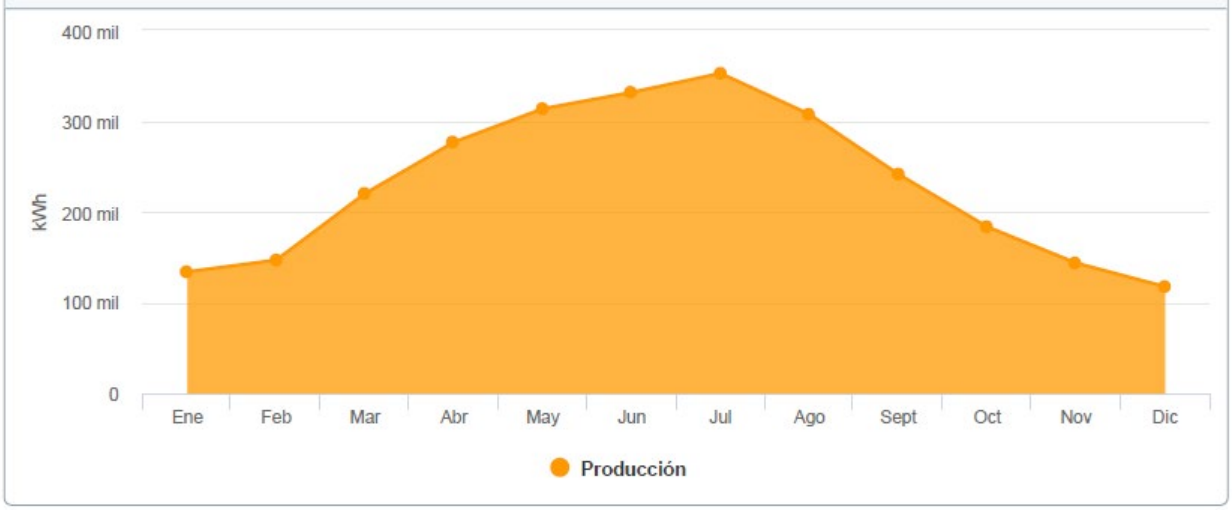
Lista de Materiales

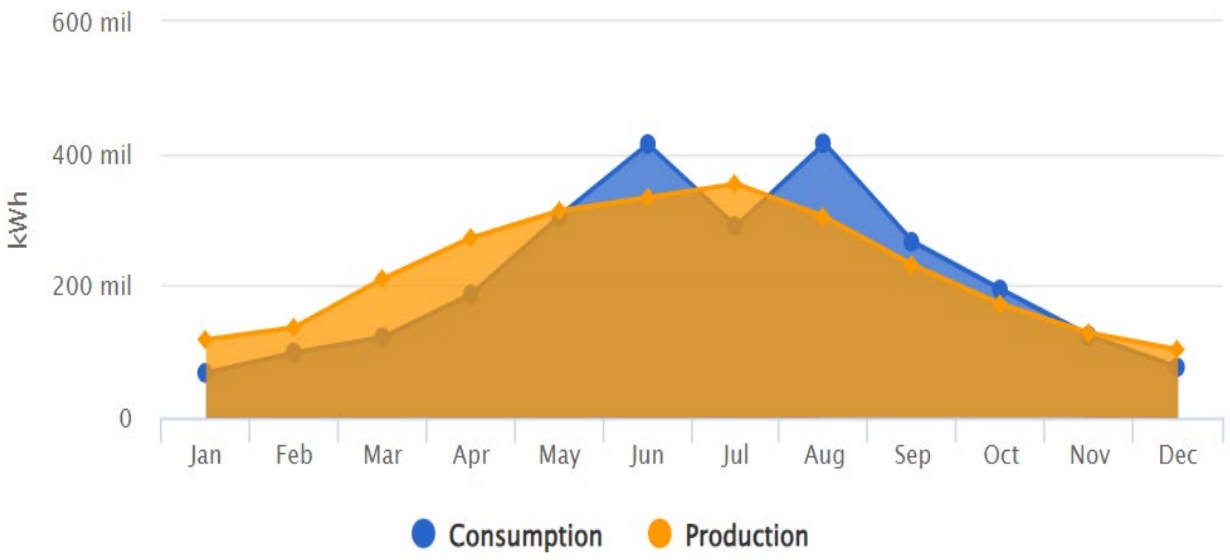
Componente	Tipo	Cantidad
95 mm2 (Copper)	AC Home Runs	14
SUN2000-100KTL-M1 (380/400)	Inverters	14
JKM580N-72HL4	Modules	3.240
4 mm2 (Copper)	Strings	180

Produccion Mensual

Mes	GHI (kWh/m^2)	Ángulo Óptimo Instalación (POA) (kWh/m^2)	Radiacion (kWh/m^2)	Potencia Nominal (kWh)	Energia neta (kWh)
Enero	82,4	87,6	86,7	146.386,1	134.176,2
Febrero	93,3	95,7	94,8	161.821,4	147.101,9
Marzo	143,3	144,4	143,0	246.262,9	220.536,0
Abril	184,9	182,7	181,1	313.797,4	277.218,3
Mayo	214,4	210,1	208,0	361.042,4	313.957,4
Junio	231,3	225,2	222,9	387.472,3	332.046,9
Julio	248,2	241,5	239,2	416.221,9	352.972,6
Agosto	212,0	208,7	206,9	359.136,0	307.834,3
Septiembre	161,2	162,6	160,9	277.788,1	241.882,2
Octubre	119,6	121,9	120,8	207.016,4	183.864,3
Noviembre	89,4	94,9	93,8	158.964,7	143.885,7
Diciembre	72,5	77,4	76,7	128.944,4	117.873,6

Producción





Solape inicial de los consumos medios de los últimos 5 años con la producción energética de la planta.

Ya a primera vista se intuye la necesidad de acumulación de energía, y la modificación de perfiles de bombeo en los meses que sobre energía a los embalses de acumulación que suman 900.000M3, para intentar comenzar Mayo con los embalses llenos.

Esto hay que casarlo con la disponibilidad de agua de las distintas fuentes en el embalse donde se realizara el proyecto.

Resumen	
Potencia Fotovoltaica instalada	1.879.200
Energía Anual Estimada	2.773.350
Ratio kWh/kWp	1,475

8 CÁLCULO DE LA PREVISIÓN DE VOLUMEN DE AGUA BOMBEABLE MENSUAL.

Con la media del ratio de consumo de 0.60kWh/m3 obtenemos el volumen mensual previsto que se puede bombear con la energía suministrada desde la instalación solar.

Mes	GHI (kWh/m2)	Ángulo Óptimo Instalación (POA) (kWh/m2)	Sombreado (kWh/m2)	Potencia Nominal (kWh)	Red (kWh) Este Oeste	M3
Enero	82,4	87,6	86,7	146.386,1	134.176,2	223.627,0
Febrero	93,3	95,7	94,8	161.821,4	147.101,9	245.169,8
Marzo	143,3	144,4	143,0	246.262,9	220.536,0	367.560,0
Abril	184,9	182,7	181,1	313.797,4	277.218,3	462.030,5

Mayo	214,4	210,1	208,0	361.042,4	313.957,4	523.262,3
Junio	231,3	225,2	222,9	387.472,3	332.046,9	553.411,5
Julio	248,2	241,5	239,2	416.221,9	352.972,6	588.287,7
Agosto	212,0	208,7	206,9	359.136,0	307.834,3	513.057,2
Septiembre	161,2	162,6	160,9	277.788,1	241.882,2	403.137,0
Octubre	119,6	121,9	120,8	207.016,4	183.864,3	306.440,5
Noviembre	89,4	94,9	93,8	158.964,7	143.885,7	239.809,5
Diciembre	72,5	77,4	76,7	128.944,4	117.873,6	196.456,0
				Total	2.773.349,4	4.622.249,0

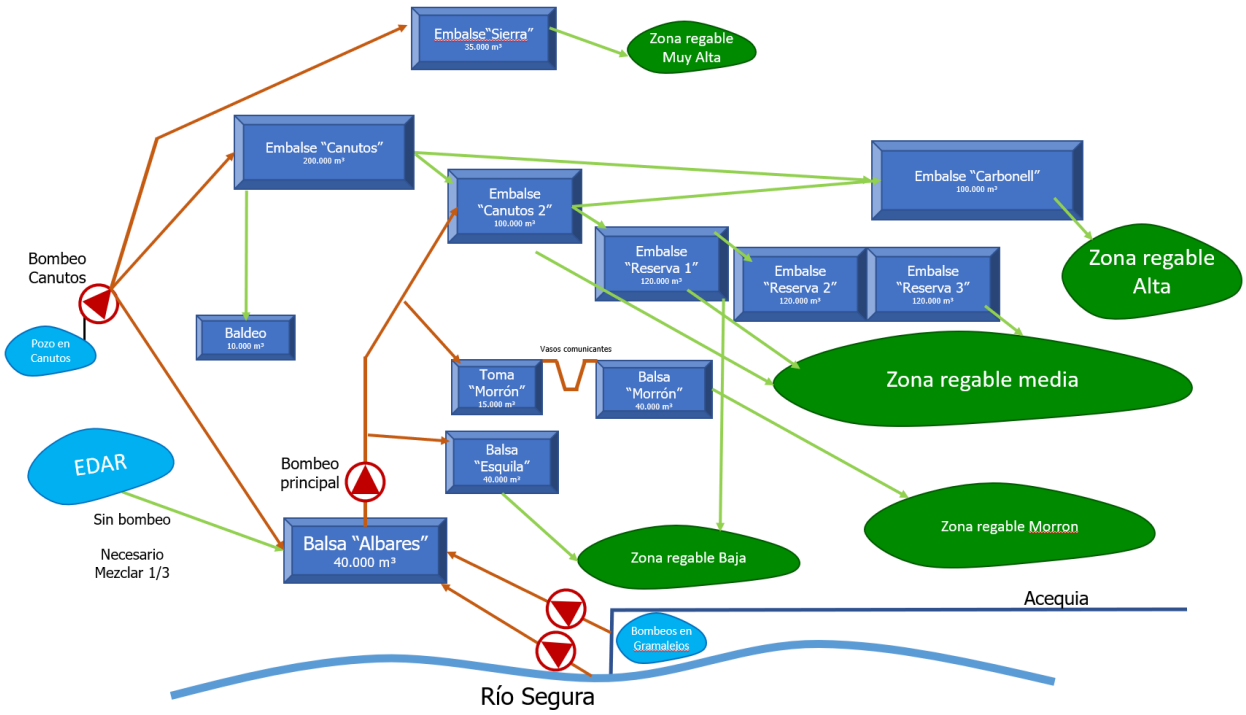
El volumen trasegado con la instalación solar equivaldría a más de 4.622.000 M3 superior a la cantidad de agua disponible y superior a los 4.300.000m³ de media trasegados en el punto de bombeo

Por lo que inicialmente la instalación solar definida cumple el requisito de suministrar la energía a todo el bombeo.

Llegados a este punto hay q realizar una simulación anual del flujo de agua disponible, del recurso solar y del uso de la acumulación y horas de bombeo para comprobar la viabilidad de la solución y la previsión de consumo desde la red eléctrica.

9 CÁLCULO DE LA DISPONIBILIDAD DE AGUA TRASEGABLE

Si tenemos en cuenta el funcionamiento descrito en la memoria y cálculos del presente proyecto, donde se identifican 4 fuentes de obtención de agua, la necesidad de mezclar el agua de la EDAR y los volúmenes disponibles de la totalidad de los embalses, todo ello explicado en el siguiente esquema:



Resulta de fácil comprensión, que 3 de los cuatro orígenes de agua vierten directamente en el Embalse ALBARES, más una cantidad procedente de Canutos para ayudar a la mezcla y distribuir a la parte sur de los regantes.

En base a los datos estadísticos suministrados por la Comunidad de Regantes, reflejados en el apartado 3.1 se analiza en una tabla la cantidad de agua disponible mensualmente con respecto a la cantidad de agua a bombear por la FV eligiendo el valor mínimo en cada caso, y en caso de sobrar agua disponible se evalúa que la cantidad de agua en el embalse sea inferior a los 25.000M3 disponibles en el mismo los niveles del sistema de flotación FV.

M3 Trasegados desde embalse	inicio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
Vol agua Trasegable con FV		223.627	245.170	367.560	462.031	523.262	553.412	588.288	513.057	403.137	306.441	239.810	196.456	4.622.249
disponible mensualmente		247.483	258.303	379.927	471.161	533.104	565.897	595.712	514.731	407.516	308.969	226.320	149.500	4.543.804
Vol trasegado (mínimo)		223.627	245.170	367.560	462.031	523.262	553.412	588.288	513.057	403.137	306.441	226.320	149.500	**4.561.804**
Volumen embalse impulsión	18.000	23.856	13.133	12.367	9.131	9.842	12.485	7.424	1.674	4.379	2.528	0	0	

Como vemos la cantidad de agua trasegable da una previsión de 4.561.800 superior a los 4.300.000m3 de media demandados.

Ahora toca analizar el volumen de agua enviada desde el embalse y recibida en los embalses de acumulación (superiores desde donde se reparte el agua a los comuneros) de 900.000 M3 y que permiten "acumular agua en invierno para usarla en los momento pico de demandad.

M3 Trasegados Hasta Embalse Acumulacion	inicio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	eptiembr	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
Agua desde embalse de regulacion a embalse de almacenamiento		223.627	245.170	367.560	462.031	523.262	553.412	588.288	513.057	403.137	306.441	226.320	149.500	4.561.804
Agua en embalse regulacion dia	200.000	423.627	480.242	642.802	881.787	879.550	822.739	768.300	737.068	527.425	612.731	594.051	559.051	
Limite de 900000 M3		Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	
Media de demanda de Agua Anual Desde embalse de bombeo		188.555	205.000	223.045	525.500	610.222	642.727	544.289	612.780	221.135	245.000	184.500	98.000	4.300.753
Agua en embalse al acabar mes		235.072	275.242	419.757	356.287	269.328	180.012	224.011	124.288	306.290	367.731	409.551	461.051	

Como vemos, partiendo de una situación inicial del embalse lleno en 200.000 M3, vamos aprovisionado el embalse de acumulación y pasado agosto seguimos llenado para el siguiente ciclo, terminando diciembre con 461.000m3, mayor volumen del inicial con mucha diferencia, lo q nos premie asegurar el inicio de ciclo y que si por circunstancias variables de volumen de aprovisionamiento de agua o exceso de consumo, podremos recuperar en un corto periodo de tiempo.

Para cerrar el círculo, hemos de ver este uso como afecta al resto de recursos disponibles en la comunidad, (resto de agua disponible en los canutos y volumen disponible para repartir esa agua)

Resto a agua Anual pendiente autorizado en Canutos	4.006.916	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
Resto de Capacidad Maxima disponible para bombeo desde Canutos por meses en Ambalse		664.928	624.758	480.243	543.713	630.672	719.988	675.989	775.712	593.710	532.270	490.450	438.950	
Resto de demanda de la comunidad suministrada desde canutos		82.159	70.065	251.782	387.659	626.421	355.855	442.415	139.383	280.579	256.714	304.276	371.122	3.568.431
		Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	
% del agua disponible desde Canutos usada (Cumple si menos que 70% en todo el año)	Cumple	1,4%	1,2%	4,4%	6,8%	10,9%	6,2%	7,7%	2,4%	4,9%	4,5%	5,3%	6,5%	62,3%

Evaluando el resto de cantidad de agua demandada según el registro de los últimos 5 años, y la disponible sin usar para mezclar desde "Canutos", cumplimos que la cantidad de agua disponible es mayor que la consumida y menor al volumen disponible para almacenar en el embalse de acumulación.

10 CÁLCULO DE LA ENERGIA USADA EN LA BATERIA. CICLO DE CARGA/DESCARGA Y COSUMO DE LA RED.

Comprobado que es viable, con un sistema fotovoltaico, (controlando la demanda de los variadores por la radiación y energía disponible) generar suficiente energía total mensualmente como para mover el agua demandada según el histórico de disponibilidad y consumo, queda ver si la acumulación de energía en la batería elegida cumple; nos falta energía que tomar de la red, o nos sobra energía y no se puede utilizar.

Para eso se ha simulado un nuevo perfil de consumo diario en función de dos parámetros, agua y energía disponible. Se irá evaluando si cada mes se llega a conseguir el agua necesaria y viendo si necesitamos consumir desde la red o nos sobra energía que no se pueda ni usar ni almacenar.

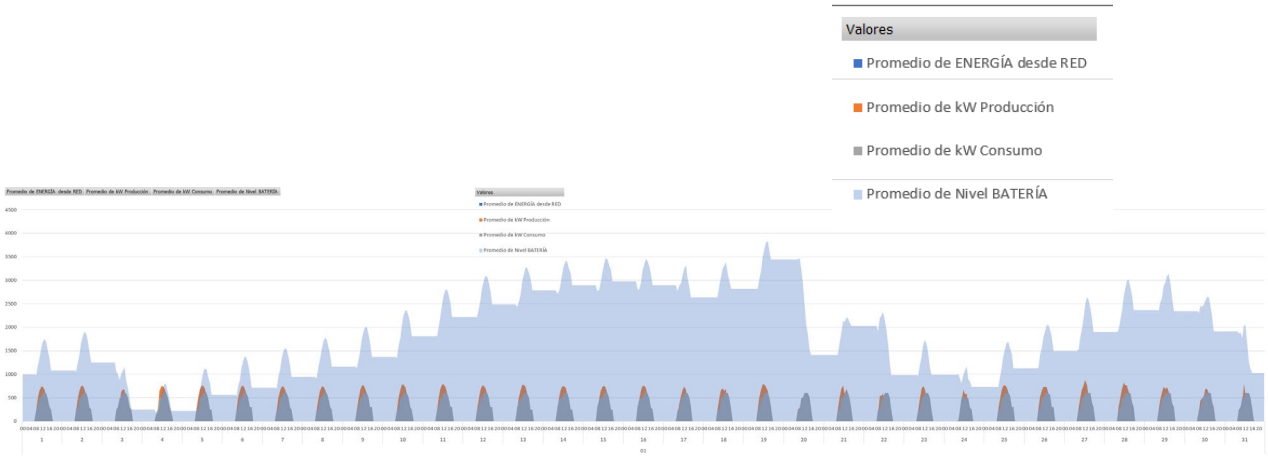
En el Anexo 01 se refleja los datos de la simulación y los movimientos de energía, generada, consumida, cargada y descargada por horas, abarcando 8760 Horas del año en 92 páginas.

A continuación, mostramos el balance mensual de ese movimiento de energía

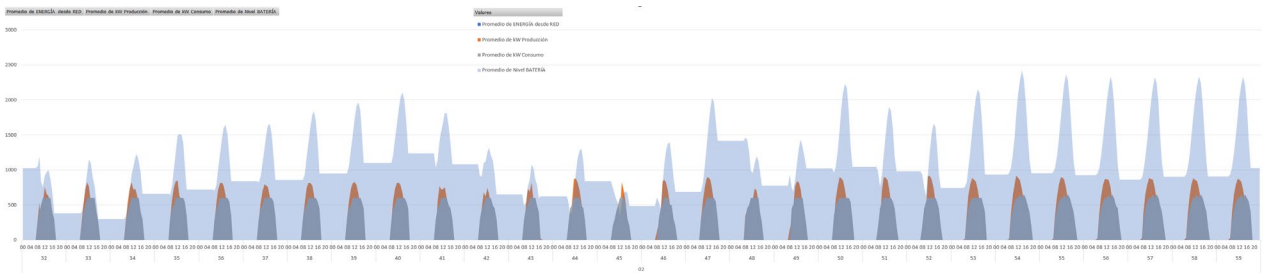
Mes	Produccion FV	Consumo directo	Energia Acumulada en la bateria	Energia Descargada desde la bateria	Consumo Bombeo
Enero	134.177	111.177	23.001	22.975	134.152
Febrero	147.102	119.183	27.919	27.917	147.100
Marzo	220.558	163.629	56.929	56.871	220.500
Abril	277.272	203.836	73.436	73.364	277.200
Mayo	313.977	221.646	92.332	92.274	313.920
Junio	331.994	234.629	97.365	97.421	332.050
Julio	353.018	247.389	105.629	105.591	352.980

Agosto	307.754	215.523	92.232	92.327	307.850
Septiembre	241.882	170.737	71.145	71.113	241.850
Octubre	183.864	147.217	36.779	36.765	183.850
Noviembre	143.896	115.404	28.492	28.396	143.800
Diciembre	117.874	91.967	25.907	26.133	118.100

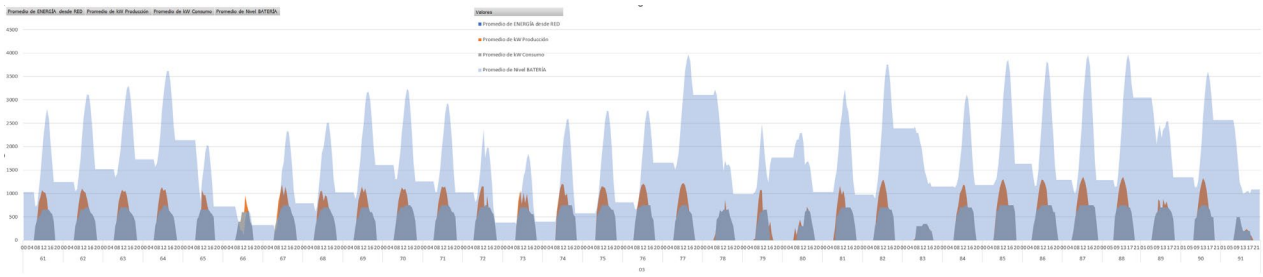
A continuación mostramos la simulación con la curvas de producción, consumo en bombeo, nivel de almacenamiento de la batería (Rojo si sobre pasara los 4000kwh) y consumo desde la red si hiciese falta.



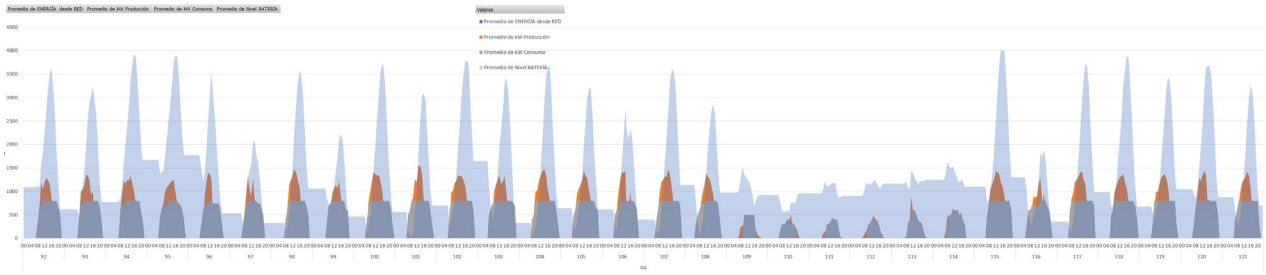
enero



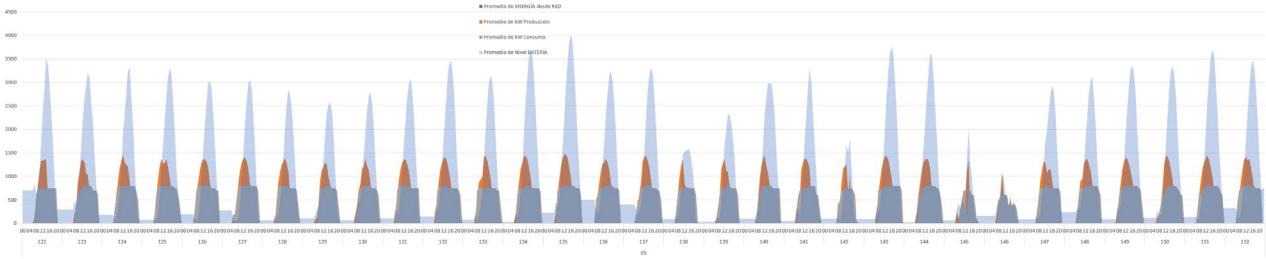
febrero



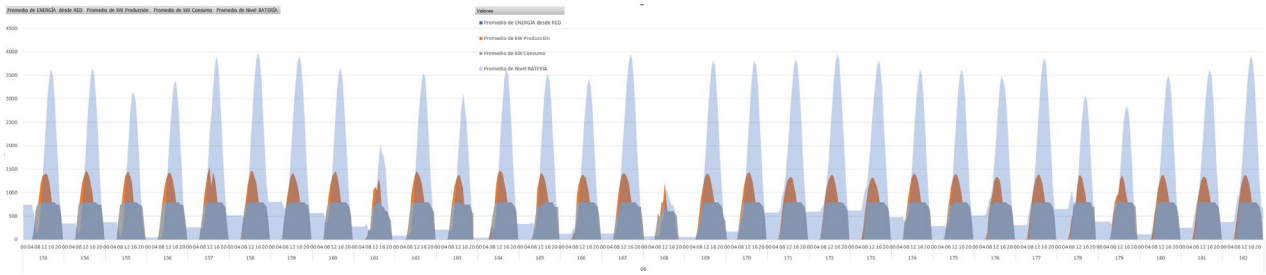
Marzo



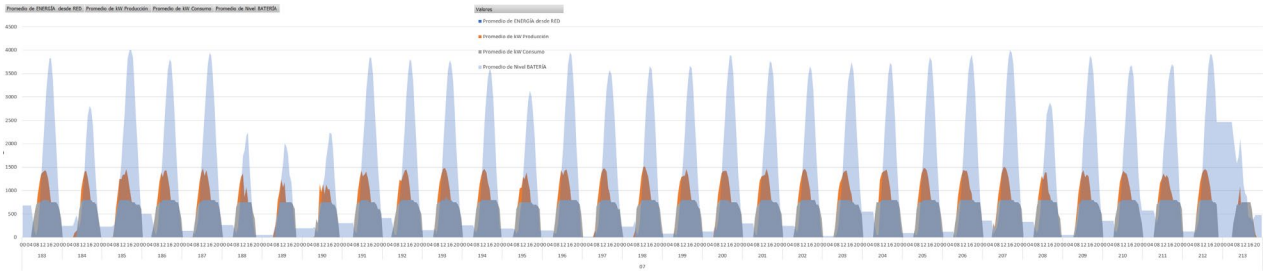
Abril



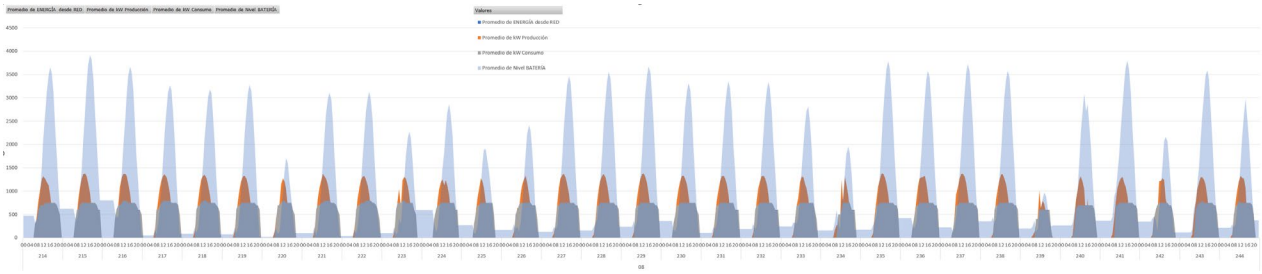
Mayo



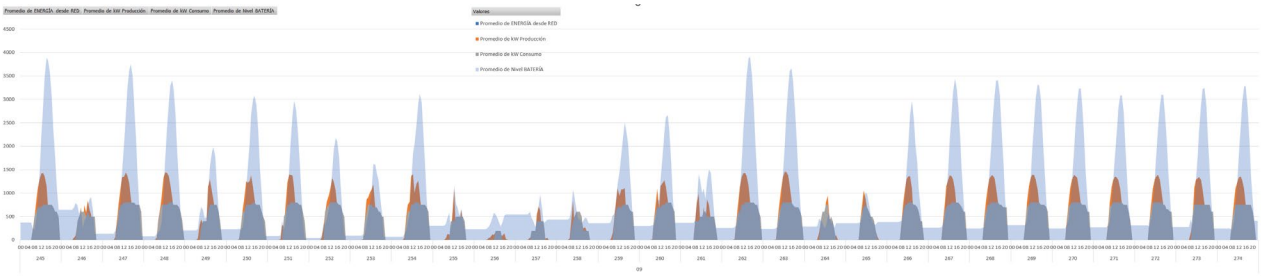
Junio



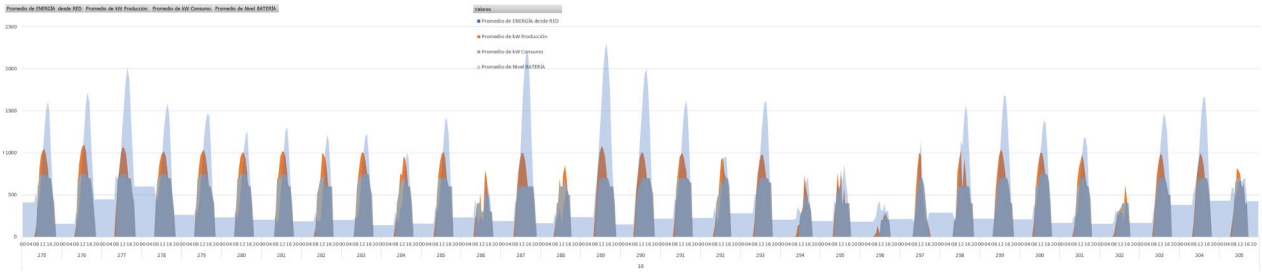
Julio



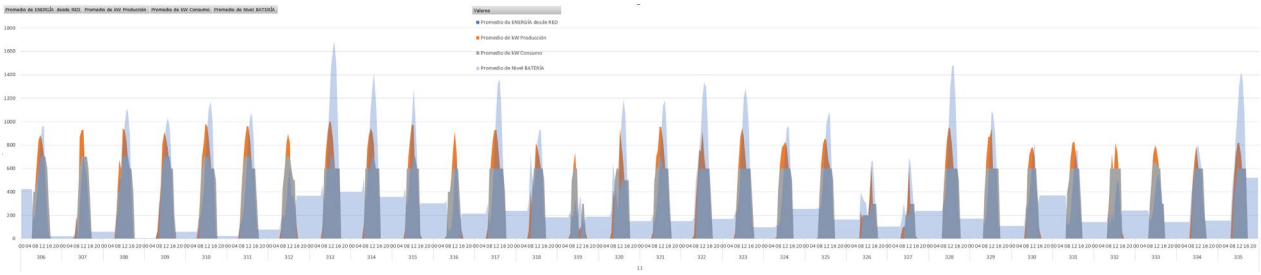
Agosto



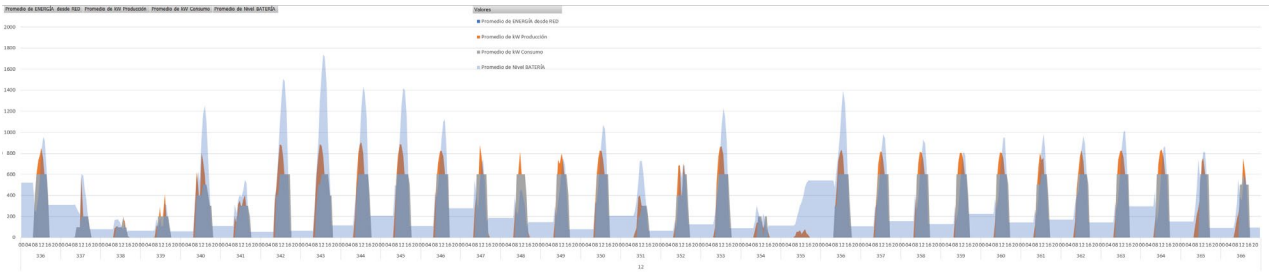
Septiembre



Octubre



Noviembre



diciembre

Según la simulación, ajustando la potencia de consumo a un adecuando funcionamiento, siempre que las necesidades de riego se ajusten al histórico de partida, el sistema FV es capaz de cumplir con el objetivo marcado. En la Simulación se parte con una batería llena al 25%, 1000 Kwh y se acaba con 300kWh. Por lo que siendo estrictos sería necesario cargar puntualmente desde la red, pero utilizaremos el 100% de la energía solar posible.

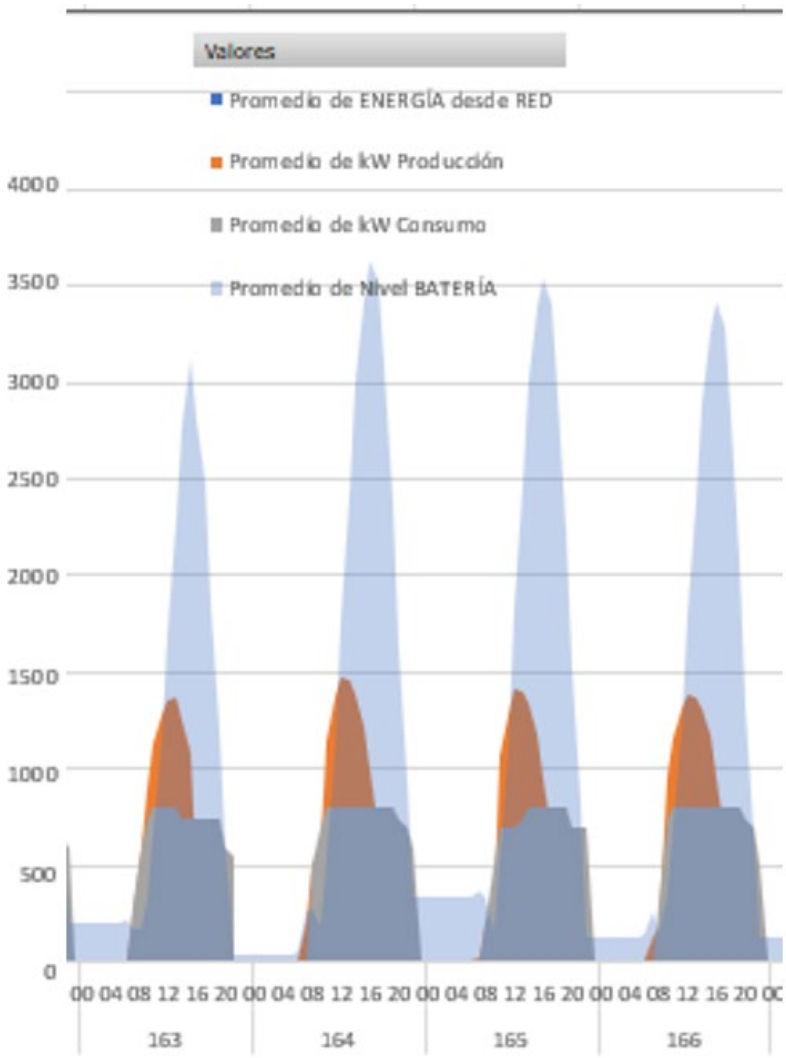
No aparece ningún dato en ROJO por lo que el limite de los 4000kWh no se ha superado, lo que confirma mediante la simulación HORARIA-ANUAL, que la capacidad inicial del sistema de 4000 KWH cumple para almacenar en todos los instantes la energía excedentaria de la generación respecto al consumo quedando disponible para bombear.

Si volvemos a comprobar el cuadro de balance de carga y descarga:

Mes	Producción FV	Consumo directo	Energía Acumulada en la batería	Energía Descargada desde la batería	Consumo Bombeo
Enero	134.177	111.177	23.001	22.975	134.152
Febrero	147.102	119.183	27.919	27.917	147.100
Marzo	220.558	163.629	56.929	56.871	220.500
Abril	277.272	203.836	73.436	73.364	277.200
Mayo	313.977	221.646	92.332	92.274	313.920
Junio	331.994	234.629	97.365	97.421	332.050
Julio	353.018	247.389	105.629	105.591	352.980
Agosto	307.754	215.523	92.232	92.327	307.850
Septiembre	241.882	170.737	71.145	71.113	241.850
Octubre	183.864	147.217	36.779	36.765	183.850
Noviembre	143.896	115.404	28.492	28.396	143.800
Diciembre	117.874	91.967	25.907	26.133	118.100

La cantidad mensual de energía que se Carga respecto a la que se descarga es inferior al 1%, **lo que indica la maximización del uso de la batería y que no está sobre dimensionada.**

Además, si miramos mes a mes la graficas de balance de energía, observamos que el mes de máximo estrés en carga y descara es el mes de junio, coincidente en máxima producción y máximo consumo de agua/energía.



Vemos que los días 163 a 166, se alcanza el máximo estrés del sistema con picos de mas de 3.500 KWH acumulados y descarga justo por encima de 50kWH, pero nunca negativo por lo que podemos asegurar el **correcto y ajustado dimensionamiento del sistema de acumulación.**

La ventaja de tener en el sistema una batería de este tipo es que puede cargar desde la FV o desde la red, y como el sistema IA conocerá con un día de antelación el precio de la energía y la posible demanda, puede tomar la decisión de carga desde la red en los periodos mas baratos o incluso en las hora donde el pool está en cero euros, por lo que se optimiza muchísimo en coste económica de la energía a utilizar en este punto, aunque haya q tomar desde la red en situaciones imprevistas.

11 CÁLCULO DE LAS SECCIONES DEL CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA (CC)

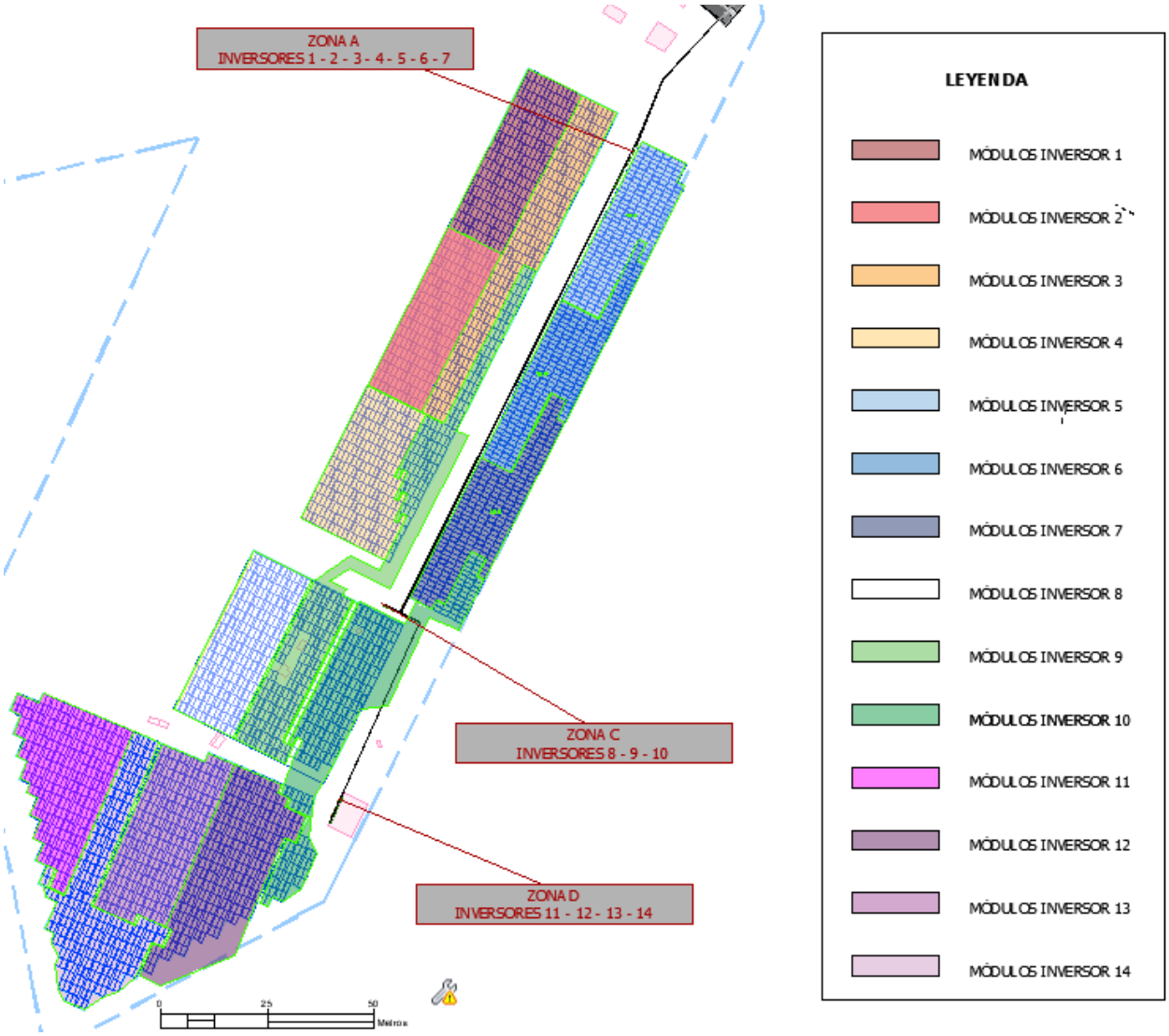


Ilustración 7. Distribución de módulos por inversor en la instalación

11.1 CABLEADO DE LOS PANELES SOLARES

Cada panel fotovoltaico cuenta con dos cables unipolares para el positivo y el negativo. Generalmente, los cables que vienen de serie con el módulo son de 4 mm^2 de sección y 1200 mm de longitud y conector tipo MC4. La tensión ensayada y recogida en la ficha técnica será la comprobada en bornas de dicho cableado por lo que ese valor de tensión será ya incluido la longitud del cable y valdrá de punto de partida para los cálculos de CC.

11.2 CABLEADO DE LOS STRINGS

Cada string de la instalación fotovoltaica cuenta con 18 paneles fotovoltaicos conectados en serie. El string está compuesto por dos cables unipolares para el positivo y el negativo.

Cada uno de los Strings recogerán módulos con la misma orientación. No se permite la conexión en serie de módulos de distinta orientación ya que recibirían distinta radiación y la producción seria la menor de menor modulo.

En la medida de lo posible la conexión física de los 18 módulos se realizará en 9 de ida y 9 de vuelta hacia el inversor de manera que la distancia al inversor sea la menor desde el lado de los 9, esa será la distancia a reflejar en los cálculos. Cuando físicamente por facilidad de conexionado se realicen 18 en una sola línea, y se haga la vuelta desde el ultimo modulo, el cableado discurrirá por la parte trasera de los mismo módulos que enlazan y la distancia de cálculo será el punto medio físico de los 18 módulos.

Lo módulos serán ordenados en la medida de lo posible por Intensidades de Impp semejantes, al ser módulos con una tolerancia positiva de entre 0 y +2.5% podrían existir módulos con 580Wp y hasta de 594Wp, por lo que enlazar 17 módulos de 594Wp con uno solo de 580, harán que todos funcionen a 580Wp y los 17 se calienten un 2% mas. Por lo que el instalador organizará los módulos de manera que no difieran, en la medida de lo posible mas de un 1% de Ppmp.

Con estas premisas, el funcionamiento de los 18 módulos será lo más próximo posible a un String de 10.440Wp, con 766Vdc y un solo módulo de 13.64A. en el punto de máxima potencia, por lo que estas serán la premisas de cálculo para la caída de tensión y selección de la sección de cableado.

11.3 CABLEADO DE STRINGS A INVERSORES

En la parte de corriente continua los módulos fotovoltaicos están conectados con los inversores en una configuración de 180 ramas (strings) con 18 módulos por rama.

El tipo de instalación para dimensionar la sección del cable es para una instalación no enterrada **tipo C** (Cables unipolares en canales fijas, según tabla B "Tipos de instalaciones de cables no enterrados" de la ITC-BT-19). Se instalan dos conductores (positivo y negativo en DC) con aislamiento tipo XLPE y material cobre.

Tabla B - Tipos de instalación de cables no enterrados

A1	- Conductores unipolares aislados en tubos empotrados en paredes térmicamente aislantes - Cables multiconductores empotrados directamente en paredes térmicamente aislantes. - Conductores unipolares aislados en molduras. - Conductores unipolares aislados en conductos o cables uni o multiconductores dentro de los marcos de las puertas. - Conductores unipolares aislados en tubos o cables uni o multiconductores dentro de los marcos de las ventanas.
A2	- Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes térmicamente aislantes.
B1	- Conductores aislados o cable unipolar en tubos empotrados en obra - Conductores aislados o cable unipolar en tubo sobre pared de madera o mampostería separados a una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del tubo. - Conductores unipolares aislados en canales o conductos cerrados de sección no circular sobre pared de madera - Cables unipolares o multiconductores en huecos de obra de fábrica +) - Conductores unipolares aislados en tubos dentro de huecos de obra de fábrica +) - Conductores unipolares aislados en conductos cerrados de sección no circular en huecos de obra de fábrica +) - Conductores aislados en conductos cerrados de sección no circular empotrados en obra de fábrica con una resistividad térmica no superior a 2K·m/W +) - Conductores unipolares aislados o cables unipolares en canal protectora empotrada en el suelo - Conductores aislados o cables unipolares en conductos perfilados empotrados - Cables uni o multiconductores en falsos techos o suelos técnicos +) - Conductores unipolares aislados o cables unipolares en canal protectora suspendida - Conductores aislados o cables unipolares en tubos en canalizaciones no ventiladas +) - Conductores unipolares aislados en tubos en canales de obra ventilados - Cables uni o multiconductores en canales de obra ventilados - Conductores unipolares aislados o cables unipolares dentro de zócalos acanalados (rodapiés ranurado)
B2	- Cables multiconductores en tubos empotrados en obra - Cables multiconductores en tubos sobre pared de madera o separados a una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del tubo. - Cables multiconductores en canales o conductos cerrados de sección no circular sobre pared de madera - Cables multiconductores en canal protectora suspendida - Cables multiconductores dentro de zócalos acanalados(rodapiés ranurado) - Cables multiconductores en canal protectora empotrada en el suelo - Cables multiconductores en conductos perfilados empotrados
C	- Cables multiconductores directamente bajo un techo de madera - Cables unipolares o multiconductores sobre bandejas no perforadas - Cables unipolares o multiconductores fijados en el techo o pared de madera o espaciados 0,3 veces el diámetro del cable - Cables uni o multiconductores empotrados directamente en paredes
E	- Cables multiconductores separados de la pared una distancia no inferior a 0,3 D 5) - Cables unipolares o multiconductores sobre bandejas perforadas en horizontal o vertical - Cables unipolares o multiconductores sobre bandejas de rejilla - Cables unipolares o multiconductores sobre bandejas de escalera - Cables unipolares o multiconductores suspendidos de un cable fiador
F	- Se aplica a los mismos sistemas de instalación que el tipo E, cuando la sección del conductor es superior a 25 mm^2 - Cables unipolares en contacto mutuo separados de la pared una distancia no inferior a D 5)

- Criterio de intensidad máxima admisible:

De cara a calcular la sección necesaria según el criterio de la intensidad máxima admisible de los cables tenemos que mayorar por 1,25 la intensidad nominal que corresponde a 13.64 A. La intensidad máxima admisible de cada cableado entre el string y la caja de conexiones es 13,48Ax1,25=17.05 A.

Haciendo uso de la tabla de intensidades admisibles para cables con conductores de cobres, no enterrados que está disponible en la Guía Técnica de la ITC-BT-19, podremos seleccionar la sección de cable necesaria.

Tabla A - Intensidades admisibles para cables con conductores de cobre, no enterrados
Temperatura ambiente 40ºC en el aire

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
A1		3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE						
A2	3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE							
B1				3x PVC	2x PVC		3x XLPE		2x XLPE			
B2			3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE					
C					3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE		
E						3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE	
F							3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE
Sección mm^2 COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	--
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	--
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	--
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	--
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	--
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	--
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	--	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	--	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	--	--	--	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	--	--	--	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	--	--	--	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	--	--	--	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	--	--	--	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	--	--	--	315	350	374	401	435	468	490	552	590
300	--	--	--	361	401	430	461	500	538	563	638	678
400	--	--	--	431	480	515	552	699	645	674	770	812
500	--	--	--	493	551	592	633	687	741	774	889	931
630	--	--	--	565	632	681	728	790	853	890	1028	1071

Se indican como 3x los circuitos trifásicos y como 2x los monofásicos.
A efecto de las intensidades admisibles los cables con aislamiento termoplástico a base de poliolefina (Z1) son equivalentes a los cables con aislamiento de policloruro de vinilo (V).

Posteriormente se multiplica por un factor de corrección según la instalación para mayorar o minorar la sección necesaria.

En el caso más desfavorable, la instalación dispondrá de conductores de 4mm^2 que, según se indica en la tabla, soportan una intensidad de 38 A. Considerando un factor de corrección de 0,85, la intensidad máxima admisible por el conductor será de 32,3 A, siendo esta intensidad superior a la intensidad de cálculo indicada, por lo que queda justificada su idoneidad. Serán válidos todos los conductores de sección superior a la calculada.

Por ello el conductor de 4mm de Cobre con aislamiento de 1/1.5kV elegido para todo el cableado DC del presente proyecto cumple con el criterio de intensidad máxima admisible.

- Criterio de caída de tensión máxima admisible:

Según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE, la sección de los conductores debe asegurar que la caída de tensión en STC en la parte de continua no superará el 1,5 %.

Para su cálculo haremos uso de la siguiente expresión:

$$e = \frac{2LP}{kSV}$$

$$S = \frac{2LP}{keV}$$

Donde:

e: Caída de tensión en voltios [V]

L: Longitud de la línea en metros [m]

P: Potencia en vatios [W]

Cosφ: Factor de potencia. (Cosφ = 1 para corriente continua)

K: Conductividad [m/(Ωmm2)]

S: Sección del conductor en milímetros cuadrados [mm2]

V: Tensión [V]

Para evaluar el criterio de caída de tensión máxima de 1.5% analizaremos la distancia de cada uno de los 180 Strings comportándose como una cadena de 10.440Wp, con 766Vdc y un solo módulo de 13.64A.

Los 14 inversores se agruparán en 3 zonas que recogerán el cableado de los strings de la manera más eficiente minimizando la longitud DC de las series:

Utilizaremos la ecuación: $e = \frac{2 \cdot L_{cable} \cdot P_{panel}}{\sigma_{cobre} \cdot S_{cable} \cdot V_{panel}}$

Donde : $e = \frac{2 \cdot L_{cable} \cdot P_{panel}}{\sigma_{cobre} \cdot S_{cable} \cdot V_{Serie}} = \frac{2 \cdot L \cdot 580}{55{,}58 \cdot 4 \cdot 766} = 0{,}0068L \ V$

La caída de tensión se expresará en %

Zona A									
Inversor	**String**	**Potencia (W)**	**Voltaje línea (V)**	**Longitud total de cable (m)**	**Intensidad calculada (A)**	**Sección (mm2)**	**Intensidad admisible (A)**	**Material**	**CDT (%)**
1	1	10440	766	65	13,64	4	38	Cu	1,04%
1	2	10440	766	64	13,64	4	38	Cu	1,03%
1	3	10440	766	63	13,64	4	38	Cu	1,01%
1	4	10440	766	62	13,64	4	38	Cu	0,99%
1	5	10440	766	61	13,64	4	38	Cu	0,98%
1	6	10440	766	60	13,64	4	38	Cu	0,96%
1	7	10440	766	59	13,64	4	38	Cu	0,95%

1	8	10440	766	58	13,64	4	38	Cu	0,93%
1	9	10440	766	57	13,64	4	38	Cu	0,91%
1	10	10440	766	56	13,64	4	38	Cu	0,90%
1	11	10440	766	55	13,64	4	38	Cu	0,88%
1	12	10440	766	54	13,64	4	38	Cu	0,86%
2	13	10440	766	55	13,64	4	38	Cu	0,88%
2	14	10440	766	56	13,64	4	38	Cu	0,90%
2	15	10440	766	57	13,64	4	38	Cu	0,91%
2	16	10440	766	58	13,64	4	38	Cu	0,93%
2	17	10440	766	59	13,64	4	38	Cu	0,95%
2	18	10440	766	60	13,64	4	38	Cu	0,96%
2	19	10440	766	61	13,64	4	38	Cu	0,98%
2	20	10440	766	62	13,64	4	38	Cu	0,99%
2	21	10440	766	63	13,64	4	38	Cu	1,01%
2	22	10440	766	64	13,64	4	38	Cu	1,03%
2	23	10440	766	65	13,64	4	38	Cu	1,04%
2	24	10440	766	66	13,64	4	38	Cu	1,06%
3	25	10440	766	68	13,64	4	38	Cu	1,09%
3	26	10440	766	67	13,64	4	38	Cu	1,07%
3	27	10440	766	66	13,64	4	38	Cu	1,06%
3	28	10440	766	65	13,64	4	38	Cu	1,04%
3	29	10440	766	64	13,64	4	38	Cu	1,03%
3	30	10440	766	63	13,64	4	38	Cu	1,01%
3	31	10440	766	62	13,64	4	38	Cu	0,99%
3	32	10440	766	61	13,64	4	38	Cu	0,98%
3	33	10440	766	52	13,64	4	38	Cu	0,83%
3	34	10440	766	51	13,64	4	38	Cu	0,82%
3	35	10440	766	50	13,64	4	38	Cu	0,80%
3	36	10440	766	49	13,64	4	38	Cu	0,78%
3	37	10440	766	48	13,64	4	38	Cu	0,77%
4	38	10440	766	90	13,64	4	38	Cu	1,44%
4	39	10440	766	89	13,64	4	38	Cu	1,43%
4	40	10440	766	88	13,64	4	38	Cu	1,41%
4	41	10440	766	87	13,64	4	38	Cu	1,39%
4	42	10440	766	86	13,64	4	38	Cu	1,38%
4	43	10440	766	85	13,64	4	38	Cu	1,36%
4	44	10440	766	84	13,64	4	38	Cu	1,35%
4	45	10440	766	83	13,64	4	38	Cu	1,33%
4	46	10440	766	82	13,64	4	38	Cu	1,31%
4	47	10440	766	81	13,64	4	38	Cu	1,30%
4	48	10440	766	80	13,64	4	38	Cu	1,28%
4	49	10440	766	79	13,64	4	38	Cu	1,27%
4	50	10440	766	78	13,64	4	38	Cu	1,25%
5	51	10440	766	36	13,64	4	38	Cu	0,58%
5	52	10440	766	38	13,64	4	38	Cu	0,61%

5	53	10440	766	40	13,64	4	38	Cu	0,64%
5	54	10440	766	42	13,64	4	38	Cu	0,67%
5	55	10440	766	44	13,64	4	38	Cu	0,70%
5	56	10440	766	46	13,64	4	38	Cu	0,74%
5	57	10440	766	48	13,64	4	38	Cu	0,77%
5	58	10440	766	50	13,64	4	38	Cu	0,80%
5	59	10440	766	52	13,64	4	38	Cu	0,83%
5	60	10440	766	54	13,64	4	38	Cu	0,86%
5	61	10440	766	56	13,64	4	38	Cu	0,90%
5	62	10440	766	58	13,64	4	38	Cu	0,93%
5	63	10440	766	60	13,64	4	38	Cu	0,96%
6	64	10440	766	65	13,64	4	38	Cu	1,04%
6	65	10440	766	67	13,64	4	38	Cu	1,07%
6	66	10440	766	69	13,64	4	38	Cu	1,11%
6	67	10440	766	71	13,64	4	38	Cu	1,14%
6	68	10440	766	73	13,64	4	38	Cu	1,17%
6	69	10440	766	75	13,64	4	38	Cu	1,20%
6	70	10440	766	77	13,64	4	38	Cu	1,23%
6	71	10440	766	79	13,64	4	38	Cu	1,27%
6	72	10440	766	81	13,64	4	38	Cu	1,30%
6	73	10440	766	83	13,64	4	38	Cu	1,33%
6	74	10440	766	85	13,64	4	38	Cu	1,36%
6	75	10440	766	87	13,64	4	38	Cu	1,39%
6	76	10440	766	89	13,64	4	38	Cu	1,43%
7	77	10440	766	70	13,64	4	38	Cu	1,12%
7	78	10440	766	72	13,64	4	38	Cu	1,15%
7	79	10440	766	74	13,64	4	38	Cu	1,19%
7	80	10440	766	76	13,64	4	38	Cu	1,22%
7	81	10440	766	78	13,64	4	38	Cu	1,25%
7	82	10440	766	80	13,64	4	38	Cu	1,28%
7	83	10440	766	82	13,64	4	38	Cu	1,31%
7	84	10440	766	84	13,64	4	38	Cu	1,35%
7	85	10440	766	86	13,64	4	38	Cu	1,38%
7	86	10440	766	88	13,64	4	38	Cu	1,41%
7	87	10440	766	90	13,64	4	38	Cu	1,44%
7	88	10440	766	92	13,64	4	38	Cu	1,47%
7	89	10440	766	90	13,64	4	38	Cu	1,44%

Zona B									
Inversor	String	Potencia (W)	Voltaje línea (V)	Longitud total de cable (m)	Intensidad calculada (A)	Sección (mm2)	Intensidad admisible (A)	Material	CDT (%)
8	90	10440	766	57	13,64	4	38	Cu	0,91%
8	91	10440	766	59	13,64	4	38	Cu	0,95%
8	92	10440	766	61	13,64	4	38	Cu	0,98%
8	93	10440	766	63	13,64	4	38	Cu	1,01%
8	94	10440	766	65	13,64	4	38	Cu	1,04%
8	95	10440	766	67	13,64	4	38	Cu	1,07%
8	96	10440	766	69	13,64	4	38	Cu	1,11%
8	97	10440	766	71	13,64	4	38	Cu	1,14%
8	98	10440	766	73	13,64	4	38	Cu	1,17%
8	99	10440	766	75	13,64	4	38	Cu	1,20%
8	100	10440	766	77	13,64	4	38	Cu	1,23%
8	101	10440	766	79	13,64	4	38	Cu	1,27%
8	102	10440	766	81	13,64	4	38	Cu	1,30%
9	103	10440	766	65	13,64	4	38	Cu	1,04%
9	104	10440	766	64	13,64	4	38	Cu	1,03%
9	105	10440	766	63	13,64	4	38	Cu	1,01%
9	106	10440	766	62	13,64	4	38	Cu	0,99%
9	107	10440	766	61	13,64	4	38	Cu	0,98%
9	108	10440	766	60	13,64	4	38	Cu	0,96%
9	109	10440	766	59	13,64	4	38	Cu	0,95%
9	110	10440	766	58	13,64	4	38	Cu	0,93%
9	111	10440	766	57	13,64	4	38	Cu	0,91%
9	112	10440	766	56	13,64	4	38	Cu	0,90%
9	113	10440	766	55	13,64	4	38	Cu	0,88%
9	114	10440	766	54	13,64	4	38	Cu	0,86%
9	115	10440	766	53	13,64	4	38	Cu	0,85%
10	116	10440	766	75	13,64	4	38	Cu	1,20%
10	117	10440	766	73	13,64	4	38	Cu	1,17%
10	118	10440	766	71	13,64	4	38	Cu	1,14%
10	119	10440	766	69	13,64	4	38	Cu	1,11%
10	120	10440	766	67	13,64	4	38	Cu	1,07%
10	121	10440	766	65	13,64	4	38	Cu	1,04%
10	122	10440	766	63	13,64	4	38	Cu	1,01%
10	123	10440	766	61	13,64	4	38	Cu	0,98%
10	124	10440	766	59	13,64	4	38	Cu	0,95%
10	125	10440	766	57	13,64	4	38	Cu	0,91%
10	126	10440	766	55	13,64	4	38	Cu	0,88%
10	127	10440	766	53	13,64	4	38	Cu	0,85%
10	128	10440	766	51	13,64	4	38	Cu	0,82%

Zona C									
Inversor	String	Potencia (W)	Voltaje línea (V)	Longitud total de cable (m)	Intensidad calculada (A)	Sección (mm2)	Intensidad admisible (A)	Material	CDT (%)
11	129	10440	766	78	13,64	4	38	Cu	1,25%
11	130	10440	766	76	13,64	4	38	Cu	1,22%
11	131	10440	766	74	13,64	4	38	Cu	1,19%
11	132	10440	766	72	13,64	4	38	Cu	1,15%
11	133	10440	766	68	13,64	4	38	Cu	1,09%
11	134	10440	766	64	13,64	4	38	Cu	1,03%
11	135	10440	766	60	13,64	4	38	Cu	0,96%
11	136	10440	766	58	13,64	4	38	Cu	0,93%
11	137	10440	766	56	13,64	4	38	Cu	0,90%
11	138	10440	766	54	13,64	4	38	Cu	0,86%
11	139	10440	766	56	13,64	4	38	Cu	0,90%
11	140	10440	766	60	13,64	4	38	Cu	0,96%
11	141	10440	766	56	13,64	4	38	Cu	0,90%
12	142	10440	766	68	13,64	4	38	Cu	1,09%
12	143	10440	766	66	13,64	4	38	Cu	1,06%
12	144	10440	766	64	13,64	4	38	Cu	1,03%
12	145	10440	766	62	13,64	4	38	Cu	0,99%
12	146	10440	766	60	13,64	4	38	Cu	0,96%
12	147	10440	766	58	13,64	4	38	Cu	0,93%
12	148	10440	766	56	13,64	4	38	Cu	0,90%
12	149	10440	766	54	13,64	4	38	Cu	0,86%
12	150	10440	766	52	13,64	4	38	Cu	0,83%
12	151	10440	766	50	13,64	4	38	Cu	0,80%
12	152	10440	766	48	13,64	4	38	Cu	0,77%
12	153	10440	766	46	13,64	4	38	Cu	0,74%
12	154	10440	766	44	13,64	4	38	Cu	0,70%
13	155	10440	766	66	13,64	4	38	Cu	1,06%
13	156	10440	766	64	13,64	4	38	Cu	1,03%
13	157	10440	766	62	13,64	4	38	Cu	0,99%
13	158	10440	766	60	13,64	4	38	Cu	0,96%
13	159	10440	766	58	13,64	4	38	Cu	0,93%
13	160	10440	766	56	13,64	4	38	Cu	0,90%
13	161	10440	766	54	13,64	4	38	Cu	0,86%
13	162	10440	766	52	13,64	4	38	Cu	0,83%
13	163	10440	766	50	13,64	4	38	Cu	0,80%
13	164	10440	766	48	13,64	4	38	Cu	0,77%
13	165	10440	766	46	13,64	4	38	Cu	0,74%
13	166	10440	766	44	13,64	4	38	Cu	0,70%
13	167	10440	766	42	13,64	4	38	Cu	0,67%
14	168	10440	766	42	13,64	4	38	Cu	0,67%
14	169	10440	766	40	13,64	4	38	Cu	0,64%

14	170	10440	766	38	13,64	4	38	Cu	0,61%
14	171	10440	766	36	13,64	4	38	Cu	0,58%
14	172	10440	766	34	13,64	4	38	Cu	0,54%
14	173	10440	766	32	13,64	4	38	Cu	0,51%
14	174	10440	766	30	13,64	4	38	Cu	0,48%
14	175	10440	766	28	13,64	4	38	Cu	0,45%
14	176	10440	766	26	13,64	4	38	Cu	0,42%
14	177	10440	766	24	13,64	4	38	Cu	0,38%
14	178	10440	766	22	13,64	4	38	Cu	0,35%
14	179	10440	766	20	13,64	4	38	Cu	0,32%
14	180	10440	766	18	13,64	4	38	Cu	0,29%

12 CÁLCULO DE LAS SECCIONES DEL CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA (CA)

Para el dimensionamiento de las Conducciones en AC, se establecerá la premisa de que desde cada inversor y su protección de 160A se realizara una sola acometida hasta el cuadro general de interconexión de la generación situado en el cuarto de Variadores. Estas acometidas discurrirán sobre bandeja de rejilla con tapadera superior para evitar la acción directa del sol.

Se establecerá un BUS de AC tal y como se muestra en el siguiente grafico en línea Roja

Se establecerán las mismas 3 zonas que en el apartado Dc

Zona	Inversores	Distancia (m)
A	1 a 7	85
B	8 a 10	165
C	11 a 14	195

El tipo de instalación para dimensionar la sección del cable es para una instalación sobre bandeja con conductores en contacto. Se instala un conductor de tipo trifásico con cables unipolares mas neutro desde cada inversor, con aislamiento tipo XLPE y material Aluminio.

- Criterio de intensidad máxima admisible:

De cara a calcular la sección necesaria según el criterio de la intensidad máxima admisible de los cables tenemos que mayorar por 1.25 la intensidad nominal. La intensidad máxima admisible de cada cableado entre los inversores y el cuadro de BT es 144.3Ax1,25=**180 A.**

Haciendo uso de la tabla de intensidades admisibles para cables con conductores de cobre, soterrados bajo tubo que está disponible en la Guía Técnica de la ITC-BT-19, podremos seleccionar la sección de cable necesaria.

8.2 INTENSIDADES MÁXIMAS ADMISIBLES EN SERVICIO PERMANENTE (UNE 20460-5-523)

CABLES TENSIÓN NOMINAL: 0.6/1 kV
TABLA 6

INSTALACIÓN AL AIRE (Temperatura del aire: 40° C) TEMPERATURA MÁXIMA DEL CONDUCTOR: 90° C CABLES AISLADOS CON POLIETILENO RETICULADO (XLPE)						
SECCIÓN	Nº CONDUCTORES DE COBRE			Nº CONDUCTORES DE ALUMINIO		
mm²	UNO*	DOS	TRES	UNO*	DOS	TRES
1,5	21	24	20	-	-	-
2,5	29	33	26,5	22	25	20
4	38	45	36	29	35	27,5
6	48	57	46	38	45	36
10	68	79	65	53	61	50
16	91	105	87	70	83	66
25	116	123	110	88	94	84
35	144	154	137	109	117	104
50	175	188	167	133	145	127
70	224	244	214	170	187	162
95	271	296	259	207	230	197
120	314	348	301	239	269	228
150	363	404	353	277	312	264
185	415	464	391	316	359	301
240	490	552	468	372	429	355
300	-	-	-	-	-	-
400	-	-	-	-	-	-
500	-	-	-	-	-	-
630	-	-	-	-	-	-

Si existen condiciones especiales en la instalación, en la elección de la sección deben aplicarse factores de corrección.
* Se consideran 3 conductores cargados.

- Criterio de caída de tensión máxima admisible:

Según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE, la sección de los conductores debe asegurar que la caída de tensión no superará el 1,5 %.

Para su cálculo haremos uso de la siguiente expresión:

$$e = \frac{\sqrt{3} * L * P}{k * S * U}$$

$$S = \frac{\sqrt{3} * L * P}{k * e * U}$$

Donde:e: Caída de tensión en voltios [V]

L: Longitud de la línea en metros [m]

P: Potencia en vatios [W]

Cosφ: Factor de potencia.

K: Conductividad [m/(Ωmm2)]

S: Sección del conductor en milímetros cuadrados [mm²]

V: Tensión [V]

El dimensionamiento de todos los conductores se adjunta en la siguiente tabla:

Zona A								
Inversor	**Potencia (W)**	**Voltaje línea (V)**	**Longitud total de cable (m)**	**Intensidad calculada (A)**	**Sección (mm2)**	**Intensidad admisible (A)**	**Material**	**CDT (%)**
1	100000	400	65	144,33	95	207	AL	1,284%
2	100000	400	66,5	144,33	95	207	AL	1,314%
3	100000	400	68	144,33	95	207	AL	1,343%
4	100000	400	69,5	144,33	95	207	AL	1,373%
5	100000	400	71	144,33	95	207	AL	1,403%
6	100000	400	72,5	144,33	95	207	AL	1,432%
7	100000	400	74	144,33	95	207	AL	1,462%
Zona B								
8	100000	400	182	144,33	150	277	AL	1,139%
9	100000	400	184	144,33	150	277	AL	1,151%
10	100000	400	186	144,33	150	277	AL	1,164%
Zona C								
11	100000	400	198	144,33	150	277	AL	1,239%
12	100000	400	200	144,33	150	277	AL	1,251%
13	100000	400	202	144,33	150	277	AL	1,264%
14	100000	400	206	144,33	150	277	AL	1,289%

12.1 CALCULO ACOMETIDA SISTEMA ACUMULACION A CUADRO GENERAL DE GENERACION.

El cableado desde el sistema de acumulación a cuadro general de generación se diseña en función de la intensidad máxima admisible del conductor ya que la potencia a transportar es mucho mas significativa en una acometida inferior a 15 metros. La potencia máxima de diseño a trasportar es de 1400KW en el caso de máxima carga, ya que es la potencia instantánea máxima generada por el sistema FV que podría pasar a las baterías si en ese instante no hubiera ningún consumo, por lo que en el caso mas desfavorable o de mayor potencia a trasportar seria la potencia nominal del sistema generador.

Esta potencia máxima se divide en dos al tratarse de 2 acumuladores de 2MWH; 700 KW para cada acumulador por lo que la intensidad máxima a trasportar es de 1010 A.

Tramo	Potencia	Intensidad	Intensidad ITC-BT-40	Conductor elegido Y tipo conduccion	Intensidad máxima admisible	Cumple
Acumulador 1 A Cuadro general de Generación	700 KW	1010 A	1262 A	3x 240mm^2 Cu Tipo E	3x468 = 1404	SI
Acumulador 2 A Cuadro general de Generación	700 KW	1010 A	1262 A	3x 240mm^2 Cu Tipo E	3x468 = 1404	SI

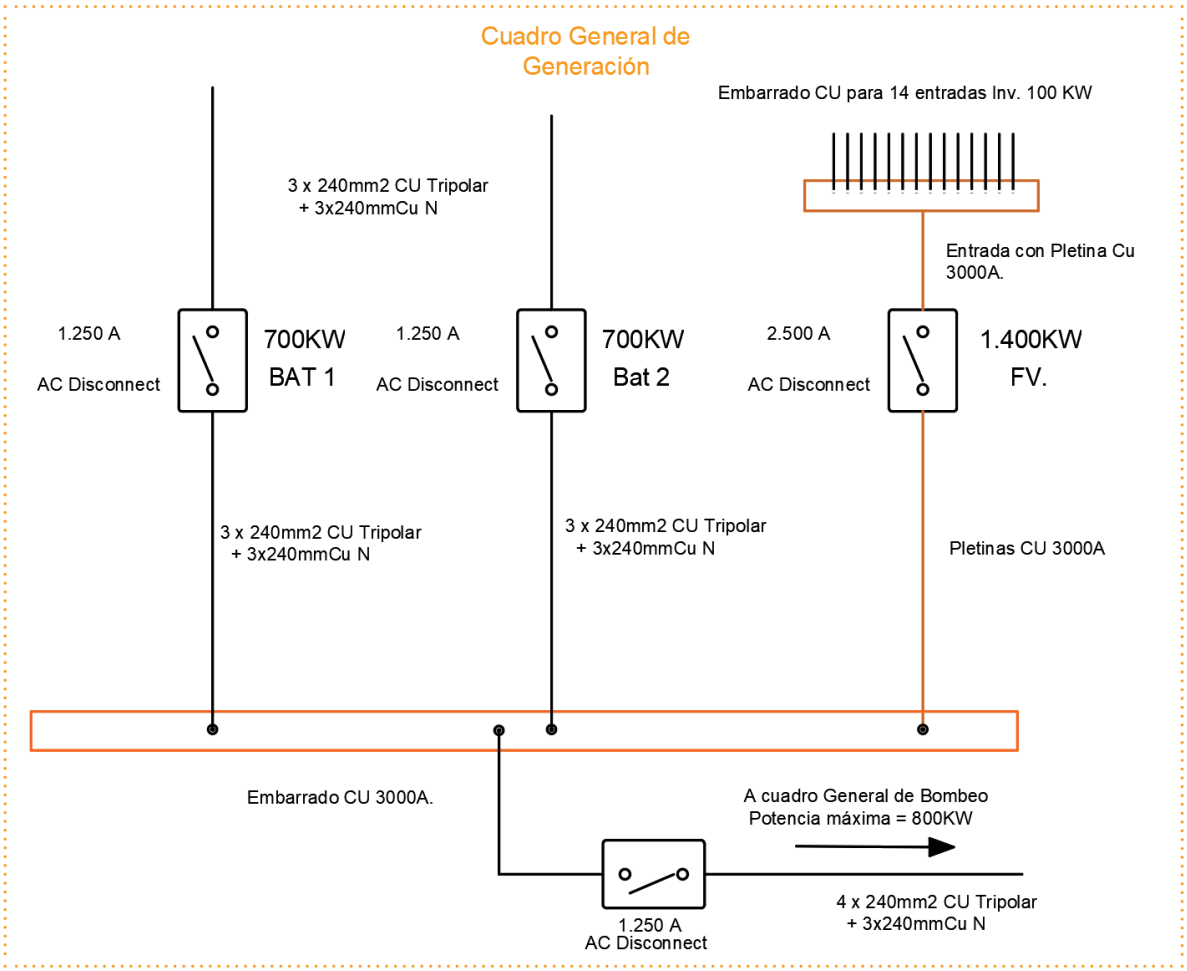
Tabla A - Intensidades admisibles para cables con conductores de cobre, no enterrados
Temperatura ambiente 40ºC en el aire

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
A1		3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE						
A2	3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE							
B1				3x PVC	2x PVC		3x XLPE		2x XLPE			
B2			3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE					
C					3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE		
E						3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE	
F							3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE
Sección mm^2 COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	--
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	--
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	--
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	--
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	--
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	--
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	--	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	--	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	--	--	--	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	--	--	--	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	--	--	--	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	--	--	--	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	--	--	--	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	--	--	--	315	350	374	401	435	468	490	552	590
300	--	--	--	361	401	430	461	500	538	563	638	678
400	--	--	--	431	480	515	552	699	645	674	770	812
500	--	--	--	493	551	592	633	687	741	774	889	931
630	--	--	--	565	632	681	728	790	853	890	1028	1071

Se indican como 3x los circuitos trifásicos y como 2x los monofásicos.
A efecto de las intensidades admisibles los cables con aislamiento termoplástico a base de poliolefina (Z1) son equivalentes a los cables con aislamiento de policloruro de vinilo (V).

12.2 INTERCONEXIONADO CUADRO GENRAL DE GENERACION A CUADRO GENERAL DE LA INSTALACION (CONSUMO).

El interconexionado de los dos acumuladores y la generación de FV se realizará en un cuadro general de generación según el siguiente esquema



Caca acometida desde cada acumulador tendrá una protección tetrapolar de 1250A. conectada con 3 venas por fase de 240mm2 CU de sección tal y como se ha dimensionado en el apartado anterior.

Los 14 inversores se conectarán a un Embarrado RST+N de Pletinas de Cobre que admitan 3000A. y se protegerán con interruptor tetrapolar de 2500A.

Las salidas de los 3 térmicos se conectarán a un embarrado general de interconexión de pletinas de cobre de 3000A. nominales con el fin de garantizar el tránsito de toda la energía fotovoltaica a los acumuladores.

De este embarrado saldrá la línea de interconexión con el cuadro existente de consumo.

La potencia de diseño de esta línea ha de ser la potencia máxima que pueden consumir los variadores existentes en la instalación para actuar sobre las bombas.

Esta potencia como se ha explicado estará comandada por el sistema de control y nunca excederá de los 800KW ya que la suma de las potencias de las bombas no excede actualmente esa potencia.

Diseño de la línea de interconexión:

Dado que el cuadro general de generación se instalará en la habitación donde se encuentra el cuadro de consumo, el criterio de caída de tensión en esa distancia tan corta, comparado con la potencia a transportar es despreciable.

Para el cálculo de la Sección contamos con la potencia a trasportar de 800KW que equivale a 1154 A.

Tramo	Potencia	Intensidad	Intensidad ITC-BT-40	Conductor elegido Y tipo conduccion	Intensidad máxima admisible	Cumple
Cuadro generación a Consumo	800 KW	1.154 A	1.444 A	4x 240mm^2 Cu Tipo E	4x468 = 1872	SI

13 CÁLCULO DE LAS PROTECCIONES DE LA INSTALACIÓN (CC/CA)

13.1 PROTECCIONES EN EQUIPOS

Los inversores cuentan con las siguientes protecciones:

- Dispositivo de desconexión del lado de entrada
- Protección anti-isla
- Protección contra sobreintensidad de CA
- Protección contra polaridad inversa CC
- Monitorización de averías en strings
- Descargador de sobretensiones de CC tipo II
- Descargador de sobretensiones de CA tipo II
- Detección de resistencia de aislamiento CC
- Monitorización de corriente residual

13.2 SOBRECARGAS.

En la parte de corriente continua, los módulos fotovoltaicos pueden generar una corriente máxima de 13.65 A, la instalación cuenta con fusibles en el interior de los inversores por lo que no es necesario instalar ninguna protección adicional.

En la parte de Corriente alterna colocaremos un interruptor magnetotérmico tetrapolar a la salida del inversor atendiendo a los contenidos de la tabla siguiente:

DESCRIPCIÓN LÍNEA	TIPO DE CABLE	INTENSIDAD NOMINAL MAGNETOTÉRMICOS	CURVA DISPARO
SALIDA General	RV-K 0,6/1 kV	4P 2500A	C
INVERSOR 1	RV-K 0,6/1 kV	4P 160A	C
INVERSOR 2	RV-K 0,6/1 kV	4P 160A	C
INVERSOR 3	RV-K 0,6/1 kV	4P 160A	C
INVERSOR 4	RV-K 0,6/1 kV	4P 160A	C
INVERSOR 5	RV-K 0,6/1 kV	4P 160A	C
INVERSOR 6	RV-K 0,6/1 kV	4P 160A	C
INVERSOR 7	RV-K 0,6/1 kV	4P 160A	C
INVERSOR 8	RV-K 0,6/1 kV	4P 160A	C
INVERSOR 9	RV-K 0,6/1 kV	4P 160A	C
INVERSOR 10	RV-K 0,6/1 kV	4P 160A	C
INVERSOR 11	RV-K 0,6/1 kV	4P 160A	C
INVERSOR 12	RV-K 0,6/1 kV	4P 160A	C
INVERSOR 13	RV-K 0,6/1 kV	4P 160A	C
INVERSOR 14	RV-K 0,6/1 kV	4P 160A	C

13.3 CORTOCIRCUITOS.

Teniendo en cuenta la fórmula expresada en 2.2.2.5 se adopta el poder de corte de los dispositivos de protección que figuran en la siguiente tabla:

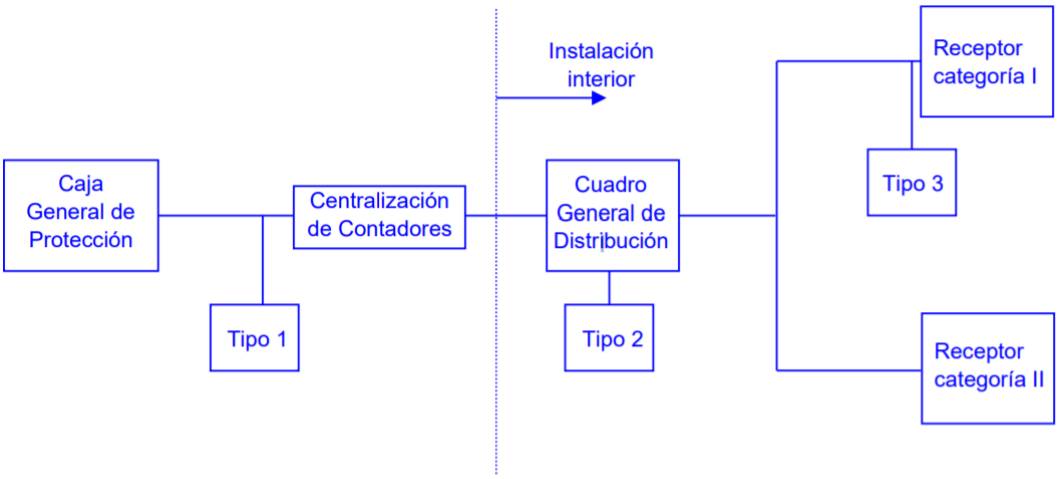
LÍNEA	Poder de corte P.I.A.
Magnetotérmicos tetrapolares de Inversor	10 kA
Interruptor general de corte	36 kA

13.4 PROTECCIONES FRENTE A SOBRETENSIONES

Una sobretensión es un aumento no esperado del voltaje eléctrico que puede ser transitorio (operaciones de maniobra en la red eléctrica, descargas atmosféricas, etc.) o permanente (descompensación de la red eléctrica), y que da lugar a un pico de tensión que el equipo no puede soportar y acaba siendo destruido, provocando incluso un incendio.

Para evitar estos daños, está el descargador o limitador de sobretensiones, el cual actúa en paralelo con la línea a proteger y en caso de detectar una subida de tensión, deriva ésta hacia tierra. El objetivo por conseguir es que la actuación del dispositivo de protección reduzca la sobretensión transitoria a un valor de tensión inferior a la soportada por el equipo protegido.

Un descargador o limitador es una resistencia variable con la tensión, la cual con bajos valores de tensión tiene una resistencia muy alta y con valores de alta tensión tienen una resistencia muy pequeña que facilita la conexión a tierra. Su diseño está recogido en el REBT y dentro del ITC-BT-23.



Ejemplo de instalación que incluye los tres tipos de dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias.

En nuestro caso, el inversor dispone de un descargador de sobretensiones tipo II en la entrada de corriente continua y en la salida de corriente alterna, apto para las condiciones de nuestra instalación. En el cuadro general de protección se encuentra con un descargador de sobretensiones de tipo permanentes y sobretensiones transitorias. Con un limitador de sobretensión de 65 kA y tensión de protección 1,5 kV

13.5 PROTECCIONES FRENTE A SOBRECARGAS Y SOBREINTENSIDADES

Una sobrecarga es todo aumento de la corriente por encima del nivel de diseño y dimensionamiento de la instalación eléctrica. Es peligrosa si se mantiene a lo largo del tiempo ya que produce un aumento de la temperatura anormal. Una sobreintensidad o cortocircuito es la unión física entre dos o más fases, entre fase y neutro o entre el positivo y el negativo. Produce un aumento muy elevado de la corriente eléctrica, y a su vez un rápido y elevado calentamiento, llegando a producir un incendio.

En este apartado se dimensionarán y seleccionarán las protecciones necesarias para evitar situaciones de sobrecarga o cortocircuito. Su diseño está recogido en el REBT y dentro del ITC-BT-22.

Red de Corriente Alterna

El circuito de salida del inversor quedará protegido frente a sobrecargas y sobreintensidades mediante el empleo de un interruptor magnetotérmico, instalado en el cuadro de BT que deberá cumplir:

1) $V_n \geq 1{,}1 \cdot N_{paneles\ por\ string} \cdot V_{OC}$
2) $I_B \leq I_n \leq I_z$
3) $I_2 \leq 1{,}45 \cdot I_z$

Estas protecciones estarán ubicadas en el cuadro de protección de la instalación fotovoltaica.

La tensión asignada mínima de los deberá ser 1,1 veces superior a la tensión máxima de circuito abierto del generador en condiciones estándar de medida.

$$V_n \geq 1.1 \cdot V_{s_{INV}} = 1.1 \cdot 800 = 880\ V$$

Por lo tanto, la tensión nominal de los interruptores automáticos magnetotérmicos es de 880 V.

Las intensidades nominales de los interruptores automáticos magnetotérmicos de protección contra sobrecargas y cortocircuitos que se montan en el cuadro eléctrico de protección son de 160 A y que cumplen con las siguientes condiciones:

1) $I_B \leq I_n \leq I_z$
2) $I_2 \leq 1{,}45 \cdot I_z$

Por otro lado, el cuadro general de protección contará con un interruptor automático general de 1.600 A de intensidad nominal.

13.6 PROTECCIÓN FRENTE A CONTACTOS DIRECTOS O INDIRECTOS

En este apartado se hará mención a la selección y dimensionamiento de las protección para personas contra choques eléctricos. Se aplicarán las medidas apropiadas contra los contactos directos e indirectos.

La regla fundamental para la protección contra el choque eléctrico es que las partes activas peligrosas no deben ser accesibles y que las partes conductoras accesibles no deben ser peligrosas, ni en condiciones normales ni en condiciones de defecto simple. Además, y con carácter alternativo, la protección contra los choques eléctricos se puede conseguir simultáneamente contra los contactos directos e indirectos, mediante una disposición de protección reforzada que garantiza la protección en condiciones normales y en condiciones de defecto simple. Todo esto queda recogido según la instrucción técnica ITC-BT-24 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Para proteger contra los contactos indirectos mediante el corte automático de la alimentación, es necesario que se respeten las dos condiciones siguientes:

- Se produzca el denominado "bucle por defecto" que permite la circulación de la corriente de defecto. Esta condición implica la instalación de los correspondientes conductores de protección que unen las masas de todos los equipos eléctricos con su respectiva puesta a tierra.
- De acuerdo con el esquema de conexión a tierra de la instalación el dispositivo de protección apropiado que desconecte la corriente de defecto en un tiempo de acuerdo a la ITC-BT-24.

Uno de los dispositivos de protección utilizados más habitualmente son los interruptores diferenciales. En la elección del interruptor diferencial, las características que deben considerarse son:

- Para instalaciones con esquema TT debe cumplirse la siguiente condición:

$$R_A \times I_a \leq U$$

Donde:

Ra: es la suma de las resistencias de la toma de tierra y de los conductores de protección de masas.
Ia: es la corriente que asegura el funcionamiento automático del dispositivo de protección.
U: es la tensión de contacto límite convencional

- Que la intensidad de fuga sea menor a la mitad de la intensidad de funcionamiento. Siendo la intensidad de fuga en condiciones normales de funcionamiento de la instalación, medida aguas abajo del diferencial

$$I_{fuga} < \frac{I_{\Delta n}}{2}$$

- La desconexión de la alimentación debe producirse en los tiempos asignados en la siguiente tabla según la norma UNE-HD 60364-4-41

Tabla A

U_0 (V)	Tiempos máximos de desconexión (s)
230	0,2
400	0,07
> 400	0,04

Finalmente se adopta una intensidad de fuga de 30 mA según se recoge en la IT-BT-40 y apartado 4.3. Tanto los interruptores automáticos de cada una de las derivaciones de cada inversor como el interruptor automático general cuentan con protección diferencial.

14 CÁLCULO DE LAS CANALIZACIONES

14.1 BANDEJA PARA INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Los cables eléctricos de los strings discurrirán hasta la salida de la planta solar flotante, el talud y la parte sobre hormigón prefabricado mediante canalización en bandeja metálica en rejilla.

Para el dimensionamiento de las bandejas se usa cable de 4 mm^2 de sección como referencia para conocer la sección de la bandeja. El criterio empleado ha sido fijando el ancho de la bandeja en 150 y calcular el alto de esta en función de los pisos de cables. El resultado es el siguiente:

Nº de strings	Cable tipo (mm²)	Diámetro	Nº de cables	Filas	Ancho (mm)	Alto (mm)	Bandeja
2	4	7,3	4	1	150	7,3	150x60
6	4	7,3	12	1	150	7,3	150x60
8	4	7,3	16	1	150	7,3	150x60
10	4	7,3	20	2	150	14,6	150x60
12	4	7,3	24	2	150	14,6	150x60
20	4	7,3	40	3	150	21,9	150x60
24	4	7,3	48	3	150	21,9	150x60
30	4	7,3	60	4	150	29,2	150x60
36	4	7,3	72	4	150	29,2	150x60
40	4	7,3	80	5	150	36,5	150x60
48	4	7,3	96	6	150	43,8	150x60

Se selecciona bandeja de rejilla con cubierta para el transporte de de 150x60 mm.

Para la acometida AC se utilizará un Bus de 2 Bandejas de rejilla de 300x60mm

15 PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN

La instalación de puesta a tierra se ha definido conforme a lo dispuesto en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, siguiendo la representación esquemática de un circuito de puesta a tierra, según ITC-BT-18.

La resistencia de la puesta a tierra tiene que ser en cualquier época del año y durante toda la vida de la instalación tal que no puedan producirse tensiones de contacto mayores de 24 V en las partes metálicas accesibles de la instalación.

Para la instalación general por Inversor, se realiza una instalación de puesta a tierra constituida por cable de cobre aislado de 35 mm² de sección y protección 0,6/1 kV, que transcurre por las canalizaciones del cableado creando una red equipotencial de la estructura soporte de los paneles fotovoltaicos y una arqueta equipotencial. Por otro lado, se usa cable de cobre desnudo de 35 mm² de sección entre la arqueta equipotencial y la pica de acero-cobre a una distancia de 50 metros.

Para la puesta a tierra de los paneles solares fotovoltaicos se hará asegurando el contacto de los marcos de los módulos entre ellos y con las canalizaciones de cables puestas a tierra. Para la conexión de los dispositivos al circuito de puesta a tierra, será necesario disponer de bornas o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta los esfuerzos dinámicos y térmicos que se producen en caso de defecto eléctrico.

Así, en la parte de corriente tendremos una intensidad máxima de defecto a tierra de 0,3 A, es decir, limitada por el interruptor diferencial de los inversores, por lo que se cumplirá que la resistencia de tierra:

$$R_T < \frac{24}{0.3} = 80\ \Omega$$

No obstante, la instrucción ITC-BT-26 del REBT, hace unas recomendaciones entre las que figura que se consiga que la resistencia de puesta a tierra $R_T < 37\ \Omega$ para edificios sin pararrayos, como es nuestro caso. Esta recomendación viene siendo exigida por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, por lo que dispondremos de una puesta a tierra con un valor de resistencia a tierra inferior a 37 Ω.

Las dimensiones mínimas para los electrodos de puesta a tierra son las siguientes, según la ITC-BT-18:

Tipo de electrodo		Dimensión mínima
Picas	barras	Ø ≥ 14,2 mm (acero-cobre 250μ) Ø ≥ 20 mm (acero galvanizado 78μ)
	perfiles	Espesor ≥ 5 mm y Sección ≥ 350 mm^2
	tubos	$Ø_{ext}$ ≥ 30 mm y Espesor ≥ 3 mm
Placas	rectangular	1 m x 0,5 m Espesor ≥ 2 mm (cobre); Espesor ≥ 3 mm (acero galvanizado 78μ)
	cuadrada	1 m x 1 m Espesor ≥ 2 mm (cobre); Espesor ≥ 3 mm (acero galvanizado 78μ)
Conductor desnudo		35 mm^2 (cobre)

Para el cálculo de la resistencia de tierra se hace uso de las siguientes fórmulas:

Tabla 5. Fórmulas para estimar la resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno y las características del electrodo

Electrodo	Resistencia de Tierra en Ohm
Placa enterrada	R = 0,8 ρ/P
Pica vertical	R = ρ/L
Conductor enterrado horizontalmente	R = 2 ρ/L
ρ, resistividad del terreno (Ohm.m) P , perímetro de la placa (m) L, longitud de la pica o del conductor (m)	

Según el estudio geotécnico, el terreno de las proximidades del depósito de Vistabella es arena limosa. Según la tabla 3 "Valores orientativos de la resistividad en función del terreno" de la ICT-BT-18 del REBT, la naturaleza del terreno que más se aproxima al real es "margas y arcillas compactas" con una resistividad de 100 a 200 Ωm. Seleccionamos la resistividad del terreno más desfavorable que es de 100 Ωm.

Entonces, tendremos que la resistencia de la puesta a tierra obtenida con una pica será de:

$$R_{pica} = \frac{\rho}{L} = \frac{200}{2} = 100\ \Omega$$

Si tenemos además que el tramo de conductor enterrado es de 50 metros, tendremos una resistencia de tierra del cable de:

$$R_{cable} = \frac{2 \cdot \rho}{L} = \frac{2 \cdot 200}{50} = 8\ \Omega$$

La resistencia total es:

$$\frac{1}{R_T} = \frac{1}{R_{picas}} + \frac{1}{R_{cable}} \rightarrow R_T = \frac{R_{cable} \cdot R_{picas}}{R_{cable} + R_{picas}} = 7{,}407\ \Omega$$

Al ser menor que los 37 Ω máximos de resistividad, podemos contemplar una red de tierra formada por un mínimo de una pica de 2 metros de longitud y 50 metros de cable enterrado a una profundidad de 80 cm.

Para reforzar las tierras se colocará una pica en cada una de las 3 zonas de inversores.