

PROYECTO DE DISMINUCIÓN DE LA DEPENDENCIA ENERGÉTICA MEDIANTE LA
AUTOPRODUCCIÓN DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA, EN LA ZONA REGABLE DEL
BAJO GUADALQUIVIR (SEVILLA)

ANEJO 7. CÁLCULOS ELÉCTRICOS Y FOTOVOLTAICO



Financiado por la Unión Europea
NextGenerationEU



GOBIERNO
DE ESPAÑA

MINISTERIO
DE AGRICULTURA, PESCA
Y ALIMENTACIÓN



SOCIEDAD MERCANTIL ESTATAL
DE INFRAESTRUCTURAS AGRARIAS

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	2
2.	FÓRMULAS	2
3.	CÁLCULOS DE LA POTENCIA DE LA INSTALACIÓN	2
4.	CÁLCULOS DE LA RADIACIÓN Y TRAYECTORIA SOLAR DE LA ZONA	3
5.	CÁLCULOS DE LA DISTANCIA MÍNIMA ENTRE FILAS E INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN ÓPTIMA DE LOS MÓDULOS	4
6.	CÁLCULOS DE PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN	5
7.	CÁLCULOS DE PREVISIÓN DE LA PRODUCCIÓN (SIMULACIÓN)	6
8.	CÁLCULOS DE LAS SECCIONES DEL CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA (CC)	10
9.	CÁLCULOS DE LAS SECCIONES DEL CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA (CA)	29
10.	CÁLCULOS DE LAS PROTECCIONES DE LA INSTALACIÓN (CC/CA)	32
11.	DIMENSIONADO DEL SISTEMA ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	35
12.	DIMENSIONADO DEL SISTEMA DE APOYO ENERGÉTICO.	35
13.	PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN.	35
14.	INVERSORES FOTOVOLTAICOS	37
15.	ALIMENTACIÓN A CAUDALÍMETROS	38



1. INTRODUCCIÓN

Se proyectan tres instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo para el funcionamiento de las bombas existentes en las estaciones de bombeo donde se ubican las mismas.

Para la generación de energía fotovoltaica se emplearán módulos solares de 490 Wp e inversores fotovoltaicos.

Las características de los equipos empleados se describen en la memoria técnica y en el anexo de Fichas técnicas.

Las tres instalaciones objeto del proyecto al que corresponde el presente anexo de cálculos son:

- La Gitana
- La Restinga
- Rosario

2. FÓRMULAS

Cada una de las fórmulas que se van a aplicar, se enmarcan en el apartado correspondiente.

3. CÁLCULOS DE LA POTENCIA DE LA INSTALACIÓN

Las instalaciones eléctricas de bombeo de las tres Balsas en las que se está proyectando la planta fotovoltaica, cuentan con los siguientes motores:

- La Balsa la Gitana cuenta con dos motores de 125 kW de potencia cada uno.
- La Balsa Rosario cuenta con un motor de 140 kW.
- La Balsa Restinga cuenta con un motor de 140 kW.

A la hora de dimensionar las plantas se ha tenido en cuenta los siguientes aspectos:

- Histórico de consumos.
- Potencia de los receptores.

- Potencia y dimensiones del panel seleccionado.
- Maximizar los niveles de autoconsumo y de cuota autárquica.
- Disponibilidad de superficie, especialmente en el caso de Rosario.

Según lo anterior y lo descrito en los apartados siguientes se obtendrían las siguientes potencias a instalar.

Planta fotovoltaica	La Gitana	Restinga	Rosario
Nº de paneles	584	356	234
Potencia panel (kWp)	0,49	0,49	0,49
Potencia total (kWp)	286,16	174,44	114,66

4. CÁLCULOS DE LA RADIACIÓN Y TRAYECTORIA SOLAR DE LA ZONA

A la hora de simular la producción fotovoltaica se ha utilizado los datos obtenidos de PVGIS (Photovoltaic Geographical Information system)

https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#PVP

Esta aplicación proporciona, indicado la ubicación, eligiendo el año con datos disponibles, el tipo de montaje (fijo, eje vertical, eje inclinado o dos ejes), orientación, en inclinación, tipo de paneles, así como la potencia del campo, daría como datos de salida, entre otros y para cada hora del año, en cuestión lo siguiente: potencia eléctrica producida, irradiancia directa, reflejada o difusa, la altura solar o la temperatura del aire, entre otros.

Los datos anteriores se utilizarían para el cálculo del balance energético, entre lo que demandaría la instalación en cada hora, lo que se podría producir la fotovoltaica, lo que se podría aprovechar de dicha producción, así como lo que se tendría que seguir tomando de la red.

Slope: 30 deg.								
Azimuth: 0 deg.								
Nominal power of the PV system (c-Si) (kWp): 1.0								
System losses (%): 14.0								
time	P	Gb(i)	Gd(i)	Gr(i)	H_sun	T2m	WS10m	Int
20150101:0010	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.83	2.41	0.0
20150101:0110	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.48	2.41	0.0
20150101:0210	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	2.48	0.0
20150101:0310	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.05	2.55	0.0
20150101:0410	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	2.55	0.0
20150101:0510	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.96	2.62	0.0
20150101:0610	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.98	2.69	0.0

5. CÁLCULOS DE LA DISTANCIA MÍNIMA ENTRE FILAS E INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN ÓPTIMA DE LOS MÓDULOS

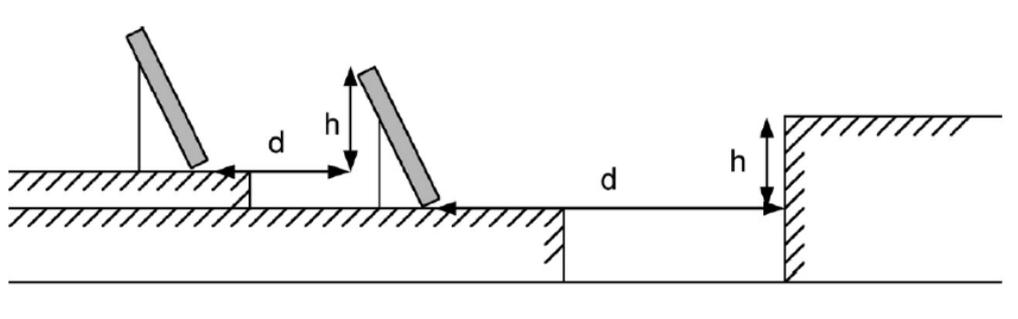
La distancia “d”, medida sobre la proyección horizontal, con una fila de módulos delante, a una altura “h”, deberá garantizar en una instalación fotovoltaica una media de 4 horas solares al día. Esta distancia “d” deberá ser superior al valor obtenido de la siguiente fórmula:

$$d = \frac{h}{\tan(61 - \text{latitud})}$$

Donde:

h: altura de la fila de módulos, teniendo en cuenta que la instalación de paneles será en 2V. La altura desde la parte más alta de dichos módulos hasta el terreno será igual 2,094 metros, y tomando la latitud de las localizaciones:

$$d = \frac{2,094}{\tan(61 - 37.3442)} = 4,78 \text{ metros}$$



La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente fila de módulos fotovoltaicos, no debe ser inferior a la distancia “d”, aplicando “h” a la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la siguiente fila.

Estas medidas son incluidas en los planos, resultando una distancia “d” entre módulos superior a 4,78 metros, por lo que la distancia entre mesas fotovoltaicas será de 4,8 metros.

Con esta distancia se consigue una instalación con la inclinación indicada de 30º sobre la horizontal, así como asegurar que no se producen sombra entre los módulos, optimizando de esta manera la superficie disponible en cada caso.

6. CÁLCULOS DE PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN

En este proyecto no es necesario el cálculo de pérdidas por la orientación, ya que se dispone de la superficie suficiente para poder orientar los módulos fotovoltaicos hacia el Sur, con un Azimut igual a 0º y no hay elementos que produzcan sombras.

La inclinación de los módulos solares fotovoltaicos será de 30 grados, siendo ésta la orientación que más producción proporcionar a lo largo de todo el día, según la página oficial PVGIS, donde se puede calcular la producción de una instalación fotovoltaica en la localización seleccionada y por la latitud de las instalaciones.

En el caso que nos ocupa, se ha empleado el mismo módulo para las tres instalaciones fotovoltaicas; Restinga, Rosario y La Gitana.

La disposición de los módulos es 2V con una inclinación de 30° sobre la horizontal, en estructura metálica.

La dimensión de los módulos es de 2094 milímetros de largo, 1134 milímetros de ancho y 35 milímetros de grosor, con una potencia de 490 Wp.

7. CÁLCULOS DE PREVISIÓN DE LA PRODUCCIÓN (SIMULACIÓN)

Se consideraron los consumos de los años 2018, 2019, 2020 y 2021, de los tres suministros, salvo en el de Rosario, donde no se considera 2018, porque la instalación apenas funcionó. Del histórico considerado finalmente se ha usado 2019, año de mayor consumo.

A partir de los consumos de 2019, distribuido por periodos tarifario, se montó una curva horaria para poder hacer el balance energético hora a hora, además de considerar un desplazamiento de consumos a horas solares, a la hora de obtener el balance energético global.

Mes	La Gitana	Restinga	Rosario
	Consumo actual (kWh)	Consumo actual (kWh)	Consumo actual (kWh)
Ene	3.100	4.689	906
Feb	2.984	3.806	827
Mar	6.042	11.881	902
Abr	57.055	41.475	43.381
May	21.090	42.496	20.506
Jun	78.684	52.250	71.535
Jul	50.367	32.236	52.439
Ago	70.630	20.235	65.665
Sep	26.936	7.243	2.362
Oct	7.918	5.333	1.308
Nov	4.169	5.233	1.161
Dic	2.706	5.540	890
Total	331.681	232.417	261.882

De esta forma de obtiene un balance energético por planta con los siguientes flujos de energía:

Desde el punto de vista de la planta fotovoltaica, los flujos de energía son los siguientes

- Producción fotovoltaica, que no es más que la generación de la planta fotovoltaica, independientemente que se puede autoconsumir o no, en ese momento.
- Energía autoconsumida, de la generada por la planta, la que realmente se aprovecharía.
- Energía vertida, es la parte de la generada que no se puede aprovechar. Se ha incluido en este cálculo, aunque en este caso sería realmente cero, al no tener vertido. El sistema de control regularía la instalación fotovoltaica para no producir más de lo que necesita los receptores de la estación de bombeo.

Desde el punto de vista de la estación de bombeo, los flujos de energía serían los siguientes

- Consumo actual, que no es más que la demanda de la instalación de bombeo de la instalación, venga de donde venga la energía (si de la red eléctrica o de la instalación fotovoltaica).
- Energía autoconsumida, es la parte de la demanda energía de la instalación de bombeo suministrada por la fotovoltaica.
- Energía tomada de la red, es la parte de la demanda energética, una vez que está funcionando la fotovoltaica, que no está abastecida por esta y ha de ser tomada o comprada de la red.

En las tablas siguientes se muestra el balance energético de cada planta fotovoltaica-estación de bombeo.

ES0031105006410001PNOF/GITANA					
Mes	Producción planta fotovoltaica (kWh)	Consumo actual (kWh)	Energía autoconsumida (kWh)	Energía tomada de red (kWh)	Energía vertida a red (kWh)(*)
Ene	36.783	3.100	2.379	721	34.404
Feb	33.497	2.984	2.481	503	31.017
Mar	41.937	6.042	5.412	630	36.526
Abr	42.210	57.055	38.063	18.992	4.147
May	49.657	21.090	19.608	1.482	30.049
Jun	46.014	78.684	45.125	33.559	889
Jul	49.591	50.367	41.189	9.178	8.401
Ago	44.818	70.630	44.150	26.480	667
Sep	41.916	26.936	22.263	4.673	19.652
Oct	30.460	7.918	6.432	1.486	24.028
Nov	37.129	4.169	3.279	890	33.850
Dic	31.350	2.706	1.948	758	29.402
Total	485.362	331.681	232.329	99.352	253.032

(*) La energía vertida sería la que se tendría si la instalación tuviera excedentes.

ES0031105006410001PNOF/RESTINGA					
Mes	Producción planta fotovoltaica (kWh)	Consumo actual (kWh)	Energía autoconsumida (kWh)	Energía tomada de red (kWh)	Energía vertida a red (kWh)(*)
Ene	22.621	4.689	3.994	695	18.627
Feb	20.376	3.806	3.424	382	16.951
Mar	25.203	11.881	10.485	1.396	14.719
Abr	25.539	41.475	24.746	16.729	793
May	30.282	42.496	29.361	13.135	921
Jun	28.075	52.250	27.531	24.719	545
Jul	30.258	32.236	25.917	6.319	4.341
Ago	27.196	20.235	16.750	3.485	10.446
Sep	25.785	7.243	6.597	646	19.188
Oct	19.024	5.333	4.377	956	14.648
Nov	22.407	5.233	4.391	842	18.016
Dic	19.357	5.540	4.534	1.006	14.823
Total	296.123	232.417	162.105	70.312	134.018

(*) La energía vertida sería la que se tendría si la instalación tuviera excedentes.

ES0031105006410001PNOF/ROSARIO					
Mes	Producción planta fotovoltaica (kWh)	Consumo actual (kWh)	Energía autoconsumida (kWh)	Energía tomada de red (kWh)	Energía vertida a red (kWh)(*)
Ene	14.854	906	552	354	14.302
Feb	13.421	827	538	289	12.883
Mar	16.635	902	582	320	16.053
Abr	16.646	43.381	16.519	26.862	126
May	20.003	20.506	16.363	4.143	3.640
Jun	18.378	71.535	18.013	53.522	365
Jul	19.919	52.439	19.554	32.885	365
Ago	17.946	65.665	17.752	47.913	193
Sep	16.993	2.362	2.027	335	14.965
Oct	12.572	1.308	940	368	11.632
Nov	14.673	1.161	765	396	13.908
Dic	12.626	890	513	377	12.113
Total	194.665	261.882	94.119	167.763	100.546

(*) La energía vertida sería la que se tendría si la instalación tuviera excedentes.

INSTALACIÓN	Producción planta fotovoltaica (kWh)	Consumo actual (kWh)	Energía autoconsumida (kWh)	Energía tomada de red (kWh)	Energía vertida a red (kWh) (*)
GITANA	485.362	331.681	232.329	99.352	253.032
RESTINGA	296.123	232.417	162.105	70.312	134.018
ROSARIO	194.665	261.882	94.119	167.763	100.546
Total	976.150	825.980	488.554	337.426	487.596

(*) La energía vertida sería la que se tendría si la instalación tuviera excedentes.

Según la tabla anterior las plantas podrían producir unos 976 MWh, de los cuales 488 MWh se podrían autoconsumir. Por otra parte, de los 825 MWh que necesita las tres estaciones de bombeo, 488 MWh se lo podría aportar las plantas fotovoltaicas, mientras que el resto 337

MWh, tendría que ser comprado a la empresa suministradora. Los 487 MWh de energía vertida serían ficticios debido a los sistemas antivertido proyectados.

Esta cantidad de 488 MWh supone un 59,15% de los ahorros respecto a los consumos actuales.

8. CÁLCULOS DE LAS SECCIONES DEL CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA (CC)

FOTOVOLTAICA ROSARIO

Los módulos fotovoltaicos se instalarán en serie formando strings, y, posteriormente, se conectarán directamente al inversor fotovoltaico, según lo mostrado en los cálculos mencionados en el siguiente cuadro, así como puede verse en el Anexo de Planos.

La distribución de los paneles se calculará a continuación, teniendo en cuenta la tensión e intensidad máxima admisible que soporta el inversor fotovoltaico solar, según la ficha técnica del fabricante.

Indicar que todos los strings estarán formados por cadenas de módulos fotovoltaicos, de forma que la tensión obtenida en el conjunto sea menor que la tensión máxima admisible soportada por el inversor solar.

A continuación, se definen los cálculos realizados en la parte de la instalación de corriente continua, es decir, antes de la entrada del inversor fotovoltaico.

La intensidad máxima admisible en corriente continua en los conductores debe ser superior a la máxima previsible en la instalación. Esta intensidad máxima admisible será la especificada en la ficha técnica de los conductores, teniendo en cuenta los diferentes factores de corrección aplicados, teniendo en cuenta que se encontrará sobre bandeja metálica.

El conductor que se emplea para la formación de strings es de 4 mm^2 , siendo este el prescrito por las características técnicas de los módulos solares seleccionados. Desde el conexionado de la serie de paneles hasta el inversor fotovoltaico, el conductor empleado será de 6 mm^2 en cobre.

La potencia de los strings va en función del número de módulos fotovoltaicos conectado en serie. El string con mayor potencia es el 1.1 (aunque realmente todos los strings tienen la misma potencia debido a que el número de módulos conectados en serie es el mismo), siendo esta de 8.820 W. La intensidad máxima soportada por este conductor es de 26 A según la ficha técnica del fabricante, por lo que la potencia máxima a soportar será de aproximadamente 20.000 W, en función de la tensión de trabajo en cada string y de la intensidad máxima a soportar por el cableado, siendo correcto el conductor elegido por el criterio de intensidad máxima admisible.

Una vez comprobado que la sección de 6 mm² cumple por el criterio de intensidad máxima admisible (la intensidad máxima de cada string es de 13,79 A, siendo esta intensidad la intensidad máxima de cortocircuito de un panel, y debido a que los módulos fotovoltaicos están conectados en serie, esta es la intensidad máxima de funcionamiento), se comprueba por el criterio de caída de tensión en todos los strings:

$$\Delta U = \frac{2 \cdot L \cdot P \cdot \rho}{S \cdot U_{\text{máx}}}, \text{ donde:}$$

- ΔU : Caída de tensión (V)
- L: Longitud de los conductores a instalar, haciendo el cálculo con la mayor longitud de todos los strings, para así estar siempre en el criterio más desfavorable (m).
- P_{máx}: Potencia máxima del string (W)
- ρ : Resistividad del cobre ($\Omega \cdot \text{[mm]}^2/\text{mm}$).
- Sección del conductor proyectado ([mm]^2).
- U_{máx}, es la tensión máxima del string (V)

La caída de tensión se estudia en porcentaje, por tanto:

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U (V)}{U_{\text{máx}} (V)}$$

Como la caída de tensión mide un porcentaje, los parámetros que lo definen son varios, como la longitud de los conductores o la tensión máxima a la salida, de manera que, para estudiar el caso más desfavorable, hay que analizar las diferentes cadenas.

La caída de tensión máxima admisible es del 1,5% de la tensión de trabajo, por lo que se cumple con dicha condición.

Además, las potencias de los strings son menores que las potencias máximas admisibles por los conductores de corriente continua, por lo que dichos conductores cumplen según lo proyectado.

	MPPT	STRINGS	Módulos por string	Potencia por string (W)	Voc (V)	Vmp (V)	Rango Tensión entrada MPPT (V)	Intensidad máxima por string (A)	Intensidad máxima por MPPT (A)	Intensidad máxima admisible por MPPT (A)
INVERSOR 1 (100 kW)	MPPT1.1	STRING 1.1	18	8820	815,94	683,82	200 - 1000	13,79	13,79	40
	MPPT1.2	STRING 1.2	18	8820	815,94	683,82		13,79	13,79	
	MPPT1.3	STRING 1.3	18	8820	815,94	683,82		13,79	13,79	
	MPPT1.4	STRING 1.4	18	8820	815,94	683,82		13,79	13,79	
	MPPT1.5	STRING 1.5	18	8820	815,94	683,82		13,79	13,79	
	MPPT1.6	STRING 1.6	18	8820	815,94	683,82		13,79	13,79	
	MPPT1.7	STRING 1.7	18	8820	815,94	683,82		13,79	13,79	
	MPPT1.8	STRING 1.8	18	8820	815,94	683,82		13,79	27,58	
	MPPT1.8	STRING 1.9	18	8820	815,94	683,82		13,79		
	MPPT1.9	STRING 1.10	18	8820	815,94	683,82		13,79	27,58	
	MPPT1.9	STRING 1.11	18	8820	815,94	683,82		13,79		
	MPPT1.10	STRING 1.12	18	8820	815,94	683,82		13,79	27,58	
	MPPT1.10	STRING 1.13	18	8820	815,94	683,82		13,79		

NÚMERO DE INVERSOR	DESDE	Módulos por string	Longitud (m)	Tipo de conductor	POTENCIA NOMINAL (W)	TENSION MAX (V)	Resistividad Corregida ohm mm2/m	SECCION COMERCIAL (mm2)	CAIDA TENSION REAL	CAIDA TENSION REAL %
INVERSOR 1	STRING 1.1	18	40	Cu	8820,00	815,94	0,017580172	6	2,53	0,31
	STRING 1.2	18	50	Cu	8820,00	815,94	0,017580172	6	3,17	0,39
	STRING 1.3	18	60	Cu	8820,00	815,94	0,017580172	6	3,80	0,47
	STRING 1.4	18	35	Cu	8820,00	815,94	0,017580172	6	2,22	0,27
	STRING 1.5	18	35	Cu	8820,00	815,94	0,017580172	6	2,22	0,27
	STRING 1.6	18	60	Cu	8820,00	815,94	0,017580172	6	3,80	0,47
	STRING 1.7	18	60	Cu	8820,00	815,94	0,017580172	6	3,80	0,47
	STRING 1.8	18	15	Cu	8820,00	815,94	0,017580172	6	0,95	0,12
	STRING 1.9	18	15	Cu	8820,00	815,94	0,017580172	6	0,95	0,12
	STRING 1.10	18	30	Cu	8820,00	815,94	0,017580172	6	1,90	0,23
	STRING 1.11	18	35	Cu	8820,00	815,94	0,017580172	6	2,22	0,27
	STRING 1.12	18	50	Cu	8820,00	815,94	0,017580172	6	3,17	0,39
	STRING 1.13	18	70	Cu	8820,00	815,94	0,017580172	6	4,43	0,54



FOTOVOLTAICA RESTINGA

Los módulos fotovoltaicos se instalarán en serie formando strings, y, posteriormente, se conectarán directamente al inversor fotovoltaico, según lo mostrado en los cálculos mencionados en el siguiente cuadro, así como puede verse en el Anexo de Planos.

La distribución de los paneles se calculará a continuación, teniendo en cuenta la tensión e intensidad máxima admisible que soporta el inversor fotovoltaico solar, según la ficha técnica del fabricante.

Indicar que todos los strings estarán formados por cadenas de módulos fotovoltaicos, de forma que la tensión obtenida en el conjunto sea menor que la tensión máxima admisible soportada por el inversor solar.

A continuación, se definen los cálculos realizados en la parte de la instalación de corriente continua, es decir, antes de la entrada del inversor fotovoltaico.

La intensidad máxima admisible en corriente continua en los conductores debe ser superior a la máxima previsible en la instalación. Esta intensidad máxima admisible será la especificada en la ficha técnica de los conductores, teniendo en cuenta los diferentes factores de corrección aplicados, teniendo en cuenta que se encontrará sobre bandeja metálica.

El conductor que se emplea para la formación de strings es de 4 mm^2 , siendo este el prescrito por las características técnicas de los módulos solares seleccionados. Desde el conexionado de la serie de paneles hasta el inversor fotovoltaico, el conductor empleado será de 6 mm^2 en cobre.

La potencia de los strings va en función del número de módulos fotovoltaicos conectado en serie. El string con mayor potencia es el 1.1, siendo esta de 8.820 W. La intensidad máxima soportada por este conductor es de 26 A según la ficha técnica del fabricante, por lo que la potencia máxima a soportar será de aproximadamente 20.000 W, en función de la tensión de trabajo en cada string y de la intensidad máxima a soportar por el cableado, siendo correcto el conductor elegido por el criterio de intensidad máxima admisible.

Una vez comprobado que la sección de 6 mm^2 cumple por el criterio de intensidad máxima admisible (la intensidad máxima de cada string es de 13,79 A, siendo esta intensidad la intensidad máxima de cortocircuito de un panel, y debido a que los módulos fotovoltaicos están conectados en serie, esta es la intensidad máxima de funcionamiento), se comprueba por el criterio de caída de tensión en todos los strings:

$$\Delta U = \frac{2 \cdot L \cdot P \cdot \rho}{S \cdot U_{\text{máx}}}, \text{ donde:}$$

- ΔU : Caída de tensión (V)
- L: Longitud de los conductores a instalar, haciendo el cálculo con la mayor longitud de todos los strings, para así estar siempre en el criterio más desfavorable (m).
- $P_{\text{máx}}$: Potencia máxima del string (W)
- ρ : Resistividad del cobre ($\Omega \cdot [\text{mm}]^2/\text{mm}$).
- Sección del conductor proyectado ($[\text{mm}]^2$).
- $U_{\text{máx}}$, es la tensión máxima del string (V)

La caída de tensión se estudia en porcentaje, por tanto:

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U (V)}{U_{\text{máx}} (V)}$$

Como la caída de tensión mide un porcentaje, los parámetros que lo definen son varios, como la longitud de los conductores o la tensión máxima a la salida, de manera que, para estudiar el caso más desfavorable, hay que analizar las diferentes cadenas.

La caída de tensión máxima admisible es del 1,5% de la tensión de trabajo, por lo que se cumple con dicha condición.

Además, las potencias de los strings son menores que las potencias máximas admisibles por los conductores de corriente continua, por lo que dichos conductores cumplen según lo proyectado.

INVERSOR	MPPT	STRINGS	Módulos por string	Potencia por string (W)	Voc (V)	Vmp (V)	Rango Tensión entrada MPPT (V)	Intensidad máxima por string (A)	Intensidad máxima por MPPT (A)	Intensidad máxima admisible por MPPT (A)
INVERSOR 1 (100 kW)	MPPT1.1	STRING 1.1	18	8820	815,94	683,82	200 - 1000	13,79	27,58	40
	MPPT1.1	STRING 1.2	18	8820	815,94	683,82		13,79		
	MPPT1.2	STRING 1.3	18	8820	815,94	683,82		13,79	27,58	
	MPPT1.2	STRING 1.4	18	8820	815,94	683,82		13,79		
	MPPT1.3	STRING 1.5	18	8820	815,94	683,82		13,79	13,79	
	MPPT1.4	STRING 1.6	18	8820	815,94	683,82		13,79	13,79	
	MPPT1.5	STRING 1.7	18	8820	815,94	683,82		13,79	13,79	
	MPPT1.6	STRING 1.8	18	8820	815,94	683,82		13,79	13,79	
	MPPT1.7	STRING 1.9	18	8820	815,94	683,82		13,79	13,79	
	MPPT1.8	STRING 1.10	18	8820	815,94	683,82		13,79	13,79	
	MPPT1.9	STRING 1.11	18	8820	815,94	683,82		13,79	13,79	
	MPPT1.10	STRING 1.12	18	8820	815,94	683,82		13,79	13,79	

NÚMERO DE INVERSOR	DESDE	Módulos por string	Longitud (m)	Tipo de conductor	POTENCIA NOMINAL (W)	TENSION MAX (V)	Resistividad Corregida ohm mm2/m	SECCION COMERCIAL (mm2)	CAIDA TENSION REAL	CAIDA TENSION REAL %
INVERSOR 1 (100 kW)	STRING 1.1	18	35	Cu	8820,00	815,94	0,017580172	6	2,22	0,27
	STRING 1.2	18	35	Cu	8820,00	815,94	0,017580172	6	2,22	0,27
	STRING 1.3	18	20	Cu	8820,00	815,94	0,017580172	6	1,27	0,16
	STRING 1.4	18	20	Cu	8820,00	815,94	0,017580172	6	1,27	0,16
	STRING 1.5	18	20	Cu	8820,00	815,94	0,017580172	6	1,27	0,16
	STRING 1.6	18	20	Cu	8820,00	815,94	0,017580172	6	1,27	0,16
	STRING 1.7	18	45	Cu	8820,00	815,94	0,017580172	6	2,85	0,35
	STRING 1.8	18	45	Cu	8820,00	815,94	0,017580172	6	2,85	0,35
	STRING 1.9	18	70	Cu	8820,00	815,94	0,017580172	6	4,43	0,54
	STRING 1.10	18	70	Cu	8820,00	815,94	0,017580172	6	4,43	0,54
	STRING 1.11	18	80	Cu	8820,00	815,94	0,017580172	6	5,07	0,62
	STRING 1.12	18	70	Cu	8820,00	815,94	0,017580172	6	4,43	0,54

INVERSOR	MPPT	STRINGS	Módulos por string	Potencia por string (W)	Voc (V)	Vmp (V)	Rango Tensión entrada MPPT (V)	Intensidad máxima por string (A)	Intensidad máxima por MPPT (A)	Intensidad máxima admisible por MPPT (A)
INVERSOR 2 (60 kW)	MPPT2.1	STRING 2.1	18	8820	815,94	683,82	200 - 1000	13,79	27,58	30
	MPPT2.1	STRING 2.2	18	8820	815,94	683,82		13,79		
	MPPT2.2	STRING 2.3	18	8820	815,94	683,82		13,79	27,58	
	MPPT2.2	STRING 2.4	18	8820	815,94	683,82		13,79		
	MPPT2.3	STRING 2.5	18	8820	815,94	683,82		13,79	13,79	
	MPPT2.4	STRING 2.6	18	8820	815,94	683,82		13,79	13,79	
	MPPT2.5	STRING 2.7	16	7840	725,28	607,84		13,79	13,79	
	MPPT2.6	STRING 2.8	16	7840	725,28	607,84		13,79	13,79	

NÚMERO DE INVERSOR	DESDE	Módulos por string	Longitud (m)	Tipo de conductor	POTENCIA NOMINAL (W)	TENSION MAX (V)	Resistividad Corregida ohm mm ² /m	SECCION COMERCIAL (mm ²)	CAIDA TENSION REAL	CAIDA TENSION REAL %
INVERSOR 2 (60 kW)	STRING 2.1	18	35	Cu	8820,00	815,94	0,017241379	6	2,17	0,27
	STRING 2.2	18	25	Cu	8820,00	815,94	0,017241379	6	1,55	0,19
	STRING 2.3	18	25	Cu	8820,00	815,94	0,017241379	6	1,55	0,19
	STRING 2.4	18	45	Cu	8820,00	815,94	0,017241379	6	2,80	0,34
	STRING 2.5	18	45	Cu	8820,00	815,94	0,017241379	6	2,80	0,34
	STRING 2.6	18	70	Cu	8820,00	815,94	0,017241379	6	4,35	0,53
	STRING 2.7	16	70	Cu	7840,00	725,28	0,017241379	6	4,35	0,60
	STRING 2.8	16	85	Cu	7840,00	725,28	0,017241379	6	5,28	0,73

FOTOVOLTAICA LA GITANA

Los módulos fotovoltaicos se instalarán en serie formando strings, y, posteriormente, se conectarán directamente al inversor fotovoltaico, según lo mostrado en los cálculos mencionados en el siguiente cuadro, así como puede verse en el Anexo de Planos.

La distribución de los paneles se calculará a continuación, teniendo en cuenta la tensión e intensidad máxima admisible que soporta el inversor fotovoltaico solar, según la ficha técnica del fabricante.

Indicar que todos los strings estarán formados por cadenas de módulos fotovoltaicos, de forma que la tensión obtenida en el conjunto sea menor que la tensión máxima admisible soportada por el inversor solar.

A continuación, se definen los cálculos realizados en la parte de la instalación de corriente continua, es decir, antes de la entrada del inversor fotovoltaico.

La intensidad máxima admisible en corriente continua en los conductores debe ser superior a la máxima previsible en la instalación. Esta intensidad máxima admisible será la especificada en la ficha técnica de los conductores, teniendo en cuenta los diferentes factores de corrección aplicados, teniendo en cuenta que se encontrará sobre bandeja metálica.

El conductor que se emplea para la formación de strings es de 4 mm^2 , siendo este el prescrito por las características técnicas de los módulos solares seleccionados. Desde el conexionado de la serie de paneles hasta el inversor fotovoltaico, el conductor empleado será de 6 mm^2 en cobre.

La potencia de los strings va en función del número de módulos fotovoltaicos conectado en serie. Los strings con mayor potencia son los formados por 16 módulos, siendo estas de 7.840 W. La intensidad máxima soportada por este conductor es de 26 A según la ficha técnica del fabricante, por lo que la potencia máxima a soportar será de aproximadamente 20.000 W, en función de la tensión de trabajo en cada string y de la intensidad máxima a soportar por el cableado, siendo correcto el conductor elegido por el criterio de intensidad máxima admisible.

Una vez comprobado que la sección de 6 mm^2 cumple por el criterio de intensidad máxima admisible (la intensidad máxima de cada string es de 13,79 A, siendo esta intensidad la intensidad máxima de cortocircuito de un panel, y debido a que los módulos fotovoltaicos están conectados en serie, esta es la intensidad máxima de funcionamiento), se comprueba por el criterio de caída de tensión en todos los strings:

$$\Delta U = \frac{2 \cdot L \cdot P \cdot \rho}{S \cdot U_{\text{máx}}}, \text{ donde:}$$

- ΔU : Caída de tensión (V)
- L: Longitud de los conductores a instalar, haciendo el cálculo con la mayor longitud de todos los strings, para así estar siempre en el criterio más desfavorable (m).
- $P_{\text{máx}}$: Potencia máxima del string (W)
- ρ : Resistividad del cobre ($\Omega \cdot [\text{mm}]^2/\text{mm}$).
- Sección del conductor proyectado ($[\text{mm}]^2$).
- $U_{\text{máx}}$, es la tensión máxima del string (V)

La caída de tensión se estudia en porcentaje, por tanto:

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U (V)}{U_{\text{máx}} (V)}$$

Como la caída de tensión mide un porcentaje, los parámetros que lo definen son varios, como la longitud de los conductores o la tensión máxima a la salida, de manera que, para estudiar el caso más desfavorable, hay que analizar las diferentes cadenas.

La caída de tensión máxima admisible es del 1,5% de la tensión de trabajo, por lo que se cumple con dicha condición.

Además, las potencias de los strings son menores que las potencias máximas admisibles por los conductores de corriente continua, por lo que dichos conductores cumplen según lo proyectado.

INVERSOR	MPPT	STRINGS	Módulos por string	Potencia por string (W)	Voc (V)	Vmp (V)	Rango Tensión entrada MPPT (V)	Intensidad máxima por string (A)	Intensidad máxima por MPPT (A)	Intensidad máxima admisible por MPPT (A)
INVERSOR 1 (100 kW)	MPPT1.1	STRING 1.1	14	6860	634,62	531,86	200 - 1000	13,79	27,58	40
	MPPT1.1	STRING 1.2	14	6860	634,62	531,86		13,79		
	MPPT1.2	STRING 1.3	14	6860	634,62	531,86		13,79	13,79	
	MPPT1.3	STRING 1.4	16	7840	725,28	607,84		13,79	27,58	
	MPPT1.3	STRING 1.5	16	7840	725,28	607,84		13,79		
	MPPT1.4	STRING 1.6	16	7840	725,28	607,84		13,79	27,58	
	MPPT1.4	STRING 1.7	16	7840	725,28	607,84		13,79		
	MPPT1.5	STRING 1.8	16	7840	725,28	607,84		13,79	27,58	
	MPPT1.5	STRING 1.9	16	7840	725,28	607,84		13,79		
	MPPT1.6	STRING 1.10	16	7840	725,28	607,84		13,79	27,58	
	MPPT1.6	STRING 1.11	16	7840	725,28	607,84		13,79		
	MPPT1.7	STRING 1.12	12	5880	543,96	455,88		13,79	13,79	
	MPPT1.8	STRING 1.13	12	5880	543,96	455,88		13,79	13,79	
	MPPT1.9	STRING 1.14	16	7840	725,28	607,84		13,79	13,79	
MPPT1.10	STRING 1.15	16	7840	725,28	607,84	13,79	13,79			



NÚMERO DE INVERSOR	DESDE	Módulos por string	Longitud (m)	Tipo de conductor	POTENCIA NOMINAL (w)	TENSION MAX (V)	Resistividad Corregida ohm mm2/m	SECCION COMERCIAL (mm2)	CAIDA TENSION REAL	CAIDA TENSION REAL %
INVERSOR 1 (100 kW)	STRING 1.1	14	55	Cu	6860,00	634,62	0,017580172	6	3,48	0,55
	STRING 1.2	14	65	Cu	6860,00	634,62	0,017580172	6	4,12	0,65
	STRING 1.3	14	85	Cu	6860,00	634,62	0,017580172	6	5,38	0,85
	STRING 1.4	16	40	Cu	7840,00	725,28	0,017580172	6	2,53	0,35
	STRING 1.5	16	32	Cu	7840,00	725,28	0,017580172	6	2,03	0,28
	STRING 1.6	16	25	Cu	7840,00	725,28	0,017580172	6	1,58	0,22
	STRING 1.7	16	15	Cu	7840,00	725,28	0,017580172	6	0,95	0,13
	STRING 1.8	16	25	Cu	7840,00	725,28	0,017580172	6	1,58	0,22
	STRING 1.9	16	35	Cu	7840,00	725,28	0,017580172	6	2,22	0,31
	STRING 1.10	16	45	Cu	7840,00	725,28	0,017580172	6	2,85	0,39
	STRING 1.11	16	55	Cu	7840,00	725,28	0,017580172	6	3,48	0,48
	STRING 1.12	12	65	Cu	5880,00	543,96	0,017580172	6	4,12	0,76
	STRING 1.13	12	75	Cu	5880,00	543,96	0,017647931	7	4,09	0,75
	STRING 1.14	16	95	Cu	7840,00	725,28	0,01771569	8	4,55	0,63
	STRING 1.15	16	105	Cu	7840,00	725,28	0,017647931	6	6,68	0,92

INVERSOR	MPPT	STRINGS	Módulos por string	Potencia por string (W)	Voc (V)	Vmp (V)	Rango Tensión entrada MPPT (V)	Intensidad máxima por string (A)	Intensidad máxima por MPPT (A)	Intensidad máxima admisible por MPPT (A)
INVERSOR 2 (100 kW)	MPPT2.1	STRING 2.1	14	6860	634,62	531,86	200 - 1000	13,79	27,58	40
	MPPT2.1	STRING 2.2	14	6860	634,62	531,86		13,79		
	MPPT2.2	STRING 2.3	14	6860	634,62	531,86		13,79	27,58	
	MPPT2.2	STRING 2.4	14	6860	634,62	531,86		13,79		
	MPPT2.3	STRING 2.5	14	6860	634,62	531,86		13,79	27,58	
	MPPT2.3	STRING 2.6	14	6860	634,62	531,86		13,79		
	MPPT2.4	STRING 2.7	14	6860	634,62	531,86		13,79	27,58	
	MPPT2.4	STRING 2.8	14	6860	634,62	531,86		13,79		
	MPPT2.5	STRING 2.9	14	6860	634,62	531,86		13,79	27,58	
	MPPT2.5	STRING 2.10	14	6860	634,62	531,86		13,79		
	MPPT2.6	STRING 2.11	14	6860	634,62	531,86		13,79	27,58	
	MPPT2.6	STRING 2.12	14	6860	634,62	531,86		13,79		
	MPPT2.7	STRING 2.13	14	6860	634,62	531,86		13,79	27,58	
	MPPT2.7	STRING 2.14	14	6860	634,62	531,86		13,79		
	MPPT2.8	STRING 2.15	14	6860	634,62	531,86		13,79	13,79	
	MPPT2.9	STRING 2.16	16	7840	725,28	607,84		13,79	13,79	
	MPPT2.10	STRING 2.17	16	7840	725,28	607,84		13,79	13,79	

NÚMERO DE INVERSOR	DESDE	Módulos por string	Longitud (m)	Tipo de conductor	POTENCIA NOMINAL (w)	TENSION MAX (V)	Resistividad Corregida ohm mm2/m	SECCION COMERCIAL (mm2)	CAIDA TENSION REAL	CAIDA TENSION REAL %
INVERSOR 2 (100 kW)	STRING 1.1	14	70	Cu	6860,00	634,62	0,017241379	6	4,35	0,69
	STRING 1.2	14	65	Cu	6860,00	634,62	0,017241379	6	4,04	0,64
	STRING 1.3	14	60	Cu	6860,00	634,62	0,017241379	6	3,73	0,59
	STRING 1.4	14	55	Cu	6860,00	634,62	0,017241379	6	3,42	0,54
	STRING 1.5	14	50	Cu	6860,00	634,62	0,017241379	6	3,11	0,49
	STRING 1.6	14	30	Cu	6860,00	634,62	0,017241379	6	1,86	0,29
	STRING 1.7	14	35	Cu	6860,00	634,62	0,017241379	6	2,17	0,34
	STRING 1.8	14	45	Cu	6860,00	634,62	0,017241379	6	2,80	0,44
	STRING 1.9	14	50	Cu	6860,00	634,62	0,017241379	6	3,11	0,49
	STRING 1.10	14	60	Cu	6860,00	634,62	0,017309138	7	3,21	0,51
	STRING 1.11	14	35	Cu	6860,00	634,62	0,017376897	8	1,64	0,26
	STRING 1.12	14	30	Cu	6860,00	634,62	0,017444655	9	1,26	0,20
	STRING 1.13	14	25	Cu	6860,00	634,62	0,017512414	10	0,95	0,15
	STRING 1.14	14	20	Cu	6860,00	634,62	0,017580172	11	0,69	0,11
	STRING 1.15	14	20	Cu	6860,00	634,62	0,017241379	6	1,24	0,20
	STRING 1.16	16	30	Cu	7840,00	725,28	0,017241379	6	1,86	0,26
	STRING 1.17	16	40	Cu	7840,00	725,28	0,017241379	6	2,48	0,34



INVERSOR	MPPT	STRINGS	Módulos por string	Potencia por string (W)	Voc (V)	Vmp (V)	Rango Tensión entrada MPPT (V)	Intensidad máxima por string (A)	Intensidad máxima por MPPT (A)	Intensidad máxima admisible por MPPT (A)
INVERSOR 3 (60 kW)	MPPT1.1	STRING 3.1	16	7840	725,28	607,84	200 - 1000	13,79	27,58	30
	MPPT1.1	STRING 3.2	16	7840	725,28	607,84		13,79		
	MPPT1.2	STRING 3.3	16	7840	725,28	607,84		13,79	13,79	
	MPPT1.2	STRING 3.4	12	5880	543,96	455,88		13,79	27,58	
	MPPT1.3	STRING 3.5	12	5880	543,96	455,88		13,79		
	MPPT1.3	STRING 3.6	14	6860	634,62	531,86		13,79	13,79	
	MPPT1.4	STRING 3.7	14	6860	634,62	531,86		13,79	13,79	
	MPPT1.4	STRING 3.8	16	7840	725,28	607,84		13,79	13,79	

NÚMERO DE INVERSOR	DESDE	Módulos por string	Longitud (m)	Tipo de conductor	POTENCIA NOMINAL (w)	TENSION MAX (V)	Resistividad Corregida ohm mm2/m	SECCION COMERCIAL (mm2)	CAIDA TENSION REAL	CAIDA TENSION REAL %
INVERSOR 3 (60 kW)	STRING 3.1	16	45	Cu	7840,00	725,28	0,017580172	6	2,85	0,39
	STRING 3.2	16	40	Cu	7840,00	725,28	0,017580172	6	2,53	0,35
	STRING 3.3	16	35	Cu	7840,00	725,28	0,017580172	6	2,22	0,31
	STRING 3.4	12	40	Cu	5880,00	543,96	0,017580172	6	2,53	0,47
	STRING 3.5	12	45	Cu	5880,00	543,96	0,017580172	6	2,85	0,52
	STRING 3.6	14	30	Cu	6860,00	634,62	0,017580172	6	1,90	0,30
	STRING 3.7	14	20	Cu	6860,00	634,62	0,017580172	6	1,27	0,20
	STRING 3.8	16	25	Cu	7840,00	725,28	0,017580172	6	1,58	0,22

9. CÁLCULOS DE LAS SECCIONES DEL CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA (CA)

A continuación, se pasa a definir los cálculos realizados en la parte de corriente alterna, es decir, después de la salida del inversor fotovoltaico hasta el cuadro de baja tensión de la instalación.

Las fórmulas utilizadas para dichos cálculos han sido las siguientes:

$$\Delta U = \frac{[(\sqrt{3} \cdot L' \cdot I_{m\acute{a}x} \cdot \cos\varphi \cdot R_{ca}) + (\sqrt{3} \cdot L' \cdot I_{m\acute{a}x} \cdot \sin\varphi \cdot X_{ca})]}{N^{\circ} \text{ conductores por fase}}$$

- L': Longitud corregida, que resulta de multiplicar la longitud entre el inversor y el cuadro de baja tensión de la estación de bombeo donde se conectará la instalación fotovoltaica, por un factor de corrección igual a 1,05, para estar siempre en el lado más restrictivo de los cálculos.
- Imáx: Intensidad máxima admisible que produce el inversor fotovoltaico.
- cosφ: Factor de potencia de la instalación.
- Rca: Resistencia del conductor a 70 °C y 50 Hz.
- Xca: Reactancia del conductor.

Para su cálculo se atenderá a lo indicado en la ITC-BT-40. La caída de tensión máxima admisible para este proyecto será menor o igual al 1,5% de la tensión nominal de la instalación, en este caso, 400 V. Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la intensidad circulante.

La intensidad máxima admisible por el conductor se calculará multiplicando la intensidad máxima soportada teóricamente por el conductor por algunos factores de corrección como con el número de conductores por zanja, la separación entre conductores, la profundidad de la zanja, y si la instalación es o no bajo tubo.

A continuación, se muestran los cálculos justificativos para el cableado de corriente alterna, siendo el conductor empleado de 240 mm² en aluminio con aislamiento XLPE 0,6/1 kV.

FOTOVOLTAICA RESTINGA

Para el inversor 1 (100 kW), desde el inversor fotovoltaico hasta el cuadro de protección ubicado junto al cuadro de baja tensión se deberá utilizar 1 conductor por fase y neutro, con una sección de 240 mm² en aluminio, con aislamiento XLPE, debido a la larga distancia que hay entre ambos, y poder cumplir con la máxima caída de tensión admisible.

Para el inversor 2 (60 kW), desde el inversor fotovoltaico hasta el cuadro de protección ubicado junto al cuadro de baja tensión se deberá utilizar 1 conductor por fase y neutro, con una sección de 240 mm² en aluminio, con aislamiento XLPE.

Desde el cuadro de protección hasta el cuadro de baja tensión se deberá utilizar 1 conductor por fase y neutro, con una sección de 240 mm² en aluminio, con aislamiento XLPE.

TRAMO										CRITERIO INT. MÁX. ADM					CRITERIO CAÍDA DE TENSIÓN			
Tramo	L (m)	Método	I (A)	Coef	I cal. (A)	V (V)	CU/AL	S (mm ²)	Con/Fase	Iadm (A)	Coef.T ³	Coef. Res.	Coef. Agr.	Iadm* (A)	¿CUMPLE?	AV (V)	AV (%)	AV acum. (%)
INV 100	150,00	D1	144,338	1,25	180,42	400	AL	240	1	261	1	1	0,8	208,8	CUMPLE	5,621	1,405	1,405
INV 60	170,00	D1	86,6	1,25	108,25	400	AL	240	1	261	1	1	0,8	208,8	CUMPLE	3,822	0,955	0,955
INV 100+60	5,00	D1	230,938	1,25	288,67	400	AL	240	1	320	1	1	1	320	CUMPLE	0,300	0,075	1,480

FOTOVOLTAICA ROSARIO

Desde el inversor fotovoltaico hasta el cuadro de baja tensión se deberá utilizar 1 conductor por fase y neutro, con una sección de 240 mm² en aluminio, con aislamiento XLPE.

TRAMO										CRITERIO INT. MÁX. ADM					CRITERIO CAÍDA DE TENSIÓN			
Tramo	L (m)	Método	I (A)	Coef	I cal. (A)	V (V)	CU/AL	S (mm ²)	Con/Fase	Iadm (A)	Coef.T ³	Coef. Res.	Coef. Agr.	Iadm* (A)	¿CUMPLE?	AV (V)	AV (%)	AV acum. (%)
INV 100	80,00	D1	144,338	1,25	180,42	400	AL	240	1	261	1	1	1	261	CUMPLE	2,998	0,749	0,749

FOTOVOLTAICA LA GITANA

Para el inversor 1 y 2 (100 kW cada uno), desde el inversor fotovoltaico hasta el cuadro de protección ubicado junto al cuadro de baja tensión se deberá utilizar 1 conductor por fase y neutro, con una sección de 240 mm² en aluminio, con aislamiento XLPE, debido a la larga distancia que hay entre ambos, y poder cumplir con la máxima caída de tensión admisible.

Para el inversor 3 (60 kW), desde el inversor fotovoltaico hasta el cuadro de protección ubicado junto al cuadro de baja tensión se deberá utilizar 1 conductor por fase y neutro, con una sección de 240 mm² en aluminio, con aislamiento XLPE.

Desde el cuadro de protección hasta el cuadro de baja tensión se deberán utilizar 2 conductores por fase y neutro, con una sección de 240 mm² en aluminio, con aislamiento XLPE.

Tramo	TRAMO									CRITERIO INT. MÁX. ADM					CRITERIO CAÍDA DE TENSIÓN			
	L (m)	Método	I (A)	Coef	I cal. (A)	V (V)	CU/AL	S (mm ²)	Con/Fase	Iadm (A)	Coef.T ³	Coef. Res.	Coef. Agr.	Iadm* (A)	¿CUMPLE?	AV (V)	AV (%)	AV acum. (%)
INV 100	150,00	D1	144,338	1,25	180,42	400	AL	240	1	261	1	1	0,7	182,7	CUMPLE	5,621	1,405	1,405
INV 60	170,00	D1	86,6	1,25	108,25	400	AL	240	1	261	1	1	0,7	182,7	CUMPLE	3,822	0,955	0,955
INV 2x100+60	5,00	B1	375,276	1,25	469,10	400	AL	240	2	320	1	1	1	320	CUMPLE	0,244	0,061	1,466

Para el cálculo de la intensidad máxima de salida en corriente alterna de los inversores fotovoltaicos se ha utilizado la siguiente fórmula:

Inversor 100 kW:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\varphi} = \frac{100.000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 1} \rightarrow I = 144,33 \text{ A}$$

Inversor 60 kW:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\varphi} = \frac{60.000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 1} \rightarrow I = 86,60 \text{ A}$$

Una vez que los conductores pasan de estar enterrados en canalización a las conexiones de los inversores fotovoltaicos, se instalarán bajo tubos, con un diámetro de 250 milímetros, los cuales embocarán directamente al embarrado de corriente alterna del inversor fotovoltaico. Dichos tubos se sellarán con espuma de poliuretano para evitar la entrada de suciedad y posibles roedores.

Los circuitos de corriente alterna, después de los tramos enterrados, discurrirán mediante tubos sujetos a la estructura metálica soporte de los módulos fotovoltaicos, donde se instalarán los inversores fotovoltaicos. Se adjunta plano en el Documento nº2 (PLANOS), con este tipo de instalación.

10. CÁLCULOS DE LAS PROTECCIONES DE LA INSTALACIÓN (CC/CA)

Zona corriente continua

En la zona de corriente se instalarán fusibles en los conductores positivos de todos los strings, con una intensidad de 15A. Estas protecciones estarán formadas por conectores MC4 con fusibles incluidos, para protección contra sobrecarga y cortocircuito de todos los módulos fotovoltaicos.

Salida de los inversores, corriente alterna

A la salida de los inversores se instalarán las protecciones eléctricas para los conductores que van hacia la estación de bombeo, es decir, protecciones para las 3 fases y para el neutro.

Estas protecciones estarán formadas por interruptores magnetotérmicos de caja moldeada, junto a un transformador de intensidad (que abraza a los cables de corriente alterna), una bobina de disparo y un relé diferencial, con una sensibilidad de 300 mA. Este transformador de intensidad, cuando detecta una derivación a tierra en los conductores activos de corriente alterna, envía una señal mediante cableado con una sección de $1,5 \text{ mm}^2$ a la bobina de disparo, haciendo dicha bobina de disparo y el relé diferencial (también conectado a la bobina de disparo) que el interruptor magnetotérmico dispare y así corte la producción de energía, hasta que se solucione la posible avería que haya provocado dicho disparo.

A continuación, se muestran las protecciones a instalar por cada una de las 3 instalaciones fotovoltaicas:

Instalación fotovoltaica Restinga

Inversor 100 kW

Para el inversor de 100 kW, se utilizará un interruptor magnetotérmico de 160 A.

A continuación, se muestra el dimensionado de dicho interruptor magnetotérmico:

$$I_n \leq I_p \leq 0,9 \cdot I_{adm}, \quad \text{donde:}$$

I_n : Intensidad de salida del inversor.

I_p : Intensidad de protección magnetotérmica

I_{adm} : Intensidad máxima admisible del conductor

$$144,33 \leq 160 \leq 0,9 \cdot 225 = 202,5$$

Como se puede ver en la fórmula anterior, cumple con este criterio, por lo que la protección magnetotérmica debe tener un amperaje de 160 A.

Inversor 60 kW

Para el inversor de 60 kW, se utilizará un interruptor magnetotérmico de 100 A.

A continuación, se muestra el dimensionado de dicho interruptor magnetotérmico:

$$I_n \leq I_p \leq 0,9 \cdot I_{adm}, \quad \text{donde:}$$

I_n : Intensidad de salida del inversor.

I_p : Intensidad de protección magnetotérmica

I_{adm} : Intensidad máxima admisible del conductor

$$86,60 \leq 100 \leq 0,9 \cdot 225 = 202,5$$

Como se puede ver en la fórmula anterior, cumple con este criterio, por lo que la protección magnetotérmica debe tener un amperaje de 100 A.

Instalación fotovoltaica Gitana

Inversor 100 kW

Para los inversores de 100 kW, se utilizará un interruptor magnetotérmico de 160 A.

A continuación, se muestra el dimensionado de dicho interruptor magnetotérmico:

$$I_n \leq I_p \leq 0,9 \cdot I_{adm}, \quad \text{donde:}$$

I_n : Intensidad de salida del inversor.

I_p : Intensidad de protección magnetotérmica

I_{adm} : Intensidad máxima admisible del conductor

$$144,33 \leq 160 \leq 0,9 \cdot 225 = 202,5$$

Como se puede ver en la fórmula anterior, cumple con este criterio, por lo que la protección magnetotérmica debe tener un amperaje de 160 A.

Inversor 60 kW

Para el inversor de 60 kW, se utilizará un interruptor magnetotérmico de 100 A.

A continuación, se muestra el dimensionado de dicho interruptor magnetotérmico:

$$I_n \leq I_p \leq 0,9 \cdot I_{adm}, \quad \text{donde:}$$

I_n : Intensidad de salida del inversor.

I_p : Intensidad de protección magnetotérmica

I_{adm} : Intensidad máxima admisible del conductor

$$86,60 \leq 100 \leq 0,9 \cdot 225 = 202,5$$

Como se puede ver en la fórmula anterior, cumple con este criterio, por lo que la protección magnetotérmica debe tener un amperaje de 100 A.

Instalación fotovoltaica Rosario

Inversor 100 kW

Para los inversores de 100 kW, se utilizará un interruptor magnetotérmico de 160 A.

A continuación, se muestra el dimensionado de dicho interruptor magnetotérmico:

$$I_n \leq I_p \leq 0,9 \cdot I_{adm}, \quad \text{donde:}$$

I_n : Intensidad de salida del inversor.

I_p : Intensidad de protección magnetotérmica

I_{adm} : Intensidad máxima admisible del conductor

$$144,33 \leq 160 \leq 0,9 \cdot 225 = 202,5$$

Como se puede ver en la fórmula anterior, cumple con este criterio, por lo que la protección magnetotérmica debe tener un amperaje de 160 A.

Los conductores de baja tensión que llegan desde los inversores fotovoltaicos, se conectarán en los cuadros generales de las diferentes estaciones de bombeo, ya existentes.

Los cuadros de protección se instalarán junto a los inversores fotovoltaicos, con el amperaje calculado en este apartado, a una distancia de 1 metro del inversor, para favorecer la ventilación del inversor fotovoltaico. Estos cuadros deberán tener un grado de protección IP67, por lo que estará preparado para estar en la intemperie. Los cuadros de protección deberán tener unas medidas de 800 milímetros de alto, 600 milímetros de ancho y 300 milímetros de profundidad.

11. DIMENSIONADO DEL SISTEMA ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Este apartado no procede, dado que no se proyecta ningún sistema de este tipo.

12. DIMENSIONADO DEL SISTEMA DE APOYO ENERGÉTICO.

Este apartado no procede, dado que no se proyecta ningún sistema de este tipo.

13. PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN.

De acuerdo con la ITC-BT-18 del Real Decreto 284/2002, se deberá garantizar que no se supere, en la parte de corriente alterna los 24V de tensión de contacto, ya que las instalaciones

fotovoltaicas se consideran como si fueran instalaciones y locales húmedos para la realización de estos cálculos.

En la instalación correspondiente a corriente alterna se deberá tener una intensidad máxima de defecto igual a 300 mA, es decir, la intensidad limitada por las protecciones del interruptor diferencial del inversor solar, por lo que debe cumplirse que la resistencia de puesta a tierra:

$$R_t < \frac{24}{0,3} = 80 \Omega$$

Aunque se obtenga este valor, y según el REBT, la resistencia de puesta a tierra debe ser menor de 37 Ω , puesto no se ha contemplado la instalación de pararrayos.

Se toma la resistividad del terreno igual a 150 $\Omega \cdot m$, tratándose de tierras compactas.

La resistencia de puesta a tierra de picas, obtenida con tres picas de 2 metros cada una será igual a:

$$R_t = \frac{150}{6} = 25 \Omega$$

Teniendo en cuenta una longitud de conductor de puesta a tierra de 10 metros, se obtiene:

$$R_t = \frac{2 \cdot 150}{10} = 30 \Omega$$

La resistencia final de puesta a tierra obtenida será igual a:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{1}{25} + \frac{1}{30} \rightarrow R_t = 13,63 \Omega$$

A esta instalación se conectarán los sistemas de vigilancia, las propias estructuras metálicas de los módulos fotovoltaicos y los inversores fotovoltaicos, tal y como puede verse representado en los planos de este Proyecto.

14. INVERSORES FOTOVOLTAICOS

FOTOVOLTAICA ROSARIO

Se instalará 1 inversor fotovoltaico de 100 kW, de baja tensión en esta parte de la instalación fotovoltaica. Este inversor fotovoltaico se basa en el algoritmo de cálculo de MPPT máximo, funcionando en modo híbrido (red eléctrica + instalación fotovoltaica).

Este inversor fotovoltaico tiene 10 MPPT (puntos de máxima potencia), con dos entradas fotovoltaicas por cada MPPT, siendo las líneas de entrada las de la instalación fotovoltaica.

Se combinan los módulos solares de forma que la intensidad y tensión de las agrupaciones cumpla con las Intensidades y tensiones máximas del inversor, uniéndose en serie formando strings de 18 módulos y en paralelo conectados al inversor, con las correspondientes protecciones, según se indican en esquema unifilar adjunto en planos.

Con el inversor solar, la energía generada en los módulos fotovoltaicos se inyectará íntegramente en el cuadro de baja tensión de la instalación eléctrica existente, consumiendo de la red eléctrica el resto de energía si fuera necesario para operar en condiciones nominales.

FOTOVOLTAICA RESTINGA

Se instalará 1 inversor de 100 kW y 1 inversor de 60 kW, de baja tensión en esta parte de la instalación fotovoltaica. Estos inversores fotovoltaicos se basan en el algoritmo de cálculo de MPPT máximo, funcionando en modo híbrido (red eléctrica + instalación fotovoltaica).

El inversor fotovoltaico de 100 kW tiene 10 MPPT (puntos de máxima potencia), con dos entradas fotovoltaicas por cada MPPT, siendo las líneas de entrada las de la instalación fotovoltaica.

El inversor fotovoltaico de 60 kW tiene 6 MPPT (puntos de máxima potencia), con dos entradas fotovoltaicas por cada MPPT, siendo las líneas de entrada las de la instalación fotovoltaica.

Se combinan los módulos solares de forma que la intensidad y tensión de las agrupaciones cumpla con las Intensidades y tensiones máximas del inversor, uniéndose en serie formando

strings de 18 y 14 módulos fotovoltaicos, según puede verse en los cálculos siguientes y en el Anexo de Planos.

Con el inversor solar, la energía generada en los módulos fotovoltaicos se inyectará íntegramente en el cuadro de baja tensión de la instalación eléctrica existente, consumiendo de la red eléctrica el resto de energía si fuera necesario para operar en condiciones nominales.

FOTOVOLTAICA LA GITANA

Se instalarán 2 inversores de 100 kW y 1 inversor de 60 kW, de baja tensión en esta parte de la instalación fotovoltaica. Estos inversores fotovoltaicos se basan en el algoritmo de cálculo de MPPT máximo, funcionando en modo híbrido (red eléctrica + instalación fotovoltaica).

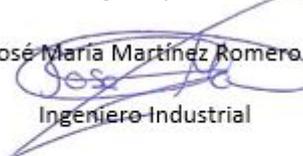
El inversor fotovoltaico de 100 kW tiene 10 MPPT (puntos de máxima potencia), con dos entradas fotovoltaicas por cada MPPT, siendo las líneas de entrada las de la instalación fotovoltaica.

El inversor fotovoltaico de 60 kW tiene 6 MPPT (puntos de máxima potencia), con dos entradas fotovoltaicas por cada MPPT, siendo las líneas de entrada las de la instalación fotovoltaica.

Con el inversor solar, la energía generada en los módulos fotovoltaicos se inyectará íntegramente en el cuadro de baja tensión de la instalación eléctrica existente, consumiendo de la red eléctrica el resto de energía si fuera necesario para operar en condiciones nominales.

15. ALIMENTACIÓN A CAUDALÍMETROS

No es necesaria la alimentación a caudalímetros, ya que se trata de una actuación consistente en un cambio de caudalímetros antiguos por nuevos caudalímetros.

José María Martínez Romero

Ingeniero-Industrial
COIIAOC nº7242
DINSE, S.L.