



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

CAMPUS D'ALCOI

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Politécnica Superior de Alcoy

Instalación generadora solar fotovoltaica en baja tensión en un hotel en Valencia

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería Eléctrica

AUTOR/A: Castillo Clemente, Joan Vicent

Tutor/a: Abellán García, Antonio

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023

RESUMEN

Se redacta el presente trabajo para la realización del Trabajo Final de Grado de Joan Vicent Castillo Clemente, siendo alumno de cuarto año del Grado en Ingeniería Eléctrica en la Escola Politècnica Superior d' Alcoi (EPSA) de la Universitat Politècnica de València (UPV). Este trabajo se realizó bajo la supervisión de D. Antonio Abellán García.

El trabajo se compone de un proyecto en el cual, a partir de la subida de los precios de la energía iniciada en junio del año 2021, se analiza la facturación actual global del hotel localizado en València, para proponer la instalación de paneles solares en el mismo hotel, realizando tanto los cálculos técnicos como económicos necesarios para su desarrollo. También se realizarán los consecuentes planos para su posible ejecución, además de diversos estudios (como por ejemplo de seguridad y salud, estudio medioambiental, etc.).

Finalmente, una vez se conozca la parte técnica del proyecto, se realizará un análisis de viabilidad económica. Este análisis se desarrollará con criterios de rentabilidad económica (coste de la inversión, ahorro económico, periodo de amortización, etc.).

Palabras clave: Renovables; autoconsumo; curva de carga; solar; energía.

ABSTRACT

The next project is going to be written for the realization of Final Degree Project of Joan Vicent Castillo Clemente, being a student of fourth year in Electrical Engineering in the Escola Politècnica Superior d' Alcoi (EPSA) of the Universitat Politècnica de València (UPV). This Project was done under the supervision of Mr. Antonio Abellán García.

The work is form by a project where, by the rise of the electricity prices in 2021, the anual billing of the hotel is analitized, doing by one hand the thecnical calculations and by the other hand economic calculations requires for its development. The plans and other studies (for example the safety and health studies, environment study, etc.) will also be made for the execution of the project.

Finally, once the technical part of the project will be known, there will be a economic viability analysis. This analysis is going to be in profitability economic judgment (investment cost, economic savings, amortization term, etc.).

Key words: Renewable; self-consumption; load curve; solar; energy.

ÍNDICE

1	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	7
1.1	CONTEXTO DEL PROYECTO.....	7
1.2	DESCRIPCIÓN DEL HOTEL.....	8
2	ANÁLISIS DEL PROYECTO	12
2.1	ANÁLISIS DE FACTURACIÓN DEL HOTEL	12
2.1.1	<i>Situación actual de la tarifa eléctrica</i>	<i>12</i>
2.1.2	<i>Análisis de facturación.....</i>	<i>12</i>
2.1.3	<i>Campaña de medidas</i>	<i>17</i>
2.1.4	<i>Conclusiones del resumen del consumo energético</i>	<i>20</i>
2.2	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....	22
2.2.1	<i>Propuesta a proyectar</i>	<i>22</i>
2.2.2	<i>Normativa relevante.....</i>	<i>23</i>
2.2.3	<i>Funcionamiento paneles solares</i>	<i>23</i>
2.2.4	<i>Funcionamiento inversor</i>	<i>25</i>
2.2.5	<i>Funcionamiento autoconsumo con vertido a red.....</i>	<i>28</i>
3	CÁLCULOS	30
3.1	CÁLCULOS SOLARES.....	32
3.1.1	<i>Elección de paneles.....</i>	<i>32</i>
3.1.2	<i>Separación entre paneles</i>	<i>34</i>
3.1.3	<i>Perdidas por orientación.....</i>	<i>35</i>
3.1.4	<i>Número de paneles.....</i>	<i>35</i>
3.1.5	<i>Elección del inversor</i>	<i>36</i>

3.1.6	<i>Transformador de aislamiento</i>	37
3.1.7	<i>Configuración de la instalación</i>	37
3.1.7.1	Número máximo de paneles en serie	38
3.1.7.2	Número mínimo de paneles en serie	39
3.1.7.3	Numero de ramas en paralelo	40
3.1.7.4	Potencia a instalar	41
3.1.8	<i>Performance Ratio</i>	42
3.1.9	<i>Energía producida</i>	43
3.2	CÁLCULOS ELÉCTRICOS	48
3.2.1	<i>Corriente continua</i>	48
3.2.1.1	Cableado	48
3.2.1.2	Protecciones	53
3.2.2	<i>Corriente alterna</i>	56
3.2.2.1	Cableado	56
3.2.2.2	Protecciones	60
3.2.3	<i>Toma de tierra</i>	68
3.3	MECÁNICOS	72
4	ESTUDIO ECONÓMICO	76
4.1	DESCRIPCIÓN DEL ESTUDIO	76
4.1.1	<i>Ayudas a la financiación</i>	76
4.1.2	<i>Mantenimiento</i>	76
4.1.3	<i>Excedentes</i>	77
4.2	PRESUPUESTO	78
4.3	AHORRO ENERGÉTICO	80
4.3.1	<i>Separación de consumos</i>	80

4.3.2	<i>Consumo del hotel posterior a la instalación</i>	81
4.4	AHORRO ECONÓMICO	85
4.5	CRITERIOS ECONÓMICOS	88
4.5.1	<i>VAN</i>	88
4.5.2	<i>TIR</i>	90
4.5.3	<i>Periodo de retorno</i>	90
4.5.4	<i>LCOE</i>	92
4.5.5	<i>Conclusiones</i>	93
5	DOCUMENTACIÓN	94
5.1	ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD	94
5.1.1	<i>Descripción del estudio</i>	94
5.1.2	<i>Descripción de la instalación</i>	94
5.1.3	<i>Riesgos posibles</i>	94
5.1.4	<i>Medidas de protección</i>	95
5.1.5	<i>Supervisión</i>	95
5.1.6	<i>Conclusiones</i>	96
5.2	ESTUDIO DE RESIDUOS	97
5.2.1	<i>Identificación de residuos</i>	97
5.2.2	<i>Clasificación de residuos</i>	97
5.2.3	<i>Gestión de los residuos</i>	98
5.3	PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS	99
5.3.1	<i>Objetivo</i>	99
5.3.2	<i>Diseño y Ubicación</i>	99
5.3.3	<i>Mantenimiento</i>	99

5.3.4	<i>Normativa y cumplimiento</i>	100
5.3.5	<i>Responsabilidades</i>	101
5.3.6	<i>Plazos y Entrega</i>	102
5.3.7	<i>Requisitos de Garantía</i>	102
5.3.8	<i>Aprobación y Recepción</i>	102
5.3.9	<i>Anexos</i>	102
6	CONCLUSIONES	103
7	BIBLIOGRAFÍA	104
8	PLANOS	105

1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

1.1 CONTEXTO DEL PROYECTO

En la pasada primavera del 2021, se notó un incremento de los precios de la electricidad, pasando de un precio medio anual de 53 €/MW·h en el año 2019 a los 118 €/MW·h del año 2021 es decir, un incremento del 122,64 % (el año 2021 se ha comparado en 2019 en lugar del 2020 por la anomalía en los precios de dicho año causada por la pandemia originada por el COVID-19). Es por esta razón que tanto hogares como empresas empezaron a aplicar medidas de eficiencia energética, con el objeto de reducir el precio final de sus facturas, siendo la instalación de paneles solares para el autoconsumo una opción bastante atractiva para tal fin, dado los márgenes de beneficio que devolvían las inversiones debido a los altos precios de la energía eléctrica.

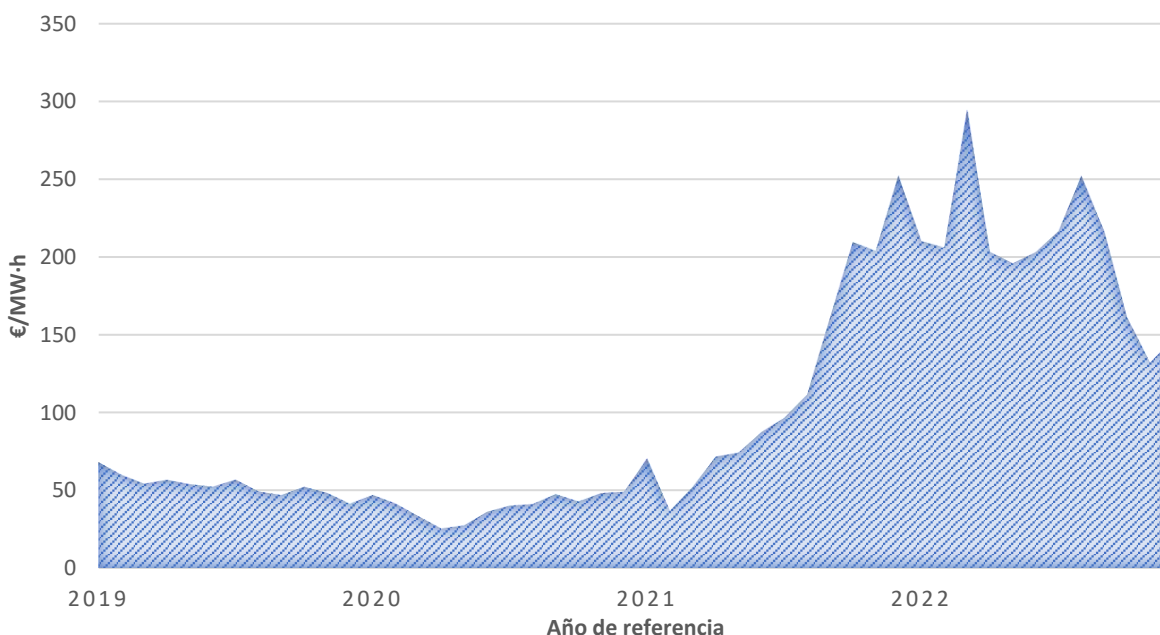


Gráfico 1. Precio de la electricidad.

El hotel donde se pretende realizar la instalación a proyectar también se le ha repercutido la subida del precio de la electricidad (como se verá a continuación) y por lo tanto,

tras haber realizado una auditoría energética, ha sopesado diferentes mejoras de ahorro energético, siendo la instalación solar fotovoltaica para autoconsumo una de ellas.

1.2 DESCRIPCIÓN DEL HOTEL

El presente proyecto, el cual trata de realizar una instalación fotovoltaica, se ubica en el Hotel VS Gandía Palace, situado en la calle RIOJA, número 41, en Gandía. La instalación se prevé en la azotea, la cual tiene una superficie de 1864 m², de los cuales son aprovechables para la instalación 1551 m². Dicha terraza se separa en el ala suroeste y el ala nordeste. El ala suroeste, la cual está en la planta 10, cuenta con una inclinación de 57 ° hacia el oeste respecto al sur, mientras que el ala nordeste, que se halla en la planta 11, tiene una inclinación de 118 ° hacia el este respecto al sur.

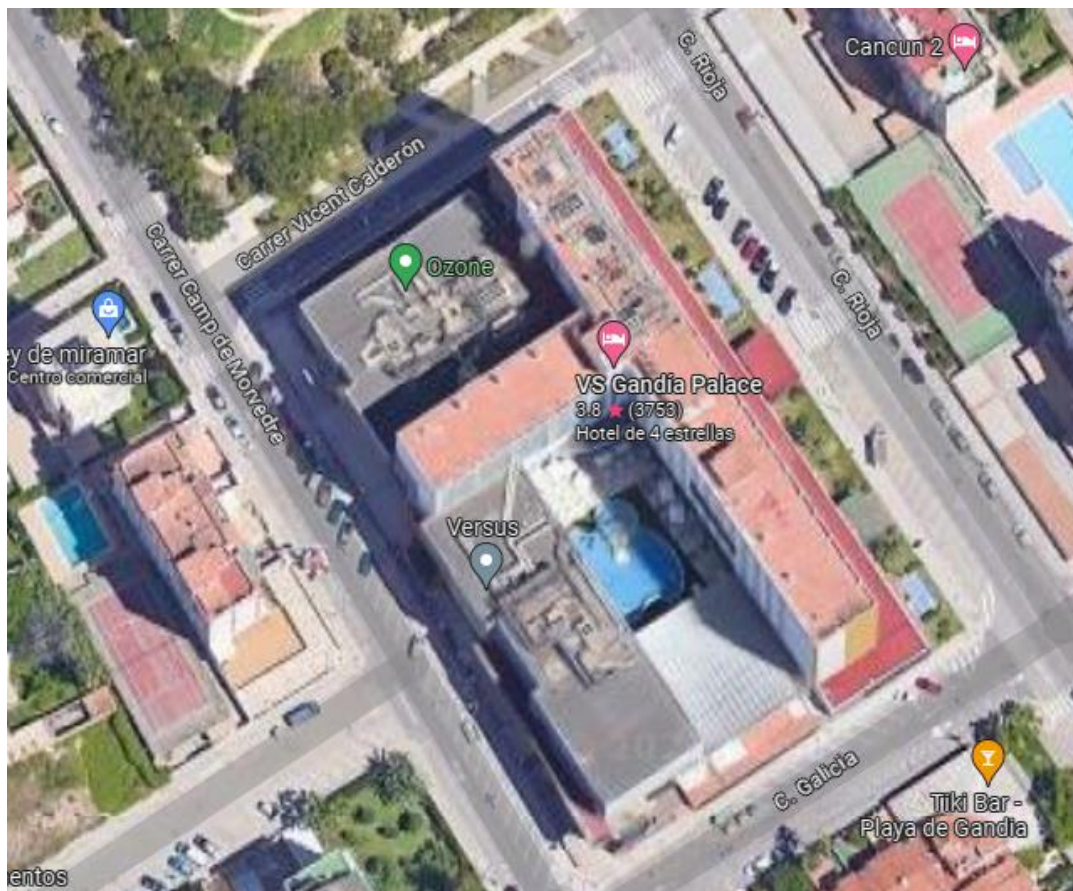


Ilustración 1. Vista aérea del Hotel VS Gandía Palace. (Fuente: Google Maps)

A continuación, se expondrán algunos datos de interés sobre el hotel, que ayudarán a la realización del proyecto:

Información de interés	
Referencia catastral	5214901YJ4251S0008LS
Ubicación	CL RIOJA 41, 46730, GANDIA, VALÈNCIA
Uso	Hostelería (Local de pública concurrencia)
Año de construcción	2004
Altura	11 plantas
Superficie	18212 m ²

Tabla 1. Información de interés.

Seguidamente, se puede observar mediante planos, la ubicación del hotel:



Ilustración 2. Situación del hotel VS Gandía. (Fuente: Google Maps)

2 ANÁLISIS DEL PROYECTO

2.1 ANÁLISIS DE FACTURACIÓN DEL HOTEL

2.1.1 Situación actual de la tarifa eléctrica

Para el periodo de referencia empleado (2021), periodo del cual se disponen todos los datos de las facturas, se realiza un análisis exhaustivo de la facturación eléctrica.

Las características del suministro eléctrico se muestran a continuación:

Tensión de servicio (kV)	Potencia contratada (kW)	Compañía suministradora
20	255	i-DE, Redes Eléctricas Inteligentes, S.A.U.

Tabla 2. Características del punto de suministro.

Se observa una alimentación al centro en alta tensión (con su correspondiente centro de transformación) con una potencia contratadas entre 255 kW.

2.1.2 Análisis de facturación

En el presente subapartado se muestra la evolución del consumo eléctrico mes a mes y su distribución por periodos tarifarios.

En la siguiente tabla se muestra un resumen mensual de la factura eléctrica durante el periodo de referencia (año 2021). Se observa que la penalización por reactiva es nula. En la última columna se refleja el coste medio mensual de la energía, cuyo valor medio anual calculado es de 18,40 c€/ kWh.

	CONSUMO ENERGÍA ACTIVA (kWh)	TERMINO DE POTENCIA (€)	TERMINO DE ENERGÍA (€)	TERMINO ENERGÍA REACTIVA (€)	ALQUILER EQUIPO MEDIDA (€)	BASE IMPONIBLE (€)	COSTO ENERGÍA / ENERGÍA (c€/kWh)
Enero	6108,00	1562,45	1167,74	0,00	49,94	2780,13	19,12
Febrero	31524,00	1411,25	5650,06	0,00	45,11	7106,42	17,92
Marzo	61892,00	1697,22	10754,20	0,00	49,94	12501,36	17,38
Abril	62673,00	1879,64	11638,59	0,00	48,33	13566,56	18,57
Mayo	70820,00	1942,29	13076,21	0,00	29,56	15048,06	18,46
Junio	88645,00	2142,21	16316,37	0,00	28,60	18487,18	18,41
Julio	122579,00	2579,36	22935,53	0,00	29,56	25544,45	18,71
Agosto	123942,00	3084,22	22924,94	0,00	29,56	26038,72	18,50
Septiembre	97259,00	2551,85	18013,83	0,00	28,60	20594,28	18,52
Octubre	76139,00	1942,29	14075,11	0,00	29,56	16046,96	18,49
Noviembre	63458,00	1879,64	11572,12	0,00	28,60	13480,36	18,24
Diciembre	8173,00	1942,29	1473,56	0,00	29,56	3445,41	18,03
TOTAL	813212,00	24614,71	149598,26	0,00	426,92	174639,89	18,40

Tabla 3. Resumen factura eléctrica.

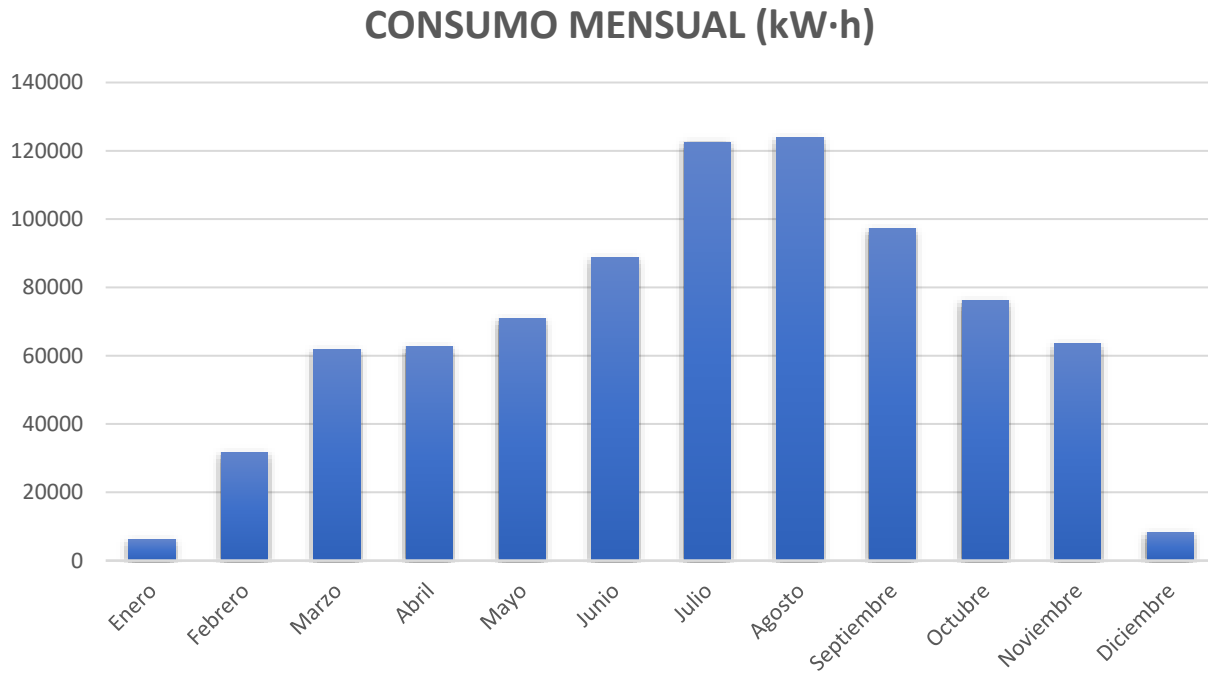


Gráfico 2. Evolución mensual del consumo eléctrico.

Se observa como en los meses de verano aumenta considerablemente el consumo eléctrico, posiblemente debido a la climatización del hotel junto a una mayor ocupación los meses de verano. Cabe recordar que mientras para el verano el hotel se climatiza con equipos de enfriadoras, en invierno usa una caldera térmica, motivo por el cual no se ve reflejado en el consumo.

Total facturación mensual (€)

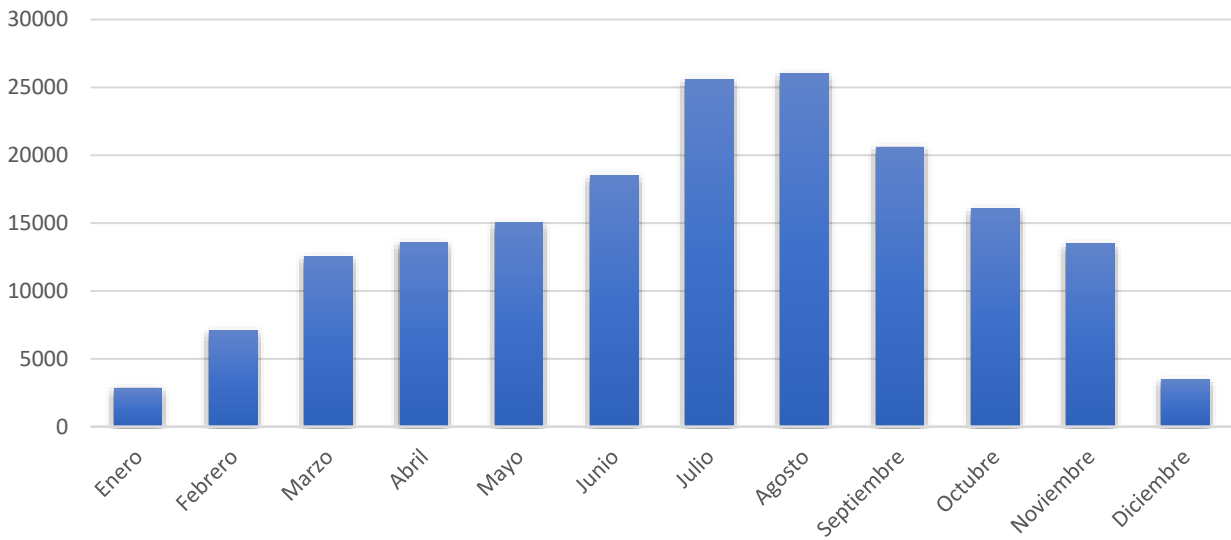


Gráfico 3. Distribución mensual de facturación eléctrica.

Como se puede observar, el coste total mensual oscila entre los 2780,13 € en enero y los 26038,72 € de agosto.

Facturación mensual por energía activa (€)

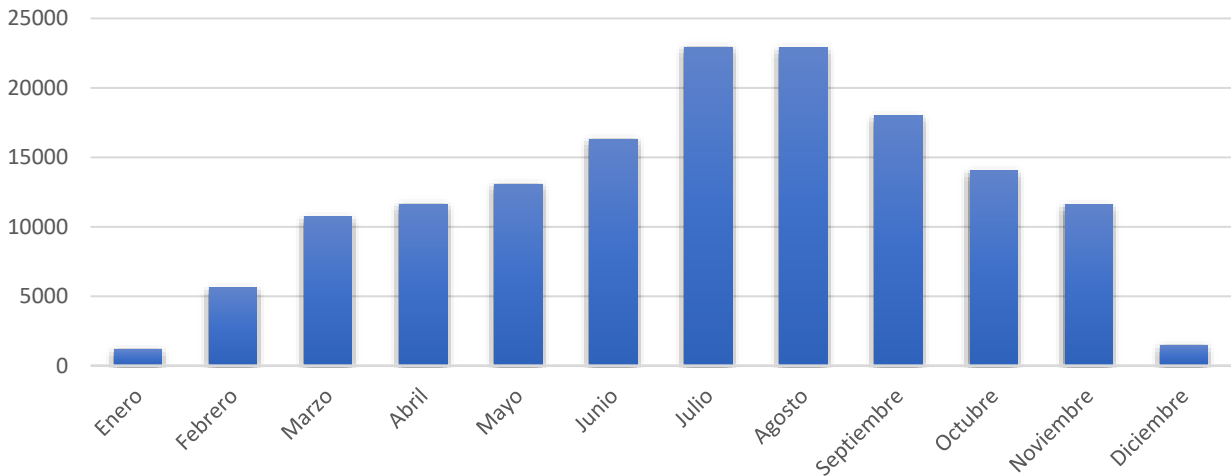


Gráfico 4. Coste de energía activa.

Se distingue la horquilla de precios mensuales de la energía activa, entre los 1167,74 € de enero y los 22935,53 € de julio.

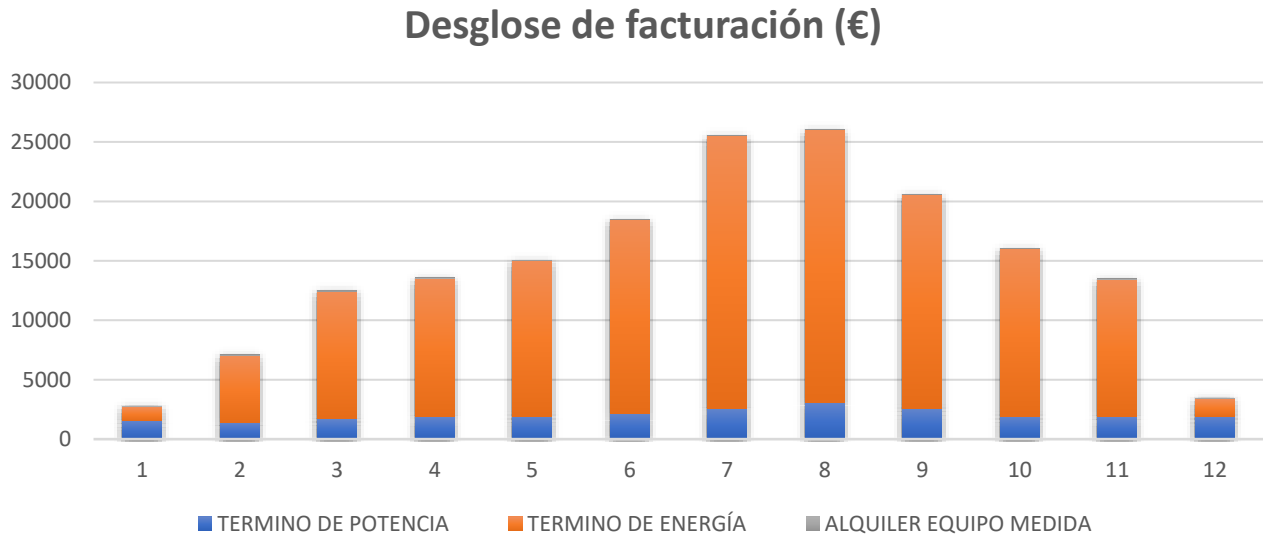


Gráfico 5. Desglose de facturación.

Se observa como el coste que representa el término de energía aumenta los meses de verano (destacando julio y agosto). Los costos de término de potencia y alquiler de equipos se mantienen bastante constantes.

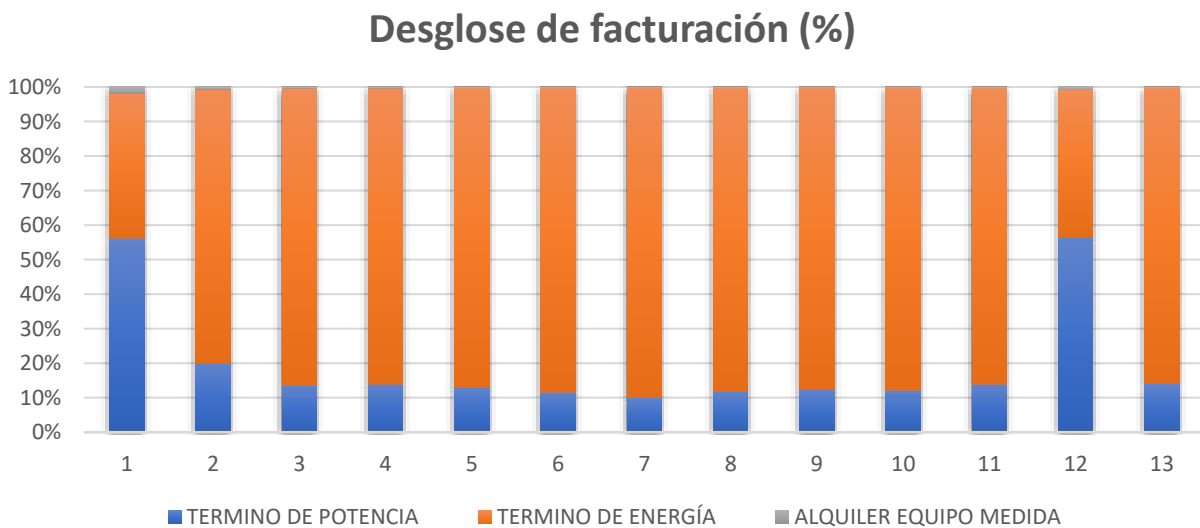


Gráfico 6. Desglose relativo de facturación.

En el anterior gráfico se observa como el término de energía cobra especial relevancia los meses de verano, siendo superado por el término de potencia en enero y diciembre.

2.1.3 Campaña de medidas

La curva de carga es la representación gráfica de la forma en que la instalación hace uso de sus equipos eléctricos en un determinado intervalo de tiempo. A continuación, se muestra la curva de carga para el periodo de referencia (enero 2021 – diciembre 2021):

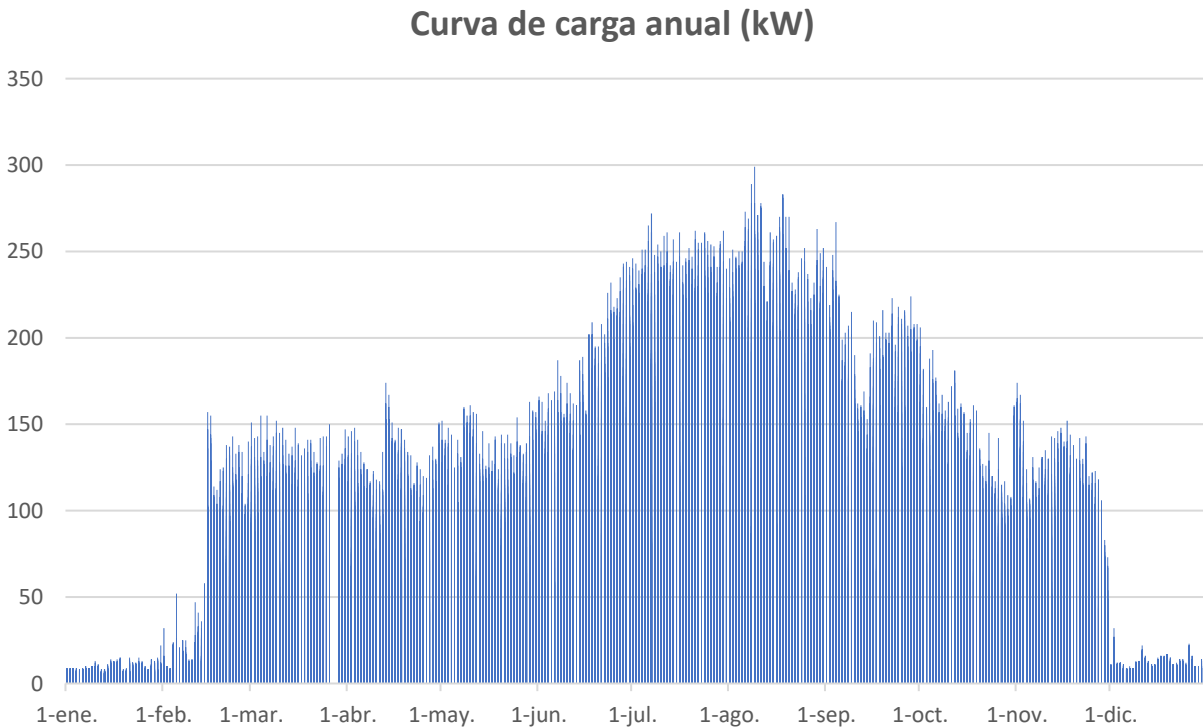


Gráfico 7. Curva de carga del hotel.

En la curva de carga se observa el consumo que presenta el hotel a lo largo del año, mostrándose a continuación una curva de carga diaria realizada con el promedio de la curva de carga anual, donde se puede comparar la potencia promedio con las horas del día.

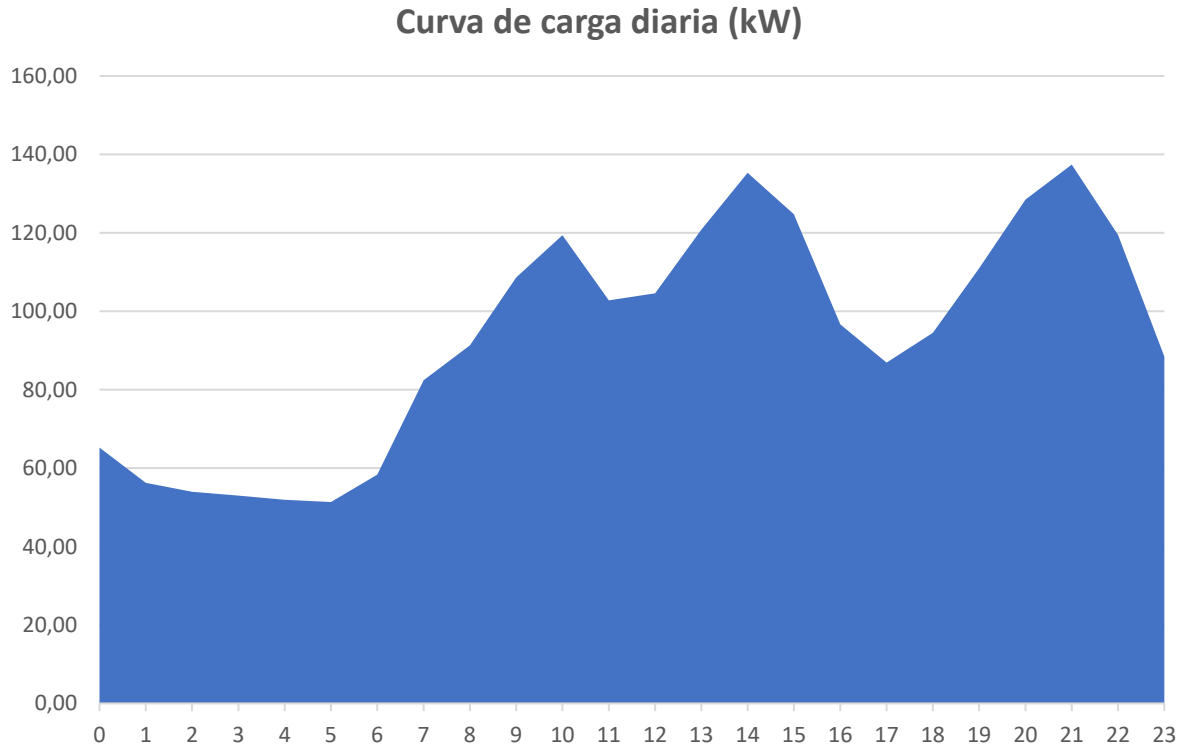


Gráfico 8. Curva de carga diaria del hotel.

Se muestra a continuación una tabla con la potencia media anual para cada hora del día y para cada día de la semana. Las horas en verde son donde menor demanda ha habido, estando de un color más rojizo las horas con mayor demanda.

Potencia media (kW)		Día						
		Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado	Domingo
Hora	0	62,44	64,02	64,92	65,25	65,46	67,79	66,88
	1	53,40	55,28	56,82	55,84	55,87	59,06	57,44
	2	51,81	53,21	54,69	54,06	53,38	56,54	54,25
	3	50,81	52,66	53,27	53,22	52,56	55,04	53,38
	4	50,94	50,45	51,27	51,73	51,79	54,52	52,90
	5	50,77	50,09	50,10	50,49	50,65	54,33	52,94
	6	57,65	56,40	57,61	55,78	58,37	61,96	60,65
	7	81,85	81,21	82,65	81,61	83,08	84,00	82,67
	8	91,23	89,58	91,25	91,02	92,17	92,44	91,67
	9	108,54	107,00	106,96	108,65	107,15	113,50	108,46
	10	119,56	116,83	114,31	118,92	119,08	124,90	122,23
	11	101,25	99,32	98,92	104,75	102,87	106,62	105,87
	12	103,73	101,70	101,02	105,00	104,60	109,31	106,63
	13	122,33	117,70	118,96	120,75	120,62	124,40	120,98
	14	135,23	132,06	131,67	136,88	136,25	139,08	136,15
	15	124,35	119,43	121,64	125,82	126,48	128,00	127,52
	16	95,98	93,04	92,88	96,33	98,56	102,42	97,33
	17	85,21	83,30	84,56	88,14	90,40	89,96	86,67
	18	93,63	91,96	91,76	94,90	97,02	96,62	95,44
	19	108,65	106,83	109,40	113,10	113,90	113,56	111,35
	20	125,63	126,21	126,56	128,45	132,23	132,88	127,60
	21	135,10	133,06	136,84	136,57	140,81	141,96	137,54
	22	118,06	114,77	118,00	118,57	125,13	123,15	118,58
	23	87,69	85,40	87,18	87,98	92,63	90,98	87,25

Tabla 4. Potencia promedio.

Se observa como durante las horas de la noche la potencia disminuye, alcanzando los picos de potencia entre las 13:00 y las 16:00 horas, además de entre las 20:00 y 22:00, coincidiendo con las horas de comer y cenar. El pico producido entre las 13 y las 16 podrá ser reducido con la instalación solar ya que son las horas en las que los paneles solares producen

más energía, sin embargo, el pico de consumo entre las 20 y las 22 no se podrán reducir con la instalación.

El promedio de potencia demandada para todo el año es de 93,45 kW.

2.1.4 Conclusiones del resumen del consumo energético

En las tablas y gráficas anteriores, se ha podido observar con detalle la distribución de la facturación eléctrica. Cabe destacar:

- 1) La parte más representativa de la facturación corresponde al término de energía con un 85,66 % del total (149585,26 € de 174639,89 € anuales). Este indicador en un principio nos muestra que podría ser interesante la instalación de paneles solares fotovoltaicos, ya que el mayor ahorro será por dejar de consumir energía de la red dado que dicha energía será producida por los paneles solares, además de la posibilidad de bajar la potencia contratada.
- 2) La mayor parte del consumo se centra en los meses de verano. Esto se debe a que durante los meses de verano es cuando hay más huéspedes, además de que la climatización en verano se hace mediante máquinas enfriadoras, mientras que en invierno se climatiza mediante calderas térmicas, que su consumo no se ve reflejado en las facturas eléctricas. También es un indicador positivo, dado que las placas solares producen más energía durante el verano, dado que tiene más horas pico solar.
- 3) En la curva de carga diaria se observa como el consumo durante la madrugada, entre las 00:00 y las 06:00 es mínimo, empezando el primer pico de consumo a las 06:00 hasta las 11:00, para dar paso al segundo pico de consumo a las 12:00 hasta las 17:00, concatenando inmediatamente con el tercer y último pico de consumo, que termina a las

23:00. Esto nos indica, que, aun teniendo la mayor parte del consumo durante el día, habrá una parte que no entrará dentro del horario de producción solar fotovoltaica, principalmente el tercer pico de consumo, donde algunas horas no podrán aprovechar la producción fotovoltaica.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

2.2.1 Propuesta a proyectar

Tras el análisis de facturación realizado anteriormente, se propone la instalación de paneles solares fotovoltaicos con el objeto de reducir el consumo eléctrico de la red, reduciendo así el término de energía en la factura (cabe recordar que dicho término era el 85,66 % del precio total anual).

Para ello el hotel, el cual cuenta con dos azoteas, dejará ambas libres para la libre instalación de paneles solares. Se marcan a continuación las azoteas donde se instalará.



Ilustración 4. Azotea del hotel donde se realizará la instalación.

Esta azotea cuenta con una superficie de dimensiones de 1551 m². Aun así, no se podrá aprovechar en su totalidad, debido a que en su esquina noroeste se hallan los equipos de climatización.

2.2.2 Normativa relevante

Siendo la normativa a cumplir detallada en el Pliego de condiciones (apartado 5.3), se enumera a continuación la normativa principal a nivel técnico que deberá cumplir la instalación:

- Reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT).
- Código Técnico de Edificación (CTE).
- Manual Técnico de Iberdrola.
- UNE 60364-5-52 2014. (Instalaciones eléctricas de baja tensión.)

A continuación, se detalla la normativa a cumplir la normativa respecto a la prevención de accidentes y riesgos laborales:

- Real Decreto 843/2011
- Real Decreto 486/1997
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre

2.2.3 Funcionamiento paneles solares

Los paneles solares están compuestos por celdas fotovoltaicas que convierten la energía solar en electricidad. Las celdas fotovoltaicas están hechas de materiales semiconductores, como el silicio, que tienen la capacidad de absorber la luz solar y liberar electrones. Cuando la luz solar incide sobre el material semiconductor, los electrones son liberados de sus átomos y comienzan a moverse a través del material, lo que genera una corriente eléctrica.

Cada celda fotovoltaica genera una pequeña cantidad de electricidad, por lo que los paneles solares suelen estar compuestos por varias celdas conectadas en serie. La energía eléctrica generada por los paneles solares es de corriente continua, que no es adecuada para

su uso en la mayoría de los dispositivos eléctricos usados diariamente (para su aprovechamiento se intercala un inversor fotovoltaico entre los paneles y la red).



Ilustración 5. Panel solar.

En cuanto a la eficiencia de los paneles solares, esta se mide en términos de la cantidad de energía que puede producir un panel solar en relación con su tamaño. La eficiencia de los paneles solares ha mejorado significativamente en las últimas décadas, gracias a avances en la tecnología de materiales y diseño. Los paneles solares de silicio monocristalino tienen una eficiencia típica del 20% al 22%, mientras que los paneles solares de silicio policristalino tienen una eficiencia típica del 15% al 18%. Se debe tener en cuenta, a la hora de proyectar, las peculiaridades técnicas que poseen los paneles solares, tales como la degradación que sufren con el paso del tiempo (normalmente su rendimiento cae a valores del 80 % a los 25 años de uso), como también la diferencia de tensión que ofrecen con el cambio de temperatura. Para ello el fabricante aporta los datos necesarios para poder diseñar la instalación con rigor técnico. Además de los aspectos anteriormente comentados, se debe destacar el hecho que los paneles solares poseen una tensión de funcionamiento (V_p), pero

también se debe considerar que poseen una tensión en circuito abierto (V_{oc}). Esta V_{oc} será determinante para el diseño de las ramas de los paneles solares, ya que no debe superar la tensión máxima del inversor.

2.2.4 Funcionamiento inversor

Los inversores solares son dispositivos electrónicos que convierten la corriente continua generada por los paneles solares en corriente alterna, concretamente a 50 Hz, que es la admitida por la red eléctrica. Los paneles solares generan energía eléctrica de corriente continua, pero la mayoría de los dispositivos eléctricos que utilizamos en nuestros hogares y edificios funcionan con corriente alterna. Por lo tanto, los inversores solares son necesarios para convertir la energía eléctrica generada por los paneles solares en una forma de energía utilizable.

Los inversores solares funcionan a través de un proceso de conversión de energía eléctrica. La energía eléctrica generada por los paneles solares fluye a través de un conjunto de diodos y se transmite a un filtro para eliminar cualquier ruido eléctrico o armónicos de la señal de salida. El filtro se asegura de que la señal eléctrica sea limpia y estable antes de ser enviada al inversor.

El inversor solar se encarga de convertir la energía eléctrica de corriente continua generada por los paneles solares en corriente alterna que se puede utilizar en el hogar o en la red eléctrica. El inversor consta de tres partes principales: un puente rectificador, un circuito de control y un inversor propiamente dicho.

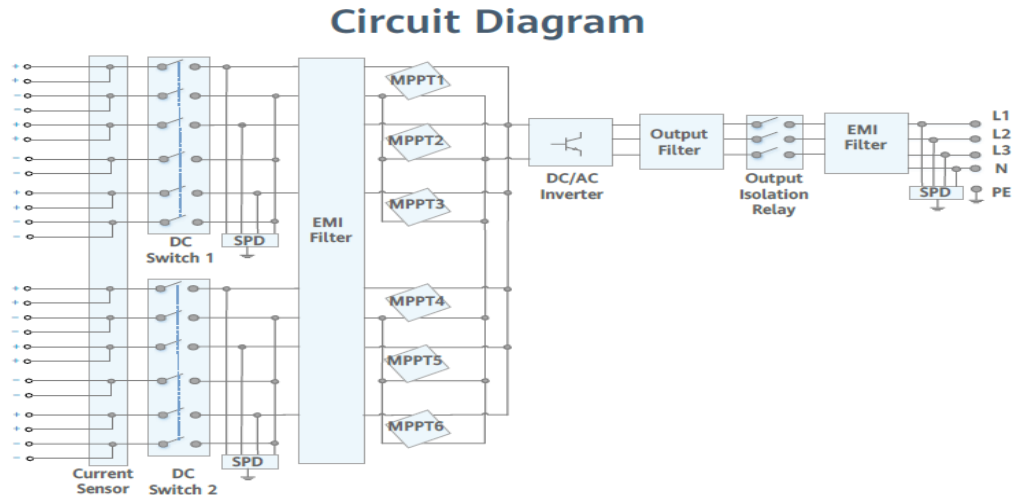


Ilustración 6. Diagrama de circuito de un inversor. (Fuente: Huawei)

El puente rectificador convierte la corriente continua en corriente alterna pulsante, que se llama corriente alterna rectificada. El circuito de control se encarga de monitorear la corriente y el voltaje de entrada y ajusta el ancho de pulso para controlar la cantidad de energía que fluye hacia el inversor. Este control preciso del ancho de pulso se realiza mediante un circuito de retroalimentación que mide la corriente y el voltaje de salida para asegurar que la energía eléctrica sea entregada de manera óptima. Este control se realiza mediante el MPPT (Maximum Power Point Tracking), el cual se encarga de encontrar y mantener el punto de máxima potencia de los paneles solares gracias a la realización de mediciones continuas de la corriente y tensión de salida de los paneles solares, utilizando esta información para calcular el punto de máxima potencia.



Ilustración 7. Inversor solar.

El inversor transforma la corriente alterna rectificadora en una corriente alterna sinusoidal de la misma frecuencia y amplitud que la corriente alterna de la red eléctrica. Esta corriente alterna es suministrada a la red eléctrica o a los dispositivos eléctricos del hogar.

Los inversores solares modernos también están equipados con una serie de características de seguridad y protección para garantizar un funcionamiento seguro y fiable. Los inversores solares incluyen funciones como desconexión de emergencia, protección de sobrecarga y protección contra sobretensión para garantizar que la energía generada por los paneles solares se entregue de manera segura y eficiente.

Para su diseño se deberá tener en cuenta si tiene o no transformador, ya que si carece de este se deberá instalar un transformador de aislamiento para separar galvánicamente la instalación de corriente continua de la instalación de corriente alterna. Además, se deberá comprobar su tensión de funcionamiento, debido a que los inversores tienen un rango de tensión de funcionamiento en el circuito de corriente continua, debiendo configurar las ramas de los paneles solares para que siempre ofrezcan una tensión la cual se encuentre dentro de dicho rango. Cabe destacar, que actualmente la mayoría de los inversores disponen de varios

seguidores MPPT, siendo bastante útil aprovechar su totalidad en la instalación, dado que, si una rama se desconectara por problemas técnicos, o cayera su tensión debido a que en cierto momento está bajo una sombra, las demás ramas no se verán afectadas y seguirán proporcionando la máxima potencia que sean capaces.

2.2.5 **Funcionamiento autoconsumo con vertido a red**

El autoconsumo con vertido a red es un sistema en el cual los propietarios de una vivienda o edificio instalan paneles solares fotovoltaicos en su propiedad para generar su propia energía eléctrica. En este caso, además de consumir la energía producida, el excedente de energía generado por los paneles solares es vertido a la red eléctrica.

Este sistema de autoconsumo con vertido a red se basa en la conversión de la energía solar en electricidad a través de paneles solares fotovoltaicos.

Cuando la energía producida por los paneles solares es mayor que la energía consumida, el excedente de energía se vierte a la red eléctrica. Este excedente puede ser aprovechado por otros consumidores de la red eléctrica, lo que contribuye a la reducción del consumo de energía generada a partir de fuentes no renovables y a la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero.

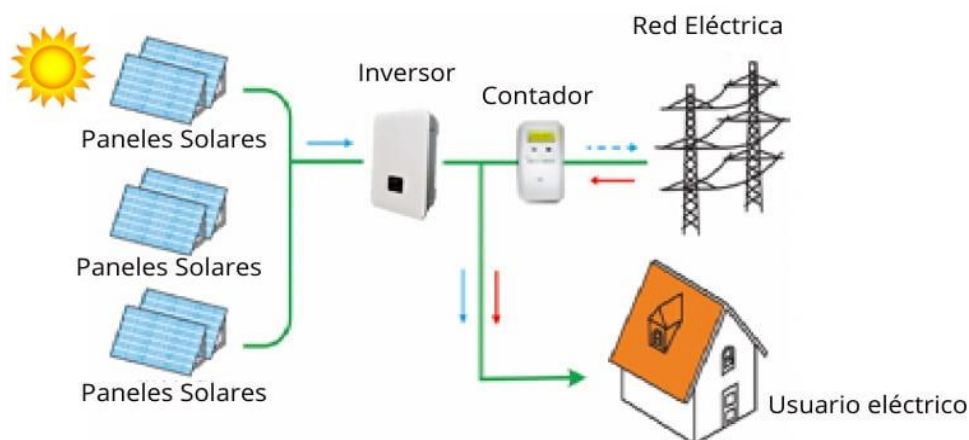


Ilustración 8. Instalación autoconsumo con excedentes.

Este sistema permite al propietario obtener una compensación económica por la energía que se vierte a la red, lo que se conoce como tarifa de compensación por excedentes. La cantidad de energía vertida a la red se mide mediante un contador bidireccional que registra tanto la energía generada por los paneles solares como la energía consumida por la vivienda o edificio.

3 CÁLCULOS

Para llevar a cabo proyecto, se deben realizar los consecuentes cálculos para el éxito del mismo. Estos cálculos técnicos se agruparán en:

- 1) Cálculos solares: Los cálculos de energía solar para instalaciones solares fotovoltaicas se basan en varios factores clave, incluida la ubicación geográfica del sitio, la orientación e inclinación de los paneles solares, la capacidad de los paneles solares para capturar energía solar y convertirla en electricidad, la eficiencia de los paneles solares utilizados en la instalación Los componentes eléctricos y electrónicos, y las necesidades de energía eléctrica del usuario final.

Para calcular la producción eléctrica de una instalación solar fotovoltaica se debe conocer la radiación solar incidente en el emplazamiento, además de determinar la inclinación y orientación óptimas de los paneles solares para maximizar la captura de energía solar. Se puede utilizar un programa de simulación para calcular la producción de energía eléctrica de diferentes configuraciones de paneles solares.

- 2) Cálculos eléctricos: Los cálculos para el trabajo eléctrico requieren una consideración separada para corriente continua y alterna. Para minimizar las pérdidas por efecto Joule, se debe tener en cuenta la selección adecuada de la sección transversal del cable. El cálculo para determinar la sección adecuada del cable requiere la consideración de la potencia y la distancia entre el inversor y el panel solar para la parte de corriente continua, y la distancia entra en inversor y el cuadro para la parte de corriente alterna. Además, es imprescindible determinar la caída de tensión en todas las líneas y garantizar el cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad establecidos por las normas y reglamentos es primordial para el buen funcionamiento de la instalación.

- 3) Cálculos mecánicos, donde se estudiará principalmente la estructura para los paneles solares. El sistema de fijación en las instalaciones solares fotovoltaicas se basa en elementos estructurales, en concreto los soportes, marcos y anclajes. Para que estos sistemas se consideren estables, se realizan cálculos mecánicos para determinar su resistencia. Los cálculos son cruciales para garantizar la durabilidad general y la integridad estructural de los paneles solares. El dimensionamiento de los elementos estructurales requiere la consideración de varios factores, incluidas las cargas de viento, las cargas de nieve y otros posibles choques mecánicos que podrían afectar el peso del sistema de paneles solares. Para asegurar una integridad estructural óptima, es necesario calcular las propiedades mecánicas de estos elementos, teniendo en cuenta su rigidez, resistencia y capacidad de deformación.

3.1 **CÁLCULOS SOLARES**

El diseño del generador solar, dada la alta cantidad de energía consumida en el hotel, se propone, en primer lugar, instalar la máxima potencia fotovoltaica posible en la terraza. Se deberá tener en cuenta si se superan los 100 kW, ya que si son superados no se podrá acoger a la modalidad de excedentes con compensación, debiendo en ese caso realizar un estudio económico si es rentable superar esos 100 kW, o sin embargo, instalar únicamente 100 kW acogiendo a la compensación. Partiendo de esa potencia obtendremos los diferentes cálculos solares que se necesiten para obtener la energía anual producida.

Para ello debemos tener en cuenta:

- Las coordenadas de la ubicación son: 39.0060483061755, -0.16882139084209083.
- Para obtener las horas pico solar (HPS) en la instalación, se ha usado la herramienta PV-GIS, la cual nos brinda la irradiación obtenida en el lugar de la instalación, usando un perfil del terreno el cual ya incluye las sombras producidas por los objetos circundantes facilitando así el cálculo de la energía producida.
- Los paneles se instalarán orientados al sur, por lo que no afectará la orientación de la propia terraza. Esto se puede observar con más detalle en los planos de la instalación.
- Teniendo en cuenta que la instalación es para uso anual, los paneles se instalarán con una inclinación de 34 grados.

3.1.1 **Elección de paneles**

Después de realizar una investigación del estado del arte de las instalaciones solares fotovoltaicas, destacando el aumento de la eficiencia de los módulos fotovoltaicos, los cuales han superado la barrera del 20% en los paneles monocristalinos. Para el presente proyecto, se va a instalar el siguiente módulo solar fotovoltaico:

Marca	Modelo
Longui	Hi-Mo 4m 460

Tabla 5. Marca y modelo del módulo solar.

Los paneles son del modelo Hi-Mo 4m 460 de la marca Longui, con las siguientes características:

- Potencia pico 460 W.
- Intensidad pico 10,98 A.
- Tensión pico 41,9 V.
- Eficiencia del 21,2 %.
- Dimensiones: 2,094 m de alto y 1,038 m de ancho.

Dicho panel, se puede observar a continuación:

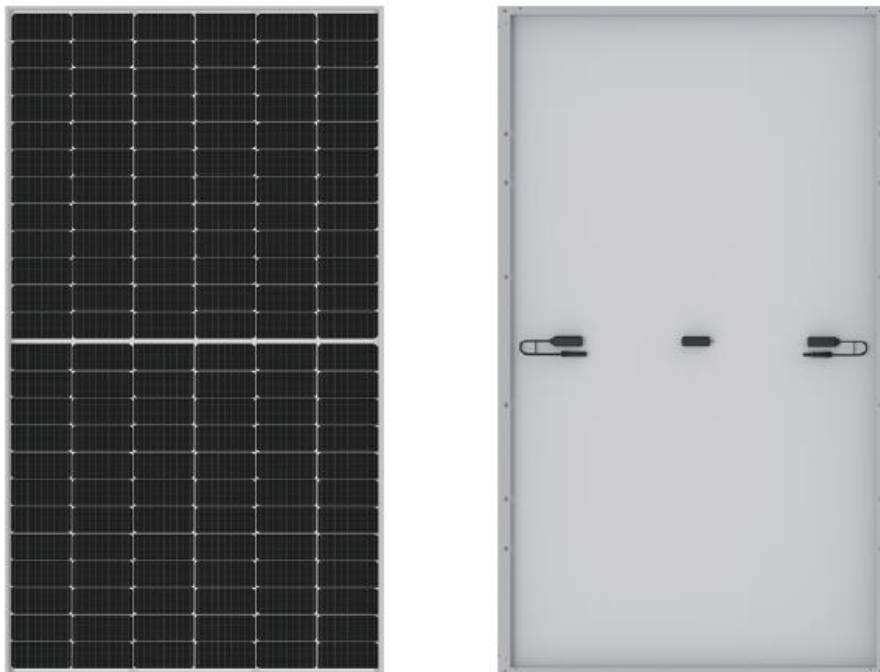


Ilustración 9. Panel solar Longui Hi-Mo 4m 460. (Fuente: Catálogo Logui)

Para ver todas las características técnicas, ver Anexo 1.

3.1.2 Separación entre paneles

Una vez conocidas las dimensiones del panel solar, se puede obtener la distancia que se debe reservar entre las diferentes filas de paneles.

Para ello, se debe tener en cuenta que en el presente apartado no se calculará únicamente la separación entre las mismas filas de paneles, sino que, dado que se usa el mismo método de cálculo, además se calculará la separación que se debe respetar entre la barandilla de la azotea y los paneles solares, como la separación del habitáculo que se encuentra en la azotea.

A continuación, se muestra el modelo de cálculo:

$$d = \frac{h}{\tan(61 - \text{latitud})} \quad (1)$$

Donde:

- d es la distancia a respetar expresada en metros.
- h es la altura desde el punto donde se empiezan a producir sombras hasta el punto más alto del objeto productor de sombras, expresada en metros.

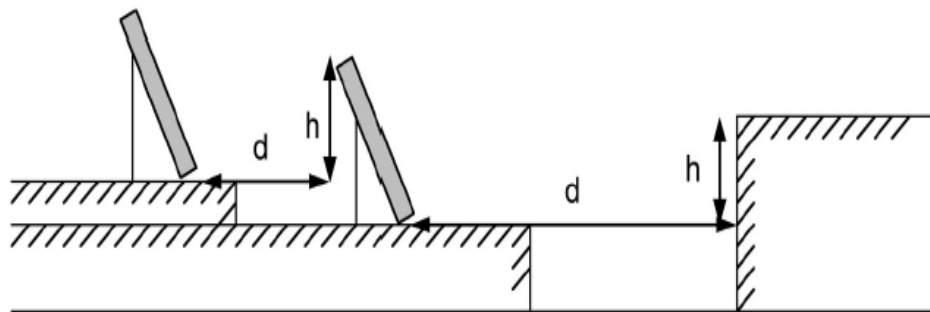


Ilustración 10. Esquema de la separación entre paneles y obstáculos (Fuente: IDAE)

Debemos tener en cuenta, que para la instalación a realizar, se deben tener en cuenta las sombras formadas por los propios paneles, la sombra producida por un habitáculo situado

en el centro de la terraza y las sombras producidas por una barandilla que envuelve toda la terraza.

Los obstáculos que se destacan en la azotea se pueden ver a continuación:

Inclinación panel (°)	Latitud (°)	Longitud panel (m)	Altura panel (m)	Altura habitáculo (m)	Altura baranda(m)
34,00	39,00	2,09	1,17	2,50	1,10

Tabla 6. Alturas obstáculos.

Por lo tanto, las diferentes distancias a respetar por los paneles creadas por diferentes objetos se pueden visualizar en el siguiente cuadro resumen:

Inclinación paneles (°)	Latitud (°)	Distancia paneles (m)	Distancia habitáculo (m)	Distancia barandilla (m)
34,00	39,00	1,61	3,44	1,51

Tabla 7. Distancias paneles.

Por lo tanto, a la hora del diseño de la instalación de los paneles solares, esta estará limitada por las distancias anteriormente obtenidas.

3.1.3 Perdidas por orientación

Aunque la orientación de la terraza no es respecto el sur, al instalarse los paneles solares apuntando al sur, no se sufrirán pérdidas por orientación, mejorando así la eficiencia de la instalación.

3.1.4 Número de paneles

En el apartado 3.1.2 se han obtenido las distancias que se debían guardar para que los paneles solares no tuvieran pérdidas, las cuales se recuerda que son las siguientes:

- Entre filas de paneles: 1,61 m.
- Entre los paneles y la barandilla: 1,51 m.
- Entre el habitáculo y los paneles: 3,44 m.

Teniendo en cuenta las dimensiones de la azotea, la instalación podrá albergar un total de 120 paneles solares, los cuales ofrecerán una potencia pico total de 55,20 kW. Para la visualización de como quedaría la instalación ver el plano 1.

3.1.5 Elección del inversor

Para interconectar los paneles solares con la red eléctrica, se instalará un inversor, el cual deberá conectarse a una red eléctrica trifásica con neutro de una tensión de 400 V y una frecuencia de 50 Hz.

Como se ha calculado anteriormente, se dispone de una potencia total de 55,20 kW. Con todo ello se ha elegido el inversor Huawei SUN2000-60KTL, con las siguientes características:

- Potencia máxima: 60 kW.
- Número de entradas: 12 (6 MPPT).
- Intensidad máxima por MPPT: 22 A.
- Rango de tensiones: Entre 200 V y 1000 V.
- Sin transformador.



Ilustración 11. Inversor Huawei SUN2000-60KTL. (Fuente: Catálogo Huawei)

Para ver todas las características técnicas, ver Anexo 1.

3.1.6 Transformador de aislamiento

Como se ha descrito anteriormente, lo tanto, se instalará un transformador de aislamiento, cuyas características se describen a continuación:

- Relación de transformación 1.
- Potencia aparente 60 kVA.
- Tensión de 400 V.
- Frecuencia de funcionamiento 50 Hz.

Con las características anteriores, se instalará el siguiente transformador de aislamiento:

Marca	Modelo
ENERGIT	EN-SBK60000

Tabla 8. Modelo del transformador de aislamiento.

3.1.7 Configuración de la instalación

Para la configuración de la instalación, se debe diseñar de cuantas ramas contará, y además, se debe proceder al cálculo para conocer cuántos paneles en serie dispondrá cada una de las ramas. Para dicho diseño, se debe dimensionar la instalación para que en las condiciones más desfavorables (posteriormente se detallará cuáles son), todos los componentes de la instalación solar puedan funcionar con absoluta normalidad.

Para ello se debe conocer:

- Temperaturas más cálidas y frías del emplazamiento.
- Coeficiente de tensión-temperatura de los paneles solares.
- Rango de tensiones del inversor.
- Potencia del inversor.
- Intensidad que admite cada MPPT del inversor.

3.1.7.1 Número máximo de paneles en serie

Para determinar el número máximo de paneles que forman cada rama, se calculará para que pueda funcionar la rama cuando la temperatura ambiente sea mínima, con el objeto de no superar el voltaje máximo que puede soportar el inversor para evitar daños y garantizar un rendimiento óptimo, necesitando calcular el número máximo de paneles que se pueden conectar en serie en función del voltaje más elevado posible, siendo este el voltaje en circuito abierto cuando la instalación está sometida a la mínima temperatura.

Para ello se utiliza la siguiente expresión:

$$V_{oc\ max} = V_{oc} + (T_{min} - 25) \cdot \left(\frac{CTV \cdot V_{oc}}{100} \right) \quad (2)$$

Donde:

- T_{min} : Temperatura mínima de los paneles solares. Se establece esta como $-10\ ^\circ\text{C}$.
- V_{oc} : Tensión que aporta cada panel cuando está en circuito abierto. Para los paneles Longui Hi-Mo 4m 460 esta será de $49,7\ \text{V}$.
- CTV: Coeficiente de variación de tensión en función de la temperatura. Para los paneles Longui Hi-Mo 4m 460 será de $-0,27\ \%/^\circ\text{C}$.

Resultando:

- $V_{oc\ max} = 53,07\ \text{V}$.

Una vez obtenido el valor máximo de tensión se compara con la entrada máxima al inversor, resultando el número de paneles en serie máximos:

$$N^{\circ}\ de\ paneles\ serie = \frac{V_{MAX\ inversor}}{V_{oc\ max}} \quad (3)$$

Siendo:

- $V_{MAX\ Inversor}$: Es la tensión máxima que admite la entrada del inversor. Para el inversor Huawei SUN2000-60KTL esta será de $1100\ \text{V}$.

- V_{OCMAX} : Calculada anteriormente, esta es de 53,07 V.

Con lo anteriormente calculado, se obtiene un total de 20 paneles en serie.

Además, la ecuación 3 se modifica, para comprobar también que la tensión nominal de los paneles en serie no supera la tensión que admite el inversor en funcionamiento nominal, tal y como se puede observar a continuación:

$$N^{\circ} \text{ de paneles serie} = \frac{V_{inv}}{V_{mp}} \quad (4)$$

Siendo:

- V_{inv} : La tensión del inversor, siendo esta 1000 V.
- V_{mp} : Tensión en el punto de máxima potencia: 41,9 V.

Con los datos anteriormente expuestos, resulta un total de 23 paneles.

Una vez calculadas las dos restricciones que limitan el número máximo de paneles podremos conectar máximo la opción más restrictiva, es decir, 20 paneles.

3.1.7.2 Número mínimo de paneles en serie

A continuación, se procede a el cálculo del número de paneles mínimo en serie. La necesidad de este cálculo se basa en que el inversor necesita una tensión mínima para funcionar, esto es, por debajo de cierto valor de tensión, el inversor pierde su capacidad de poder convertir corriente de forma estable y con cierta calidad. Por lo tanto, se debe calcular el número mínimo de paneles en serie para asegurarse de que se cumpla con la tensión mínima requerida por el inversor. Para ello se requiere conocer la tensión V_p de los paneles solares y la temperatura máxima, con ellos obtendremos la tensión mínima usando la siguiente expresión:

$$V_{min} = V_{mp} + (T_{max} - 25) \cdot \left(\frac{CTV \cdot V_{oc}}{100} \right) \quad (4)$$

Siendo:

- T_{max} : La temperatura máxima a la que pueden trabajar los paneles solares. Se establece como 75 °C.
- V_{mp} : Tensión en el punto de máxima potencia: 41,9 V.
- CTV: Coeficiente de variación de tensión en función de la temperatura. Para los paneles Longui Hi-Mo 4m 460 será de -0,27 %/°C.

Resultando:

- $V_{min} = 45,15$ V.

Con este nuevo valor, y conociendo la tensión mínima de funcionamiento del inversor, podemos obtener el número mínimo de paneles en serie a través de la siguiente expresión:

$$N^{\circ} \text{ mínimo de paneles serie} = \frac{V_{min.inv}}{V_{min}} \quad (5)$$

- $V_{min.inv}$: Tensión mínima de trabajo del inversor (200,00 V).
- V_{min} : Tensión mínima de los paneles, 45,15 V.

Resultando un total de 5 paneles en serie como mínimo.

3.1.7.3 Numero de ramas en paralelo

Para determinar el número de ramas en paralelo se debe tener en cuenta la corriente máxima que puede soportar el inversor por cada MPPT, además, también se debe tener en cuenta la máxima intensidad que pueden entregar los paneles solares. El cálculo de este número de ramas es importante para determinar la potencia final que le será entregada al inversor. Para ello se comprobará que, tanto a corriente de máxima potencia como en corriente de cortocircuito, el inversor no corra peligro por sobreintensidad.

Para saber el número de ramas en paralelo por el criterio de intensidad de máxima potencia, se usará la siguiente expresión:

$$N^{\circ} \text{ máximo de ramas por MPPT} = \frac{I_{MPPT}}{I_{MP}} \quad (5)$$

Siendo:

- I_{MPPT} : Intensidad que soporta cada MPPT del inversor. Será de 22 A.
- I_{MP} : Intensidad que aporta el panel en su punto de máxima potencia. Será de 10,98 A.

Usando la ecuación 5 se obtiene un total de 2 ramas en paralelo por cada MPPT, teniendo en cuenta que el inversor posee 6 MPPT, se podrá tener un total de 12 ramas. Posteriormente se describirá la configuración final de ramas en paralelo.

Para saber el número de ramas en paralelo por el criterio de intensidad de cortocircuito, se usará la siguiente expresión:

$$N^{\circ} \text{ máximo de ramas por MPPT} = \frac{I_{SCMPPT}}{I_{SC}} \quad (6)$$

Siendo:

- I_{SCMPPT} : Intensidad que soporta cada MPPT del inversor en cortocircuito. Será de 30 A.
- I_{SC} : Intensidad que aporta el panel en cortocircuito. Será de 11,73 A.

Usando la ecuación 6 se obtiene un total de 2 ramas en paralelo.

3.1.7.4 Potencia a instalar

Una vez conocidos cuantos paneles formarán cada serie, podemos conocer la configuración de la instalación. Para su configuración, se debe tener en cuenta que, para el cálculo del cableado, un criterio es la caída de tensión (debiendo ser esta menor del 1,5%), disminuyendo esta conforme aumenta la tensión de funcionamiento. Para ello, se buscará que

las configuraciones sean del máximo número de paneles en serie, disminuyendo, si fuera necesario para ello, el número de ramas.

Recordemos que, en la presente instalación, se ha determinado que había 120 paneles solares. Teniendo en cuenta que se pueden formar cadenas de 20 paneles en serie, se buscará que las cadenas estén compuestas de 20 paneles en serie cada una, con el fin de aumentar la tensión de cada rama.

Finalmente, la configuración de la instalación será de 6 cadenas formadas por 20 paneles en serie cada una de ellas. Para ello, se conectará cada rama a una entrada de MPPT, optimizando así la instalación al máximo, dado que cada una de las ramas tendrá su propio MPPT, **obteniendo una instalación con una potencia pico de 55,20 Kw.**

3.1.8 Performance Ratio

El PR (Performance Ratio) es el rendimiento de la instalación, es decir, el cociente entre la potencia que llega al panel solar y la potencia que llega al contador. Por lo tanto, se deben tener en cuenta las pérdidas que se producen entre los paneles solares y el punto de conexión.

Para ello debemos tener en cuenta las siguientes pérdidas:

- Pérdidas solares: Estas se componen usualmente de las pérdidas por que la instalación no tenga una orientación al sur. Recordemos que, en el caso a tratar en el presente proyecto, al estar la instalación orientada al sur, no se tendrán pérdidas por orientación.
- Pérdidas eléctricas: Las pérdidas que se tienen en la parte eléctrica de la instalación serán las pérdidas por el efecto Joule que se produce en el cableado. Estas, pérdidas, que separaremos en la parte del cableado de corriente continua y la parte del cableado de corriente alterna. Estas pérdidas se determinarán por la caída de tensión del cableado.

- Pérdidas del inversor: Los inversores, sufren pérdidas por calentamiento durante su funcionamiento, por lo que estas deberán ser tomadas en cuenta para el cálculo del Performance Ratio.

Con todo ello se obtiene el PR:

$$PR = \text{Rendimiento cableado C.C.} \cdot \text{Rendimiento cableado C.A.} \cdot \text{Rendimiento inversor} \quad (7)$$

- Rendimiento cableado C.C.: 0,98. Se calculará en el apartado 3.2.1 (Corriente continua).
- Rendimiento cableado C.A.: 0,99. Se calculará en el apartado 3.2.2 (Corriente alterna).
- Rendimiento inversor: 0,98. Se toma de la hoja de características del propio inversor.

Todo ello ofrece un PR del 97,15 %.

3.1.9 Energía producida

La energía producida anualmente se calcula a través de la siguiente expresión:

$$E_p = \frac{HPS \cdot P_{mp} \cdot PR}{G_{cem}} \quad (8)$$

Siendo:

- E_p : Energía producida anualmente (kW·h)
- HPS: Horas pico solar (kW·h/m²)
- P_{mp} : Potencia pico instalada (kW)
- PR: Performance ratio (Adimensional)
- G_{cem} : Irradiancia en condiciones estándar de medida. Este dato siempre será de 1kW/m².

Para la obtención de las horas pico solar que se reciben en la ubicación de la instalación, se usa la página web de PVGIS (s.f), debido a que este motor de cálculo es de gran eficacia para conocer la radiación solar.

Para la selección de la instalación deberemos introducir la siguiente información:

- Coordenadas de la instalación: 39.005994370857664, -0.16878213719138713.
- Inclinación de los paneles: 34°.

Una vez establecida la ubicación y la inclinación de la orientación, nos entregará las horas pico solar que se tendrán cada mes, las cuales se muestran en la siguiente tabla:

Mes	HPS (kW·h/m ²)
Enero	138,83
Febrero	140,62
Marzo	174,80
Abril	182,09
Mayo	204,04
Junio	207,66
Julio	219,82
Agosto	207,79
Septiembre	179,19
Octubre	160,78
Noviembre	131,03
Diciembre	129,08

Tabla 9. Horas pico solar.

A continuaci3n, se muestra las diferentes horas pico solar para cada mes, pudiendo comprobar como los meses de verano, se alcanza un mayor n3mero de horas, por lo que se obtendr3 una mayor producci3n.

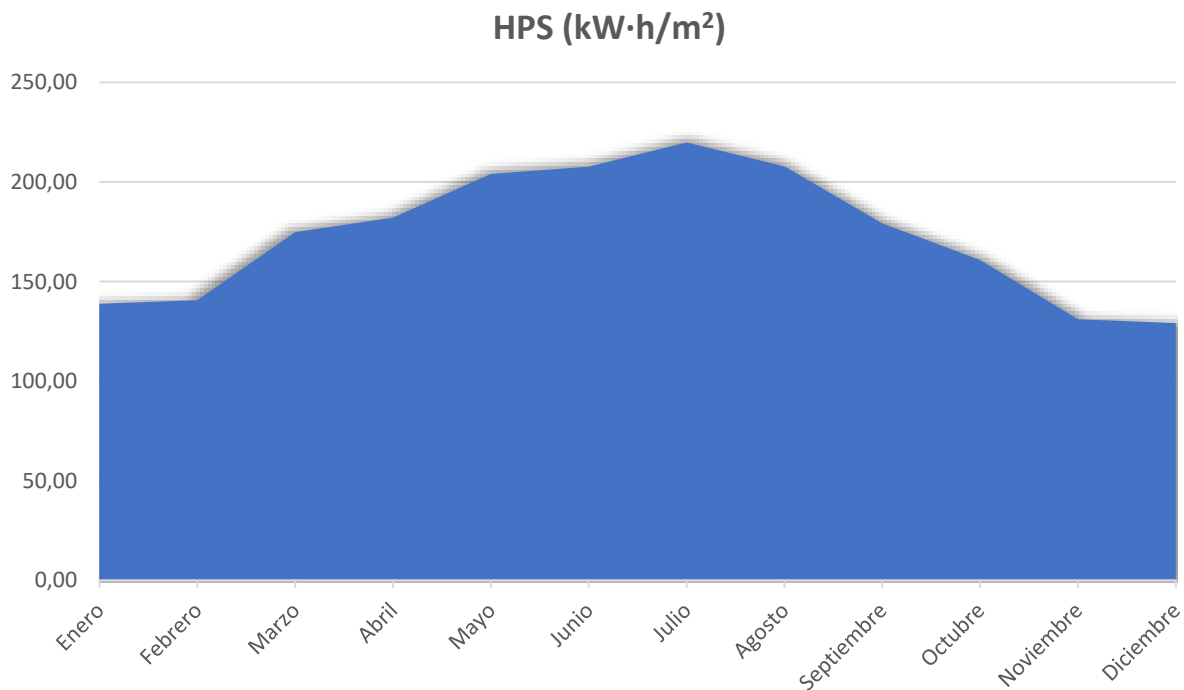


Gráfico 9. Evoluci3n mensual de las horas pico solar.

Una vez obtenidas las horas pico solar, usando los valores variables (Horas pico solar) y los valores fijos, es decir, aquellos que son fijos para todos los meses del año (PR, P_{mp} y G_{cem}) se aplicará la ecuación 8 en para cada mes con el fin de obtener de la energía producida durante los diferentes meses del año, tal y como se puede observar en la siguiente tabla.

	HPS (kW·h/m ²)	Pmp (kW)	PR	Gcem (kW·m ²)	Ep (kW·h)
Enero	138,83	55,20	0,97	1,00	7436,60
Febrero	140,62	55,20	0,97	1,00	7532,49
Marzo	174,80	55,20	0,97	1,00	9363,38
Abril	182,09	55,20	0,97	1,00	9753,88
Mayo	204,04	55,20	0,97	1,00	10929,66
Junio	207,66	55,20	0,97	1,00	11123,57
Julio	219,82	55,20	0,97	1,00	11774,94
Agosto	207,79	55,20	0,97	1,00	11130,53
Septiembre	179,19	55,20	0,97	1,00	9598,54
Octubre	160,78	55,20	0,97	1,00	8612,38
Noviembre	131,03	55,20	0,97	1,00	7018,79
Diciembre	129,08	55,20	0,97	1,00	6914,33
Total	-	-	-	-	111189,10

Tabla 10. Energía producida mensual y anualmente.

Una vez obtenida a través de la ecuación 8, se muestra la energía producida mensualmente en el siguiente gráfico:

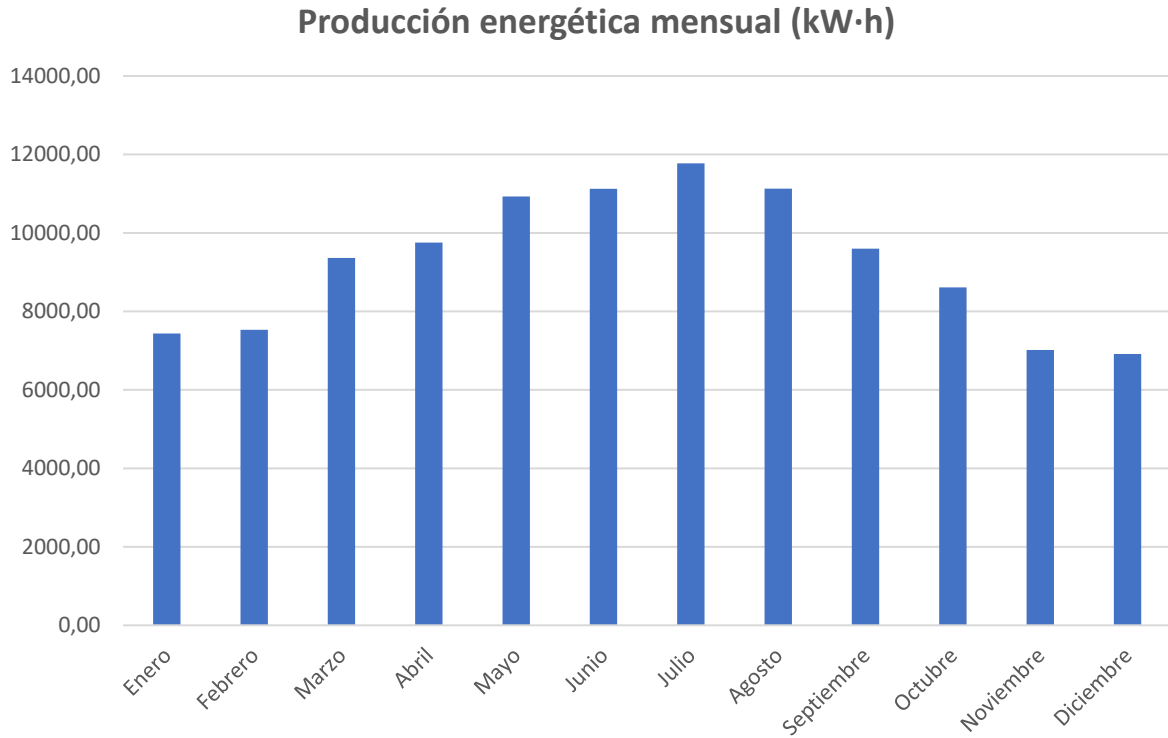


Gráfico 10. Producción energética mensual.

Se puede comprobar como la producción energética mensual coincide en forma con las horas pico solar obtenidas.

Con todo lo anteriormente expuesto, se obtiene una producción energética anual de 111189,10 kW·h.

3.2 **CÁLCULOS ELÉCTRICOS**

3.2.1 **Corriente continua**

El tramo de corriente continua es el tramo que compone todos los elementos incluidos desde los paneles solares, hasta la entrada al inversor. Es decir, compone el cableado y protecciones que correspondan a dicho tramo.

3.2.1.1 **Cableado**

El cálculo del cableado de C.C. de una instalación solar se basa en varios factores, que incluyen:

- Potencia total de la instalación: El tramo de cableado debe ser capaz de soportar la corriente máxima generada por la instalación solar.
- Distancia entre paneles solares e inversor: La sección del cableado debe ser lo suficientemente grande para evitar caídas de tensión excesivas que puedan afectar al rendimiento de la instalación solar.
- Tipo de cable utilizado: Los diferentes tipos de cables tienen diferentes capacidades de corriente, por lo que se debe seleccionar el cable adecuado para la instalación.
- Se deberá calcular la sección para que cumplan los requisitos necesarios. Esto es, deberán calcularse tanto por el criterio de la caída de tensión máxima admisible como por el criterio de intensidad máxima admisible.
- Para la realización de los cálculos, se seguirá en todo momento lo establecido en la norma UNE 60364-5-52 2014 y el REBT.

Criterio de intensidad máxima admisible:

Cabe recordar, que se cuenta con una instalación que estará formada por 6 líneas. Estas se agruparán en 2 capas de 3 tubos cada una, por lo que según la tabla G de dicha normativa, se le deberá aplicar un factor de corrección de 0,84.

Tabla G – Factores de reducción para cables en el interior de tubos en contacto en posición horizontal, instalados al aire, formando una o varias capas.

Nº de capas en vertical	Nº de tubos en horizontal					
	1	2	3	4	5	6
1	1,00	0,94	0,91	0,88	0,87	0,86
2	0,92	0,87	0,84	0,81	0,80	0,79
3	0,85	0,81	0,78	0,76	0,75	0,74
4	0,82	0,78	0,74	0,73	0,72	0,72
5	0,80	0,76	0,72	0,71	0,70	0,70
6	0,79	0,75	0,71	0,70	0,69	0,68

Tabla 11. Valores de corrección para tubos en contacto. (Fuente: UNE 60364-5-52 2014)

Siendo el cableado a emplear de aluminio con cubierta tipo XLPE en un tipo de instalación según la normativa tipo B1 (conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra).

TABLA C.52.1 bis
Intensidades admisibles en amperios al aire (40 °C)

MÉTODO DE INSTALACIÓN TIPO SEGÚN TABLA 52-92	TIPO DE AISLAMIENTO TÉRMICO (XLPE o PVC) + NÚMERO DE CONDUCTORES CARGADOS (2 o 3) (TEMPERATURA MÁXIMA DE LOS CONDUCTORES EN RÉGIMEN PERMANENTE → 70°C TIPO PVC Y 90°C TIPO XLPE)																		
	PVC3 (70 °C)		PVC2 (70 °C)		XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)		PVC3 (70 °C)		PVC2 (70 °C)		XLPE3 (90 °C)		XLPE2 (90 °C)				
A1																			
A2																			
B1																			
B2																			
C																			
D1/D2*		VER SIGUIENTE TABLA																	
E																			
F																			
Aluminio	2,5	11,5	12	13	14	15	16	16,5	17	17,5	18	19	20	20	21	23	25		
	4	15	16	17	19	20	21	22	22	23	24	25	26	28	27	29	31	34	
	6	20	20	22	24	25	27	29	28	30	31	32	33	35	36	38	40	44	
	10	26	27	31	33	35	38	40	40	41	42	44	46	49	50	52	56	60	
	16	35	37	41	46	48	50	52	53	55	57	60	63	66	66	70	76	82	82
	25	46	49	54	60	63	63	66	67	70	72	75	78	81	84	88	91	98	110
	35				74	78	78	81	83	87	89	93	97	101	104	109	114	122	136
	50				90	94	95	100	101	106	108	113	118	123	127	132	140	149	167
	70				115	121	121	127	130	136	139	145	151	158	162	170	180	192	215
	95				140	146	147	154	159	166	169	177	183	192	197	206	219	233	262
	120				161	169	171	179	184	192	196	205	213	222	228	239	254	273	306
	150					187	196	205	213	222	227	237	246	257	264	276	294	314	353
	185					212	222	232	243	254	259	271	281	293	301	315	337	361	406
	240					248	261	273	287	300	306	320	332	347	355	372	395	427	482
300					286		312		331		366		400		429	462	494	558	

Tabla 12. Valores admisibles para diferentes tipos de instalación y conductor de aluminio. (Fuente: UNE 60364-5-52 2014)

El cálculo de la sección transversal del cableado de C.C. en instalaciones solares según el criterio de intensidad máxima admisible se basa en la capacidad de los cables para soportar una corriente definida sin sobrecalentarse ni sufrir daños. El objetivo es seleccionar una sección de cable adecuada que permita que la corriente fluya sin una pérdida de potencia significativa debido a la resistencia del cable y sin exceder la capacidad de carga del cable. Determinados los diversos factores detallados anteriormente, se calcula la sección que recibirá la línea de corriente continua con el criterio de la intensidad máxima admisible conociendo dicha intensidad, donde:

$$I_B \leq I_Z \quad (9)$$

Siendo:

- I_B : Intensidad calculada (A), siendo esta la intensidad de la rama (10,98 A) multiplicada por un factor de protección de 1,25. Con ello obtenemos una I_B de 13,72 A.
- I_Z : la intensidad en amperios que soporta el cable escogido en las condiciones de instalación.

Con todo lo anteriormente expuesto, se muestra a modo de tabla resumen la siguiente tabla con las indicaciones de secciones y intensidades máximas admisibles para las diferentes líneas que forman los circuitos de corriente continua.

ID.	CONCEPTO	Tensión (V)	Iz (Tabla UNE)	Fac. Corr	Iz (A)	In (A)	Ib (A)	Sección (mm ²)
L1	Línea paneles - inversor 1	838,00	29,00	0,84	24,36	16,00	14,66	4,00
L2	Línea paneles - inversor 2	838,00	29,00	0,84	24,36	16,00	14,66	4,00
L3	Línea paneles - inversor 3	838,00	29,00	0,84	24,36	16,00	14,66	4,00
L4	Línea paneles - inversor 4	838,00	29,00	0,84	24,36	16,00	14,66	4,00
L5	Línea paneles - inversor 5	838,00	29,00	0,84	24,36	16,00	14,66	4,00
L6	Línea paneles - inversor 6	838,00	29,00	0,84	24,36	16,00	14,66	4,00

Tabla 13. Secciones empleadas en corriente continua y sus correspondientes intensidades.

Como se puede observar, para todas las líneas la sección a emplear será de 4 mm², empleando cable de aluminio con cubierta tipo XLPE.

Una vez determinadas las secciones a través del criterio de intensidad máxima admisible, se procede con el criterio de caída de tensión.

Criterio caída de tensión:

El cálculo de la sección de cableado en una instalación solar mediante el criterio de caída de tensión tiene como objetivo determinar la sección de cable necesaria para minimizar las pérdidas de energía por resistencia del cable. La caída de voltaje es la pérdida de voltaje que ocurre cuando la corriente fluye a través de un cable. Las caídas de voltaje excesivas pueden degradar el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos y, en algunos casos, provocar fallas en el equipo.

Para su correspondiente cálculo se usará la siguiente expresión:

$$\%v = \frac{200 \cdot P \cdot l}{c \cdot S \cdot V^2} \quad (10)$$

Siendo:

- c: Constante de conductividad del material conductor a temperatura de trabajo (90°C).
- l: Longitud por donde discurren los cables entre las ramas y el inversor (m). Se toma la mayor longitud entre las diferentes ramas de la instalación.
- P: Potencia pico que circula por la línea (W).
- S: Sección del conductor en mm².

Para la parte de corriente continua, se establece un máximo de un 1,4 % de caída de tensión. Cabe recordar que, según el REBT, en su instrucción técnica número 40 establece que la caída máxima de tensión para una instalación generadora de baja tensión es del 1,5 %.

Con todo lo anteriormente expuesto, se muestra a modo de tabla resumen la siguiente tabla con las indicaciones de secciones y caídas de tensión máximas admisibles para las diferentes líneas que forman los circuitos de corriente continua.

ID.	Sección (mm ²)	Pot. Cál. (W)	Longitud (m)	Tensión (V)	Temp. Amb. (°C)	Iz (A)	Ib (A)	Constante a	Conduct. 20°C	Temp. Max (°C)	Temp. Real °C	Conduc. Tem. Real	%V parcial
L1	6,00	12287,18	48,31	838	40	24,36	14,66	0,00403	35	90	58,11	30,34	0,93
L2	6,00	12287,18	51,65	838	40	24,36	14,66	0,00403	35	90	58,11	30,34	0,99
L3	6,00	12287,18	55,00	838	40	24,36	14,66	0,00403	35	90	58,11	30,34	1,06
L4	6,00	12287,18	23,31	838	40	24,36	14,66	0,00403	35	90	58,11	30,34	0,45
L5	6,00	12287,18	26,65	838	40	24,36	14,66	0,00403	35	90	58,11	30,34	0,51
L6	6,00	12287,18	30,00	838	40	24,36	14,66	0,00403	35	90	58,11	30,34	0,58

Tabla 14. Secciones empleadas en corriente continua y sus correspondientes caídas de tensión.

Como se puede comprobar, se debe aumentar la sección a 6mm² para poder cumplir con la caída de tensión requerida, debido a que con la anterior sección de 4mm² se superaba el 1,5 % de caída de tensión.

Una vez realizados los cálculos y obtenidas las secciones de los dos métodos, se escoge el más restrictivo, siendo este el criterio por caída de tensión con una sección de 6 mm². También se debe tener en cuenta que los paneles incluyen de fabrica cableado de 4 mm², por lo que este deberá ser sustituido por el de **6 mm²**. Por lo tanto, la instalación final de corriente continua quedará dispuesta de las siguientes secciones que a continuación se muestran:

ID.	Sección (mm ²)
L1	6,00
L2	6,00
L3	6,00
L4	6,00
L5	6,00
L6	6,00

Tabla 15. Secciones empleadas en corriente continua.

3.2.1.2 Protecciones

En la parte de protecciones de corriente continua se deberá tener en cuenta que se deberá proteger contra sobrecargas y sobretensiones.

- Sobrecargas: Las ocasiones en las que la corriente que pasa por un circuito eléctrico es superior a su capacidad nominal se denominan sobrecargas del circuito. En el caso de corriente continua esta sobrecarga puede deberse a que una rama disminuya su tensión (por ejemplo, al estar bajo una sombra) y las ramas en paralelo a esta descarguen su corriente en la misma. Debido a que no hay ramas en paralelo que vayan a un MPPT, sino que a cada MPPT solo le llega una rama, no hará falta la instalación de fusibles, solo bastará con un interruptor seccionador. Para su cálculo, se deberá seguir la norma IEC 60947-3, la cual establece parámetros para su diseño. Aunque el interruptor-seccionador no está diseñado para la protección del circuito, sino para poder maniobrar las líneas, se establece la siguiente fórmula para su diseño:

$$I_{\text{seccionador}} > I_{\text{sc}(T_{\text{max}})} \quad (11)$$

Donde:

- $I_{\text{seccionador}}$: Es la intensidad en amperios la cual es capaz de desconectar el seccionador.
- $I_{\text{sc}(T_{\text{max}})}$: Es la intensidad que aporta la cadena a máxima temperatura. Para su cálculo se empleará la siguiente ecuación:

$$I_{\text{sc}(T_{\text{max}})} = I_{\text{sc}} + \frac{I_{\text{sc}} \cdot T_{\text{max}} \cdot \text{CTI}}{100} \quad (12)$$

Siendo:

- I_{sc} : Intensidad de cortocircuito de la rama, siendo esta 11,73 A.
- T_{max} : Temperatura máxima de los paneles solares. Se establece en 75°C.

- CTI: Coeficiente de temperatura intensidad. Es la variación de la intensidad de cortocircuito en función de la temperatura. Para los paneles solares a instalar es de 0,048 %/°C.

Con todo ello obtenemos una $I_{sc(T_{max})}$ de 12,15 A. Por lo tanto, se instalará por cada rama un Interruptor-seccionador específico para instalaciones solares fotovoltaicas, tomando el modelo Legrand 1000 V 32 A, el cual se muestra a continuación:



Ilustración 12. Interruptor-Seccionador Legrand 1000 V 32 A. (Fuente: Catálogo Legrand)

- **Sobretensiones:** Las sobretensiones transitorias son sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, sean estas directas o indirectas. Los equipos eléctricos en las instalaciones solares, como los inversores, los controladores de carga y los módulos fotovoltaicos, pueden sufrir daños por sobretensiones repentinas. Además, este daño podría generar grandes pérdidas económicas, ya que acorta la vida útil del equipo o lo interrumpe por completo. También es necesario instalar protectores contra sobretensiones transitorias para evitar que las personas que tienen algún contacto con los sistemas solares estén en riesgo de sufrir sobretensiones transitorias. Por lo tanto, se deben evitar sobretensiones debido a que las sobretensiones pueden provocar la falla del inversor, iniciando un peligro eléctrico o incluso un incendio, poniendo en peligro al personal y a los operadores. Para su diseño se aplica la norma IEC 61643-11,

la cual establece que criterios técnicos se requieren para el diseño de protecciones contra sobretensiones.

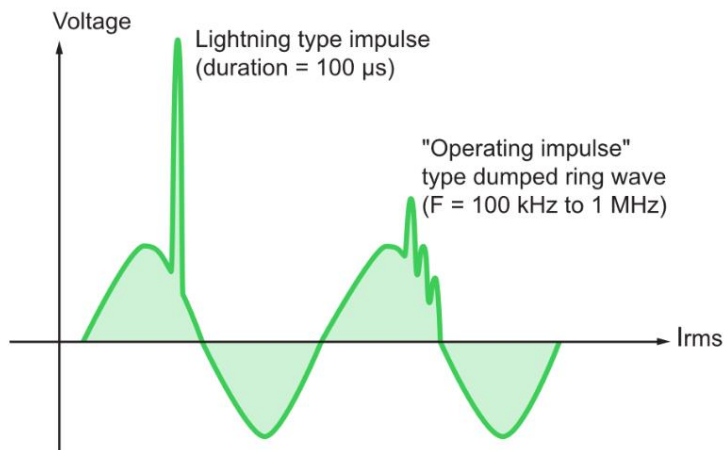


Ilustración 13. Curva de sobretensiones transitorias sobre una tensión sinusoidal. (Fuente: Schneider Electric)

Con lo anteriormente mencionado se establece el siguiente sistema para la protección de sobretensiones:

- Protector Tipo 2, debido a que se trata de dispositivos destinados a conectarse a una red fija.
- Protector contra sobretensiones modelo ABB OVR PV 40 1000 P TS.
- Se establecen fusibles tipo Fusibles 4A gR.



Ilustración 14. Protector contra sobretensiones transitorias ABB OVR PV 40 1000 P TS. (Fuente: Catálogo ABB)

Por lo tanto, a modo de resumen, se debe instalar en cada una de las 6 líneas:

- Interruptor-seccionador Legrand 1000 V 32 A.
- Protector contra sobretensiones modelo ABB OVR PV 40 1000 P TS.

3.2.2 Corriente alterna

El tramo de corriente alterna es el tramo que compone todos los elementos incluidos desde la salida del inversor, hasta el punto de conexión, el cual se situará en los bornes del contador bidireccional. Es decir, compone el cableado y protecciones que correspondan a dicho tramo.

3.2.2.1 Cableado

El cálculo del cableado de C.A. de una instalación solar se basa en varios factores, que incluyen:

- Potencia total de la instalación: El tramo de cableado debe ser capaz de soportar la corriente máxima generada por la instalación solar.
- Distancia entre paneles solares e inversor: La sección del cableado debe ser lo suficientemente grande para evitar caídas de tensión excesivas que puedan afectar al rendimiento de la instalación solar.
- Tipo de cable utilizado: Los diferentes tipos de cables tienen diferentes capacidades de corriente, por lo que se debe seleccionar el cable adecuado para la instalación.
- Se deberá calcular la sección para que cumplan los requisitos necesarios. Esto es, deberán calcularse tanto por el criterio de la caída de tensión máxima admisible como por el criterio de intensidad máxima admisible.
- Para la realización de los cálculos, se seguirá en todo momento lo establecido en la norma UNE 60364-5-52 2014 y el REBT.

Criterio de intensidad máxima admisible:

Siendo el cableado a emplear de cobre con cubierta tipo XLPE en un tipo de instalación según la normativa tipo B1 (conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra). Para ello se ha elegido el cable Compact 1000 V (AS) de la marca EXZHELLENT, el

cual se muestran sus propiedades en la hoja de características ubicada en el Anexo 1. A continuación, se muestra una imagen del cable escogido:

Para el cálculo de la sección a emplear se usará la tabla que se muestra a continuación:

MÉTODO DE INSTALACIÓN TIPO SEGÚN TABLA 52-B2		TIPO DE AISLAMIENTO TÉRMICO (XLPE o PVC) + NÚMERO DE CONDUCTORES CARGADOS (2 o 3) (TEMPERATURA MÁXIMA DE LOS CONDUCTORES EN RÉGIMEN PERMANENTE → 70 °C TIPO PVC Y 90 °C TIPO XLPE)																		
A1		PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)							XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)									
A2		PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)							XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)									
B1					PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)							XLPE3 (90 °C)				XLPE2 (90 °C)			
B2					PVC3 (70 °C)	PVC2 (70 °C)					XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)								
C									PVC3 (70 °C)				PVC2 (70 °C)			XLPE3 (90 °C)		PVC2 (90 °C)		
D1/D2*		VER SIGUIENTE TABLA																		
E											PVC3 (70 °C)				PVC2 (70 °C)			XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)	
F												PVC3 (70 °C)				PVC2 (70 °C)		XLPE3 (90 °C)	XLPE2 (90 °C)	
Cobre	mm ²	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13	
	1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	22	23	25
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	34	36
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	46	48
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	59	62
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	82	86
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	110	116
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	109	108	110	115	122	135	146	156
	35	72	77	85	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182	196
	50	86	94	103	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220	236
	70	109	118	130	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282	302
	95	131	143	156	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	348	376
	120	150	164	179	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397	421
	150	171	188	196	224	236	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458	486
	185	194	213	222	256	268	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523	553
	240	227	249	258	299	315	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617	651
	300	259	285	295	343	360	378	396	432	451	461	488	516	524	547	549	630	674	713	752

Tabla 16. Valores admisibles para diferentes tipos de instalación y conductor de cobre. (Fuente: UNE 60364-5-52 2014)

Para el criterio de intensidad máxima admisible, se debe considerar la capacidad del cable para sostener el flujo de corriente sin calentarse ni dañarse. El objetivo es seleccionar una sección de cable adecuada donde la pérdida de potencia no sea significativa debido a la resistencia del cable y no se supere su capacidad de carga. Se debe garantizar que la capacidad del cable seleccionado cumpla con el requerimiento de corriente, para poder realizar un cálculo con dicha corriente. Para su cálculo, en primer lugar, se empleará la ecuación 13:

$$I_B = \frac{1,25 \cdot Pmp}{V \cdot FdP \cdot \sqrt{3}} \quad (13)$$

Donde:

- P_{mp} : Potencia pico de la instalación, siendo esta de 55200 W.
- V: Tensión de red, siendo 400 V.
- FdP: Factor de potencia, se establece en 0,99.

Obteniendo de resultado:

- I_B : Intensidad calculada que circulará por la línea, siendo 80,48 (A).

Una vez obtenida I_B , se aplicará la ecuación 9 empleada en el apartado 3.2.1.1 donde se ha calculado el cableado empleado en corriente continua siendo la ecuación:

$$I_B \leq I_Z \quad (9)$$

- I_Z : la intensidad en amperios que soporta el cable escogido en las condiciones de instalación.

Una vez desarrolladas las ecuaciones necesarias para su cálculo se establece que la línea de corriente alterna cumple las siguientes características:

ID.	CONCEPTO	FdP	Tensión (V)	Iz (Tabla UNE)	Fac. Corr	Iz (A)	In (A)	Ib (A)	Sección (mm ²)
L7	Línea inversor - CGP	0,99	400,00	124,00	1,00	124,00	100,00	80,48	35,00

Tabla 17. Secciones empleadas en corriente alterna y sus correspondientes intensidades.

Como se puede comprobar, se empleará cableado de cobre con cobertura de XLPE de sección de 35 mm².

Criterio de caída de tensión:

Para el cálculo de la sección del cable por el criterio de caída de tensión se empleará la siguiente ecuación:

$$\%v = \frac{100 \cdot P \cdot l}{c \cdot S \cdot V^2} \quad (14)$$

- c: Constante de conductividad del material conductor a temperatura de trabajo (90°C).

- I: Longitud por donde discurren los cables entre las ramas y el inversor (m). Se toma la mayor longitud entre las diferentes ramas de la instalación.
- P: Potencia pico que circula por la línea (W).
- S: Sección del conductor en mm².

Siendo que en el cálculo de caída de tensión en las líneas de corriente continua la máxima caída de tensión era de 0,99 %, podremos tener una máxima caída de tensión de 0,51 %, debido a que en toda la instalación podremos tener una caída de tensión del 1,5 %. A continuación, se muestran las características de la línea de corriente alterna:

ID.	Sección (mm ²)	Pot. Cál. (W)	Longitud (m)	Tensión (V)	Temp. Amb. °C	Iz (A)	Ib (A)	Constante a	Conduct. 20°C	Temp. Max	Temp. Real (°C)	Conduc. Tem. Real	%V parcial
L7	50,00	55200,00	30,00	400,00	40,00	193,00	80,48	0,00392	56,00	90,00	48,69	50,34	0,42

Tabla 18. Secciones empleadas en corriente alterna y sus correspondientes caídas de tensión.

Como se puede comprobar, la caída de tensión es del 0,42 %. Con ello tenemos una caída de tensión en toda la instalación de 1,48 %, por que se no se supera la caída de tensión establecida en la ITC-BT 40 de 1,5 %.

Por lo tanto, se obtiene que se debe instalar la sección más restrictiva de los dos criterios, siendo esta según el criterio de caída de tensión. Por lo tanto, la instalación final de corriente alterna quedará dispuesta de las siguientes secciones que a continuación se muestran:

ID.	Sección (mm ²)
L7	50,00

Tabla 19. Secciones empleadas en corriente alterna.

3.2.2.2 Protecciones

Durante el tramo de corriente alterna se deberá proteger en todo momento contra los diferentes problemas que puedan surgir, siendo estas sobrecargas, cortocircuitos, contactos indirectos y por último sobretensiones transitorias. Para las sobrecargas y cortocircuitos se instalará un interruptor magnetotérmico, para la protección ante contactos indirectos se instalará un dispositivo diferencial y, por último, contra las sobretensiones transitorias se instalará un SPD.

Magnetotérmico:

A continuación, se desarrolla los requisitos que debe cumplir el magnetotérmico a instalar tanto para la protección ante sobrecargas como de cortocircuitos.

- Sobrecargas: Como se ha explicado anteriormente, las sobrecargas son el aumento de la corriente que pasa por un circuito las cuales deben ser detenidas antes de que ponga en peligro al equipo. Para la protección de las sobrecargas se deberá implementar magnetotérmicos que cumplan con el siguiente requisito:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad (15)$$

Siendo:

- I_B : Intensidad calculada que pasa por el circuito a proteger. Esta se ha calculado anteriormente y ha aportado un valor de 80,48 A.
- I_Z : Intensidad que soporta el cable en las condiciones de instalación, siendo 193,00 A.
- I_N : Intensidad de disparo del magnetotérmico, la cual se elige 100,00 A.

Por lo tanto, el primer requisito que debe cumplir el magnetotérmico es que su intensidad nominal debe ser de 100 A.

- Cortocircuitos: Un cortocircuito es una situación en la que se produce un camino de baja resistencia o una conexión directa entre dos puntos del circuito que normalmente no deberían estar conectados. Esto resulta en que la corriente eléctrica fluya de forma excesiva, que puede ser mucho mayor que la capacidad nominal del circuito dañando los componentes que forman parte del circuito eléctrico.

Primeramente, para poder estudiar los parámetros de la protección a implementar contra cortocircuitos, se deberán estudiar estos, tanto el cortocircuito máximo como el cortocircuito mínimo.

- Cortocircuito máximo: El cortocircuito máximo es el producido por un cortocircuito entre fases, sin tener en cuenta la impedancia asociada a la longitud del cableado. Es el indicado por la compañía, en el caso del Hotel VS Gandía Palace, la compañía indica una I_{ccmax} de 12 kA.
- Cortocircuito mínimo: Para el caso del cortocircuito mínimo se debe tener en cuenta que es un cortocircuito entre fase y neutro, teniendo en cuenta la impedancia asociada a la longitud del cable, cuando este se encuentra a su máxima temperatura. Para el circuito que se está estudiando se obtiene una I_{ccmin} de 3,39 kA.

Sección mm ²	Resistencia (mohm/m)			Reactancia (mohm/m)
	20°C	70°C PVC	90°C EPR/XLPE	
1,5	12,34	14,81	15,80	-
2,5	7,40	8,88	9,48	-
4	4,63	5,55	5,92	-
6	3,09	3,70	3,95	-
10	1,85	2,22	2,37	-
16	1,16	1,39	1,48	-
25	0,74	0,89	0,95	-
35	0,53	0,63	0,68	-
50	0,37	0,44	0,47	-
70	0,26	0,32	0,34	-
95	0,19	0,23	0,25	-
120	0,15	0,19	0,20	-
150	0,12	0,15	0,16	0,02
185	0,10	0,12	0,13	0,02
240	0,08	0,09	0,10	0,02

Material conductor

Cobre

Tabla 20. Valores de resistencia y reactancia según la sección del conductor. (Fuente: UNE 60364-5-52 2014)

Se muestra a modo resumen, la siguiente tabla con la información más representativa:

Línea inversor-cuadro	
Material conductor	Cobre
I _{ccmax} (kA)	12,00
I _{ccmin} (kA)	3,08
Tensión línea (V)	400,00
Tensión fase (V)	230,00
Z línea red (mΩ)	57,74
L (m)	50,00
Rl/m (mΩ/m)	0,34
Xl/m (mΩ/m)	0,00
Rl (mΩ)	17,00
Xl (mΩ)	0,00
Zl (mΩ)	17,00

Tabla 21. Información representativa de los cálculos de cortocircuito.

Para proteger el circuito de cortocircuitos, se instalará un magnetotérmico, el cual deberá cumplir una serie de condiciones, las cuales se describen a continuación:

- 1 . La intensidad que mínima a la cual el magnetotérmico es capaz de funcionar en corrientes de cortocircuito (I_{rm}) debe ser menor que la corriente de cortocircuito mínima.

$$I_{rm} \leq I_{ccmin} \quad (16)$$

Donde:

- I_{rm} es la intensidad que garantiza el disparo magnético (A).
- I_{ccmin} : Tal y como se ha calculado anteriormente, es de 3,39 kA.

- 2 . El poder de corte del magnetotérmico debe ser mayor a la intensidad de cortocircuito máxima que pueda producirse en el circuito, tal y como se muestra a continuación:

$$I_{ccmax} \leq \text{Poder de corte} \quad (17)$$

Donde:

- I_{ccmax} : Intensidad máxima de cortocircuito (12 kA).
- Poder de corte: Corriente máxima que es capaz de cortar el magnetotérmico (kA).

Con lo anteriormente calculado, se instalará un interruptor magnetotérmico de 4 Polos, Intensidad nominal de 100 A, Poder de Corte 25 kA, Curva B. Se ha escogido el siguiente modelo, el cual se muestra su hoja de características en el Anexo 1.

- Acti9 NG125N, 4P, 100 A, Curva B, 25 kA de la marca Schneider. A continuación, se muestra una imagen del mismo:



Ilustración 15. Magnetotérmico Acti9 NG125N. (Fuente: Catálogo Schneider)

Interruptor de corte en carga:

El interruptor de corte en carga, si bien no es estrictamente un elemento de protección es un elemento de control que nos permitirá, en el momento que deseemos, poder abrir el circuito en el cual esté instalado. En el apartado de protecciones en corriente continua (3.2.1.2) se habían diseñado interruptores-seccionadores para cada rama. A continuación, se hará lo propio con el interruptor de corte en carga en el circuito de alterna, cumpliendo los requerimientos técnicos que se necesitan. Además, a diferencia de la parte e corriente continua, en el circuito de corriente alterna solo se instalará un interruptor de corte en carga, dado que solo tenemos una línea de corriente alterna. Se deberá instalar un interruptor de corte en carga entre el inversor y el transformador, con el fin de poder aislar el transformador en el caso que requiera. Para ello deberá cumplir las siguientes condiciones:

- $I_N \geq I_B$. Es decir, se deberá tomar una intensidad mayor a 80,48 A.
- $PdC \geq I_{ccmax}$. Por lo tanto, deberá tener un poder de corte mayor a 12 kA.

Con las indicaciones anteriores, se escoge el interruptor de corte en carga Interpact INS100 4 P de la marca Schneider, el cual se puede observar a continuación:



Ilustración 16. Interruptor de corte en carga Interpact INS 100. (Fuente: Catálogo Schneider)

Diferencial:

A continuación, se procede al diseño del diferencial, para la protección ante contactos indirectos.

La protección contra el contacto indirecto es crucial, debido que identificar y corregir las fallas eléctricas puede prevenir más daños y cortocircuitos. El contacto indirecto ocurre cuando alguien toca una parte conductora que no debería estar energizada, pero se debe a una falla eléctrica. Para su protección se debe instalar un Interruptor Diferencial, el cual protegerá contra las derivaciones que puedan surgir el circuito de corriente alterna. Para ello, se deberá cumplir con los siguientes parámetros:

- Clase: La clase del Interruptor diferencial es una serie de parámetros que indica como actuará ante las derivaciones a toma de tierra. Los parámetros son los siguientes:
 - Según la forma de onda, es decir, el interruptor diferencial actuará en función de que tipo de corriente atraviese el diferencial.
 - Según el tiempo de disparo: El diferencial podrá ser instantáneo o selectivo.
 - Superinmunizados o alta inmunidad: Este tipo de diferenciales no actuará por corrientes de altas frecuencias. Este tipo de diferenciales suelen ser instalados en circuitos con alta cantidad de componentes electrónicos.
 - Reconexión automática: En este caso los diferenciales se reconectarán de forma automática, pudiendo ser estos intentos limitados o ilimitados.
- Calibre del Interruptor diferencial: Es la corriente nominal que puede soportar el dispositivo diferencial.
- Poder de corte: Es la corriente que un diferencial es capaz de interrumpir un diferencial ante una falla de tipo derivación del circuito.
- Número de polos: Es la cantidad de polos que puede cortar el diferencial.

- Sensibilidad: Es la corriente de falla a partir de la cual el diferencial actúa.

Siguiendo los parámetros pormenorizados anteriormente, se instalará un diferencial que cumpla las siguientes condiciones:

Clase	Tiempo	Inmunización	Reconexión	In (A)	Sensibilidad (mA)	Número de polos
AC	Instantáneo	SI	Automática limitada	125,00	30,00	Omnipolar

Tabla 22. Información representativa de las características del diferencial.

Una vez determinadas las características que debe cumplir el dispositivo diferencial, se escoge el modelo a instalar, siendo este el descrito a continuación:

Interruptor diferencial Acti9 iID 4P 100 A tipo AC 30 mA de la marca Schneider. Dicho diferencial se muestra a continuación:



Ilustración 17. Diferencial Acti9 iID. (Fuente: Catálogo Schneider)

Como todos los elementos que se procederán a instalar, se puede observar su hoja de características en el Anexo 1.

Sobretensiones:

Una vez obtenidas las protecciones ante sobrecargas, cortocircuitos y derivaciones, se procede a determinar la protección ante sobretensiones transitorias, las cuales han sido explicadas pormenorizadamente en el apartado 3.2.1.2. Para ello, se empleará la normativa IEC 61643-1, la cual establece las pautas para calcular este tipo de dispositivos. Teniendo en cuenta la citada normativa, se establece el siguiente sistema para la protección de sobretensiones:

- Protector Tipo 2, debido a que se trata de dispositivos destinados a conectarse a una red fija.
- Protector contra sobretensiones modelo ABB OVR T2 3N 40 275s P TS.
- Se establecen fusibles tipo Fusibles E9F10 GG20 de 20 A.

A continuación, se muestra una ilustración de la protección contra sobretensiones transitorias escogida:

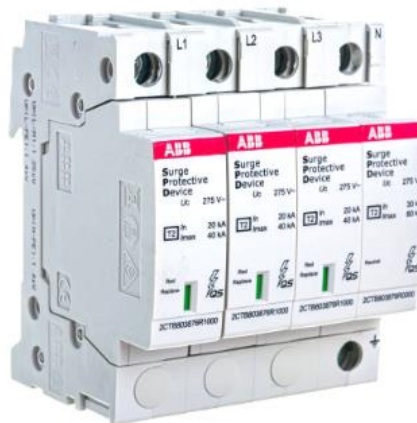


Ilustración 18. Protector contra sobretensiones ABB. (Fuente: Catálogo ABB)

Para poder comprobar en detalle todas sus características técnicas, se puede acudir a su hoja de características en el anexo 1.

3.2.3 Toma de tierra

La puesta a tierra es el establecimiento de una conexión eléctrica directa entre las partes metálicas de un sistema eléctrico y la tierra. La tierra generalmente es una estructura conductora enterrada en la tierra. Se utilizan conductores especiales, conocidos como electrodos de tierra, para realizar esta conexión. La toma de tierra se emplea con la finalidad de ofrecer protección a las personas y los equipos eléctricos. Al establecer una conexión a tierra, se minimiza el riesgo de sufrir daños por electrocutarse en caso de una falla en el sistema eléctrico. Además, la toma de tierra ayuda a estabilizar el potencial eléctrico en el sistema, evitando diferencias de potencial peligrosas que podrían causar descargas eléctricas.

El hotel VS Gandía Palace, en el momento de su construcción se instaló una toma de tierra la cual consistía en un cordón formado por un conductor de aluminio de 35 mm² que rodeaba todo el perímetro del edificio. Además, la instalación está formada por un esquema de conexión de tierras tipo TT. Por lo tanto, se deberá conectar todas las masas a la toma de tierra ya existente del hotel. Para ello, se seguirá la ITC-BT 18 del REBT, la cual establece las condiciones técnicas para la instalación de las tomas de tierra. Siguiendo con la normativa, concretamente, el punto 9 de la citada instrucción técnica complementaria, establece que para los locales que no son conductores, la tensión de contacto máxima será de 50 V. Además, se deberá estimar la resistencia que tiene la instalación de toma de tierra ya existente, usando las tablas 3 y 5 de la ITC-BT 18, las cuales se muestra a continuación:

Naturaleza terreno	Resistividad en Ohm.m
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y Arcillas compactas	100 a 200
Margas del Jurásico	30 a 40
Arena arcillosas	50 a 500
Arena silícea	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 5.00
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Roca de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1.500 a 10.000

Tabla 23. Valores orientativos de la resistividad en función del terreno. (Fuente: REBT)

Al hallarse el Hotel VS Gandía Palace cerca de la playa, se estima un suelo compuesto por arena silícea, tomando el valor más desfavorable de esta: 3000 Ω·m.

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

Tabla 24. Fórmulas para estimar la resistencia de tierra. (Fuente: REBT)

Como se ha mencionado anteriormente, la instalación está formada por un conductor enterrado horizontalmente, por lo que la fórmula para su cálculo será la que se muestra a continuación:

$$R = 2 \cdot \frac{\rho}{L} \quad (17)$$

Donde:

- ρ : Resistividad del terreno, indicada anteriormente, $3000 \Omega \cdot m$.
- L: Longitud del conductor, siendo esta 220 m.

Por lo tanto,

- R: Resistencia de tierra, siguiendo el cálculo anterior, esta es de $27,27 \Omega$.

Por lo tanto, se deberá conectar todas las masas de la instalación a la instalación de toma de tierra ya existente, determinando la sección según los criterios determinados en la ITC-BT 18, mostrándose estos criterios a continuación:

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm^2)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm^2)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Tabla 25. Relación entre sección de conductores de fase y los conductores de tierra. (Fuente: REBT)

Por lo tanto, se diseñan los conductores de toma de tierra siguiendo lo anteriormente expuesto, evitando que la tensión de contacto sea menor de 50 V, los cuales se muestran en la siguiente tabla:

ID.	Sección (mm ²)	Longitud (m)	Resistividad Cu (Ω·mm ² /m)	Resistencia (Ω)	Intensidad (A)	Tensión (V)
L1	6,00	48,31	0,017	0,137	0,030	0,004
L2	6,00	51,65	0,017	0,146	0,030	0,004
L3	6,00	55,00	0,017	0,156	0,030	0,005
L4	6,00	23,31	0,017	0,066	0,030	0,002
L5	6,00	26,65	0,017	0,076	0,030	0,002
L6	6,00	30,00	0,017	0,085	0,030	0,003
L7	25,00	30,00	0,017	0,020	0,030	0,001
Línea original	35,00	15,00	0,017	0,007	0,030	0,000
Cable	35,00	320,00	3000,000	18,750	0,030	0,563

Tabla 26. Tensiones de contacto por la toma de tierra.

Una vez calculadas las tensiones de contacto, la tensión total es de **0,57 V**, los cuales están muy por debajo de los 50 V máximos.

3.3 **MECÁNICOS**

Se utiliza una estructura de panel fotovoltaico fijada a una superficie plana para garantizar la correcta instalación y orientación de los paneles solares para maximizar su rendimiento y eficiencia. Estas estructuras brindan soporte y estabilidad a los paneles, asegurando que estén correctamente asegurados a las superficies y capaces de resistir las condiciones ambientales y las fuerzas externas.

Además, estas estructuras, las cuales irán unidas al suelo de la azotea mediante uniones atornilladas, permiten ajustar el ángulo de inclinación de los paneles solares para optimizar la captación de la radiación solar. Dependiendo de la ubicación y las características específicas del proyecto, se puede elegir el ángulo más adecuado para maximizar la exposición a la luz del día y, por lo tanto, la producción de energía.

Para el cálculo de estas estructuras, se debe cumplir con la normativa destinada a ello, empleando para el cálculo el Documento Básico de Seguridad Estructural Acciones en la Edificación (DB-SE-AE) del Código Técnico de Edificación (CTE). Para el cálculo de estructuras se deberá cumplir las condiciones tanto de viento como de nieve. Para ello se ha tomado la situación más desfavorable (la instalación que se halla en la azotea superior).

- Cálculo de estructuras por viento. El cálculo de los requisitos estructurales bajo esfuerzo de viento en instalaciones solares se basa en la necesidad de garantizar la seguridad y estabilidad de los paneles fotovoltaicos frente a las fuerzas del viento.

El viento es una fuerza externa que puede ejercer presión sobre los paneles solares y las estructuras que los soportan. Dependiendo de la velocidad y dirección del viento, así como de las características geométricas de los paneles y la estructura, pueden desarrollarse fuerzas que comprometan la integridad de la instalación.

Para el cálculo de esfuerzos por viento se empleará el punto 3.3 del DB SE-AE, el cual establece la distribución y valor de las presiones que ejerce el viento. En el se describe lo siguiente:

$$q_e = q_b \cdot c_e \cdot c_p \quad (18)$$

Donde:

- q_b : Presión dinámica del viento, siendo este 0,40 kN/m² para todo el territorio español.
- c_e : Coeficiente de exposición, siendo 3,69
- c_p : Coeficiente de presión, el cual se determina como 0,70

Resultando:

- q_e : Presión del viento que debe soportar la estructura, siendo 1,05 kN/m².
- Cálculo de estructuras por nieve. La exigencia de calcular los esfuerzos estructurales inducidos por la nieve en las instalaciones solares se basa en la necesidad de garantizar la resistencia y estabilidad de los paneles fotovoltaicos ante las cargas inducidas por la acumulación de nieve sobre estos.

La nieve es un fenómeno meteorológico que puede caer sobre los paneles solares y las estructuras de soporte, lo que les impone cargas adicionales. Esta carga puede ser sustancial, especialmente en regiones con climas fríos y nevadas frecuentes.

La estimación de las estructuras de tensión de la nieve implica evaluar cuanta nieve pueden soportar los paneles solares y las estructuras. Estos datos se utilizan para determinar la carga máxima de nieve que actuará sobre la instalación. Para el cálculo de esfuerzos por nieve se empleará el punto 3.5 del DB SE-AE, en el cual se indica el método de cálculo para obtener la presión que ejercerá la nieve en cierta altitud, dependiendo del clima del lugar. Para ello se emplea la siguiente ecuación:

$$q_n = \mu \cdot s_k \quad (19)$$

Siendo:

- μ : Coeficiente de forma, siendo este 0,87 según las indicaciones del apartado 3.5.3 del citado Documento Básico.
- s_k : Valor característico de la carga de la nieve, siendo para la instalación del hotel de 0,20 kN/m² según el apartado 3.5.2.

Resultando:

- q_n : Presión de la nieve que debe soportar la estructura, siendo 0,17 kN/m².

Una vez calculados las restricciones técnicas de nieve y viento, sabiendo que debe soportar unas presiones de:

- 1,05 kN/m² por presión del viento.
- 0,17 kN/m² por presión de la nieve.

Se escoge la estructura que deberá sustentar los paneles solares, la cual deberá cumplir con las restricciones mínimas establecidos anteriormente, siendo esta la estructura 12V de la marca Sunfer, la cual se pueden observar sus características técnicas en su hoja de características en el Anexo 1. Estos se dispondrán del siguiente modo:

- En la azotea sureste:
 - Una fila de dos paneles solares.
 - Una fila de cuatro paneles solares.
 - Dos filas de nueve paneles solares.
 - Tres filas de diez paneles solares.
- En la azotea nordeste:
 - Una fila de ocho paneles solares.

- Dos filas de tres paneles solares.
- Dos filas de diez paneles solares.
- Dos filas de once paneles solares.

A continuación, se muestra una imagen de la estructura escogida: Sunfer 12V.



Ilustración 19. Estructura Sunfer 12V. (Fuente: Catálogo Sunfer)

4 ESTUDIO ECONÓMICO

4.1 DESCRIPCIÓN DEL ESTUDIO

Todo el proyecto ha sido destinado en todo momento a lograr un objetivo económico, el cual es disminuir la factura anual de consumo eléctrico, tanto evitando consumo aprovechando la producción solar de los paneles solares, como en la venta de excedentes producidos en los momentos en los que la producción supera la demanda. Para ello se emplearán diferentes criterios, los cuales servirán de indicadores para determinar que beneficio se obtendría de implementar la instalación propuesta, o si por el contrario, no cumple con los mínimos que requieren los criterios para conocer la viabilidad económica del proyecto.

4.1.1 Ayudas a la financiación

En el momento de realización de este proyecto, se debe tener en cuenta que se prestan unas ayudas a la realización de instalaciones de autoconsumo, con fuentes de energía renovable. Estas ayudas son ofrecidas por parte de la Generalitat Valenciana, encuadrándose dentro del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, en el ámbito territorial de la Comunidad Valenciana. En las bases se detalla la cuantía de las ayudas, en función del uso que tenga la edificación donde se vaya a instalar (sector residencial, administraciones públicas o el tercer sector). Para el caso del presente estudio se obtiene:

- Ayuda prestada: 750 €/kW.

Esta ayuda estará presente hasta el día 31 de diciembre del año actual, por lo que la instalación está dentro del plazo requerido.

4.1.2 Mantenimiento

Se debe tener en cuenta para el estudio económico, que durante la vida útil de la instalación, se deberán realizar tareas de mantenimiento de la instalación, las cuales

consistirán en la limpieza de los paneles solares con el objetivo de eliminar de estos el polvo y la suciedad que puedan ser acumulados, debido a que esta suciedad puede hacer que disminuya la producción solar. Además, se deberá supervisar todos los componentes de la instalación, buscando fallas o defectos que se puedan haber producido. En ese caso se deberá sustituir el componente averiado, siendo vital para evitar no solo daños personales, sino además pérdidas de producción. Las labores de mantenimiento se estiman un valor de 300 € cada año.

4.1.3 Excedentes

Los excedentes se producen cuando el sistema fotovoltaico produce más energía de la que requiere la instalación receptora en ese momento, lo que resulta en un desbordamiento que puede enviarse a la red eléctrica. Los excedentes de energía se pueden determinar mediante un sistema de medida bidireccional que mide la energía recibida y la energía compartida con la red eléctrica desde la instalación solar. El propietario del sistema puede obtener beneficios financieros entregando el exceso de energía a la red y recibiendo un descuento o una compensación en su factura de electricidad. En base al precio actual de la electricidad, estos excedentes serán retribuidos a un precio de 6 c€/kW·h.

4.2 PRESUPUESTO

Se detalla a continuación el presupuesto de la instalación:

PANELES Y ESTRUCTURA	Unidades	Precio unitario (Sin IVA)	Precio unitario (Con IVA)	Precio total (Sin IVA)	Precio total (Con IVA)
Panel solar Longui Hi-Mo 4m	120,00	174,66	211,34	20959,20	25360,63
Soporte Sunfer 2 módulos	2,00	100,92	122,11	201,84	244,23
Soporte Sunfer 5 módulos	10,00	270,44	327,23	2704,40	3272,32
Soporte Sunfer 6 módulos	11,00	302,76	366,34	3330,36	4029,74
TOTAL	-	-	-	27195,80	32906,92
INVERSOR Y MONITORIZACIÓN	Unidades	Precio unitario (Sin IVA)	Precio unitario (Con IVA)	Precio total (Sin IVA)	Precio total (Con IVA)
Inversor Huawei SUN2000-60KTL	1,00	4152,15	5024,10	4152,15	5024,10
Instalación SCADA	1,00	3039,04	3677,24	3039,04	3677,24
Transformador aislamiento	1,00	723,46	875,39	723,46	875,39
TOTAL	-	-	-	7914,65	9576,73
PROTECCIONES	Unidades	Precio unitario (Sin IVA)	Precio unitario (Con IVA)	Precio total (Sin IVA)	Precio total (Con IVA)
Magnetotérmico 4P	1,00	458,74	555,08	458,74	555,08
Diferencial Schneider Acti9	1,00	597,13	722,53	597,13	722,53
Interruptor corte en carga	1,00	242,74	293,72	242,74	293,72
Interruptor-seccionador Legrand	1,00	664,34	803,85	664,34	803,85
Protector sobretensiones OVR	6,00	180,00	217,80	1080,00	1306,80
Protector sobretensiones OVR	1,00	362,00	438,02	362,00	438,02
TOTAL	-	-	-	3162,21	3826,27
CABLEADO Y CONEXIONES	Unidades	Precio unitario (Sin IVA)	Precio unitario (Con IVA)	Precio total (Sin IVA)	Precio total (Con IVA)
Cable solar Prysun ZZ-F (AS)	249,82	1,49	1,80	372,23	450,40
Cable solar Prysun ZZ-F (AS)	249,82	1,49	1,80	372,23	450,40
Cable Exzhellent 1X50	200,00	8,37	10,13	1674,00	2025,54
Cable toma de tierra 4mm	249,82	1,45	1,75	362,24	438,31
Cable toma de tierra 35mm	50,00	6,84	8,28	342,00	413,82
Caja estanca para conexiones	2,00	15,00	18,15	30,00	36,30
Tubo corrugado 20mm	300,00	0,78	0,94	234,00	283,14
Tubo corrugado 50mm	50,00	1,51	1,83	75,50	91,36
Canal	300,00	4,56	5,52	1368,00	1655,28
TOTAL	-	-	-	4954,61	5995,07
MONTAJE	Unidades	Precio unitario (Sin IVA)	Precio unitario (Con IVA)	Precio total (Sin IVA)	Precio total (Con IVA)
Mano de obra	55,20	661,16	800,00	36495,87	44160,00
TOTAL	-	-	-	36495,87	44160,00
OFICINA TÉCNICA	Unidades	Precio unitario (Sin IVA)	Precio unitario (Con IVA)	Precio total (Sin IVA)	Precio total (Con IVA)
Homologación y proyecto	1,00	1239,67	1500,00	1239,67	1500,00
TOTAL	-	-	-	1239,67	1500,00
AYUDAS	Unidades	Precio unitario (Sin IVA)	Precio unitario (Con IVA)	Precio total (Sin IVA)	Precio total (Con IVA)
Subvención GVA	55,20	-619,84	-750,00	-34214,89	-41400,02
TOTAL	-	-	-	-34214,89	-41400,02

Tabla 27. Presupuesto de la instalación.

Siendo, por lo tanto, el total de la instalación:

- Precio con IVA **57396,33 €.**
- Precio sin IVA **47434,98 €.**

4.3 **AHORRO ENERGÉTICO**

Para la amortización de la instalación, se debe tener en cuenta la energía producida anualmente, para conocer la energía ahorrada de la red. La diferencia entre la producción y el consumo se venderán como excedentes a la compañía eléctrica.

4.3.1 **Separación de consumos**

Para el cálculo del ahorro, se separa el consumo del hotel entre el consumo diurno y el consumo nocturno. Se tomará el autoconsumo solo para el consumo diurno, debido a que los paneles solares no tienen producción en las horas nocturnas. Es decir, la producción de los paneles solares solo se restará al consumo diurno, siendo el sobrante (en el caso de que lo haya) excedentes vertidos a red. Para obtener el consumo diurno mensual, se toma el consumo que se produce entre la salida del sol (orto) y la puesta de sol (ocaso), siendo el consumo nocturno la diferencia del consumo global y el consumo diurno. A continuación, se muestran las horas de orto y ocaso para cada mes:

Horario	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Orto	8:34	8:07	7:25	7:35	6:57	6:42	6:55	7:24	7:54	7:59	8:24	8:28
Ocaso	18:13	18:50	19:22	20:54	21:25	21:48	21:45	21:14	20:26	19:37	17:59	17:50

Tabla 28. Horas de Salida y puesta de sol.

Una vez obtenidas las horas en las cuales habrá producción solar, se muestra la siguiente separación de consumos:

Horario	Consumo diurno	Consumo nocturno
Enero	3248,00	2860,00
Febrero	16232,00	15292,00
Marzo	37223,00	24669,00
Abril	41485,00	21188,00
Mayo	52922,00	17898,00
Junio	67450,00	21195,00
Julio	94258,00	28321,00
Agosto	92566,00	31376,00
Septiembre	65825,00	31434,00
Octubre	43330,00	32809,00
Noviembre	32492,00	30966,00
Diciembre	3714,00	4459,00

Tabla 29. Consumo diurno y nocturno mensual.

4.3.2 Consumo del hotel posterior a la instalación

Para obtener el ahorro económico, se debe obtener la producción mensual. Esta producción se obtuvo en el apartado 3.1.8, la cual se muestra a continuación:

Mes	Ep (kW·h)
Enero	7436,60
Febrero	7532,49
Marzo	9363,38
Abril	9753,88
Mayo	10929,66
Junio	11123,57
Julio	11774,94
Agosto	11130,53
Septiembre	9598,54
Octubre	8612,38
Noviembre	7018,79
Diciembre	6914,33
Total	111189,10

Tabla 30. Energía producida mensualmente.

Para conocer cuál será el nuevo consumo que tendrá el hotel, incluyendo la producción energética aportada por los paneles solares, se toma la diferencia entre el consumo diurno y la energía producida, obteniendo el nuevo patrón de consumo:

BALANCE CONSUMOS	CONSUMO DIURNO	CONSUMO NOCTURNO
ENERO	-4188,60*	2860,00
FEBRERO	8699,51	15292,00
MARZO	27859,62	24669,00
ABRIL	31731,12	21188,00
MAYO	41992,34	17898,00
JUNIO	56326,43	21195,00
JULIO	82483,06	28321,00
AGOSTO	81435,47	31376,00
SEPTIEMBRE	56226,46	31434,00
OCTUBRE	34717,62	32809,00
NOVIEMBRE	25473,21	30966,00
DICIEMBRE	-3200,33*	4459,00

Tabla 31. Nuevo consumo mensual.

** Las cifras en negativo indican la energía excedente que se ha producido ese mes. En los casos en los que la cifra es positiva, indica que en ese mes no se ha producido energía excedente.*

Por lo tanto, a modo resumen, en todos los meses a excepción de enero y diciembre, la producción no supera el consumo, teniendo solo excedentes el primer y último mes del año.

A continuación, se muestra gráficamente como se reduce el consumo por la instalación solar:

Diferencia en el consumo

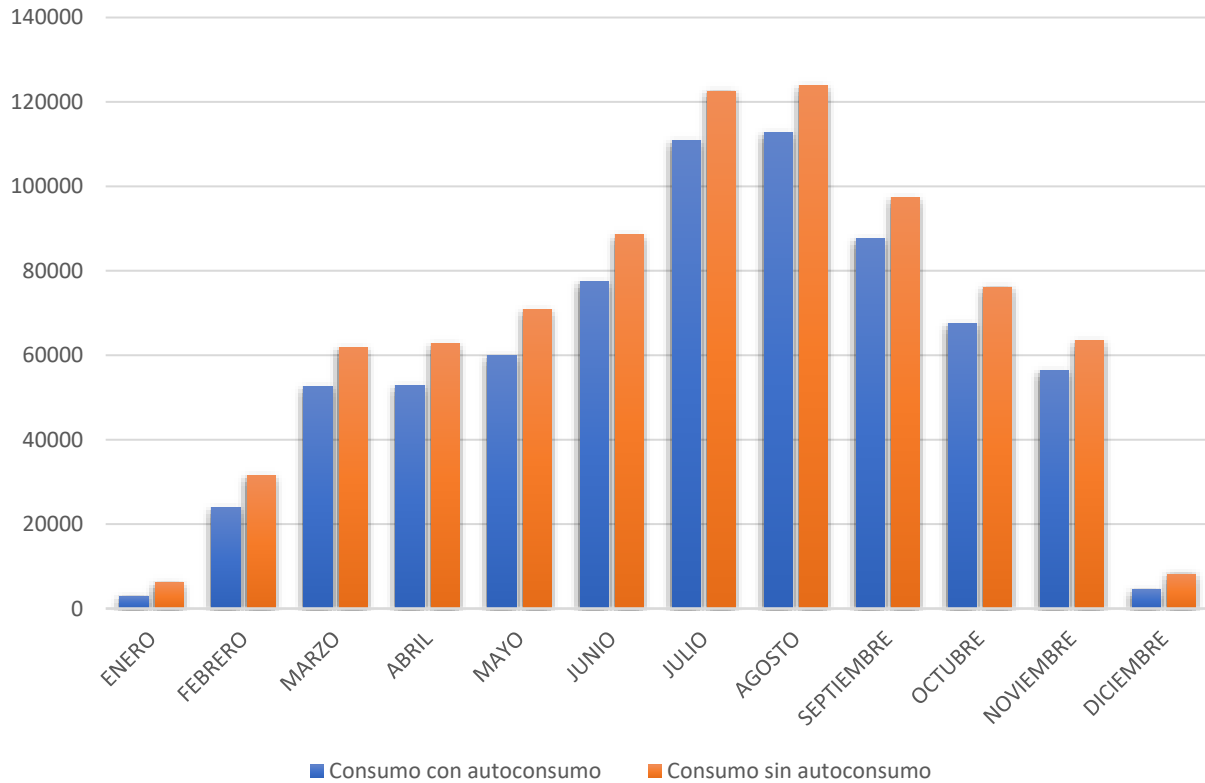


Gráfico 11. Variación del consumo debido al autoconsumo.

Como se puede observar, aunque la producción energética sea elevada (111189,10 kW·h anualmente), el hotel también tiene un consumo alto (813212,00 kW·h anuales).

Seguidamente, se compara porcentualmente el porcentaje de producción solar contra el consumo previo a la instalación solar.

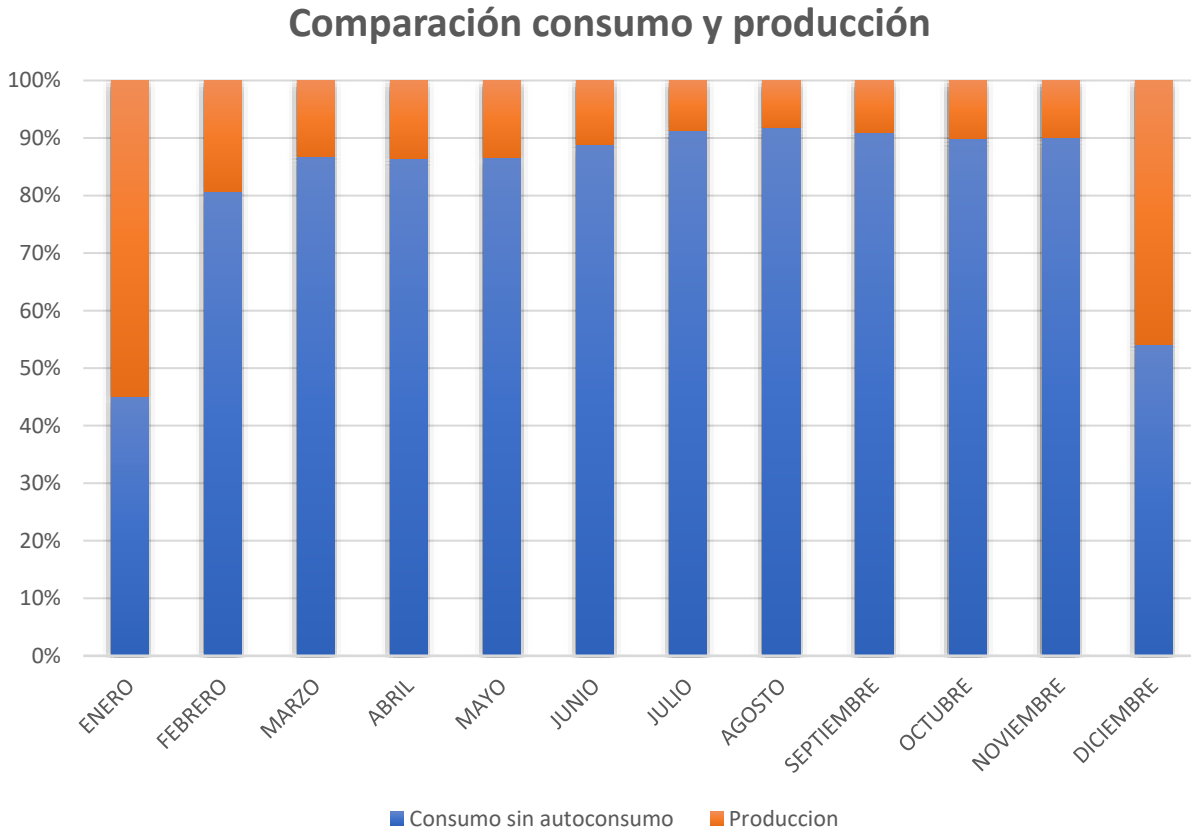


Gráfico 12. Comparación entre el consumo y la producción solar.

Como se observa, aunque los meses de verano sean los de mayor producción, también lo son de mayor consumo, por lo que cuando más destaca la instalación solar es en enero y diciembre.

4.4 AHORRO ECONÓMICO

El ahorro económico producido vendrá tanto por el descenso del consumo como por la venta de los excedentes producidos. En la siguiente tabla se muestra como quedaría el término de energía de la factura eléctrica, teniendo en cuenta la disminución del consumo y el pago por excedentes:

	Termino de energía diurna (€)	Termino de energía nocturna (€)	Termino de energía total (€)
Enero	-261,18*	546,78	285,60
Febrero	1559,22	2740,79	4300,01
Marzo	4840,82	4286,42	9127,24
Abril	5892,58	3934,68	9827,26
Mayo	7753,47	3304,69	11058,15
Junio	10367,68	3901,24	14268,92
Julio	15433,25	5299,09	20732,34
Agosto	15062,71	5803,46	20866,18
Septiembre	10413,99	5822,05	16236,03
Octubre	6417,92	6065,10	12483,02
Noviembre	4645,26	5646,92	10292,18
Diciembre	-188,20*	803,94	615,75
Total	81937,52	48155,17	130092,69

Tabla 32. Nuevo estado de facturación.

**Los precios en negativo son la cantidad pagada por excedentes.*

Como se puede observar, el coste de la facturación por término de energía anual pasaría a ser de **130092,69 €**, a diferencia de los **149598,26 €** que se pagan actualmente. Este precio indica que la facturación por energía activa ha bajado un total de **19505,57 €**.

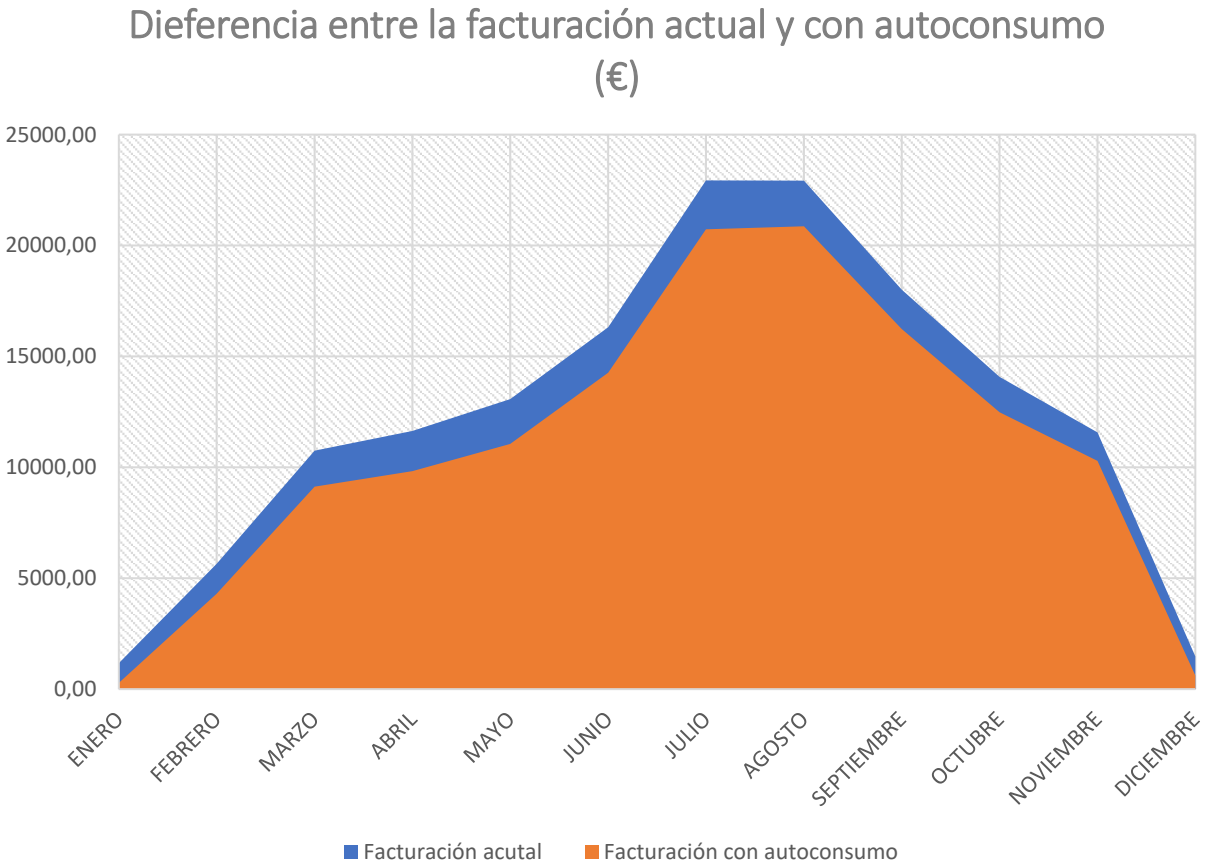


Gráfico 13. Comparación gráfica de la facturación.

En la gráfica anterior se puede comparar gráficamente el costo mensual de tener una instalación solar destinada al autoconsumo en comparación al estado actual.

No obstante, se debe tener en cuenta que los paneles solares tienen una degradación de potencia anual (en el caso de los paneles elegidos, una degradación máxima del 0,77 %), la cual provocará que con el paso del tiempo la instalación solar produzca menos energía y en consecuencia, el ahorro sea menor. Para prever esta degradación se hará el cálculo de la producción anual para cada año, teniendo así una previsión de cómo afecta al ahorro año por año. A continuación, se muestra la producción anual afectada por la degradación de potencia:

Año	Producción (kW·h)
1	111189,10
2	109801,46
3	109107,64
4	108413,82
5	107720,00
6	107026,18
7	106332,36
8	105638,54
9	104944,72
10	104250,90
11	103557,08
12	102863,26
13	102169,44
14	101475,62
15	100781,80
16	100087,98
17	99394,16
18	98700,34
19	98006,52
20	97312,70
21	96618,88
22	95925,06
23	95231,24
24	94537,42
25	93843,60

Tabla 33. Producción anual teniendo en cuenta la degradación de potencia.

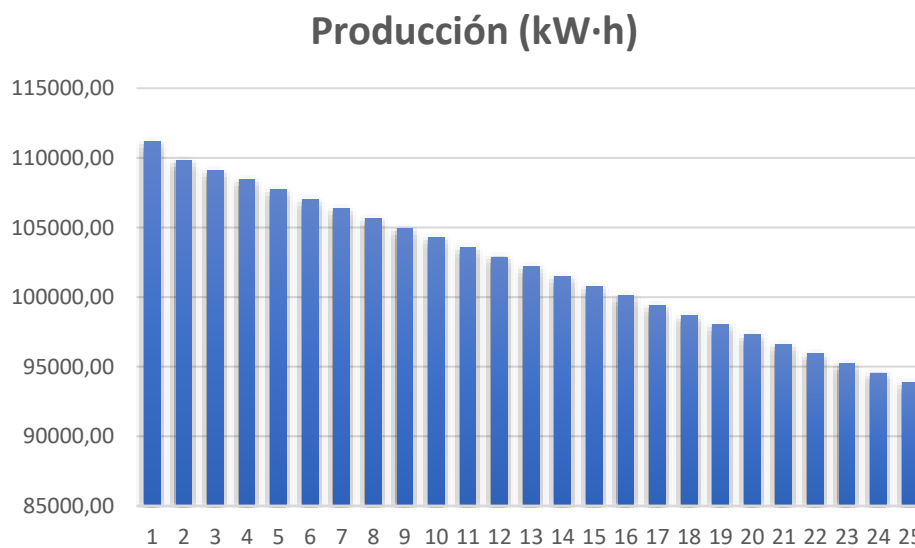


Gráfico 14. Producción anual teniendo en cuenta la degradación de los paneles.

4.5 CRITERIOS ECONÓMICOS

Para obtener la rentabilidad se obtendrán una serie de parámetros, los cuales se calcularán en los siguientes apartados. Estos parámetros, a modo de indicadores, nos mostrarán la viabilidad económica del proyecto, por lo que son determinantes a la hora de tomar la decisión de llevar adelante. Estos parámetros serán:

- Periodo de retorno (Payback).
- Valor actual neto (VAN).
- Tasa interna de retorno (TIR).
- Coste nivelado de la energía (LCOE).

4.5.1 VAN

Usar el valor actual neto (VAN) es una forma de evaluar la rentabilidad de un proyecto o inversión durante un período. Esta herramienta emplea el concepto de valor del dinero en el tiempo, que considera la idea de que el valor futuro de una suma de dinero disminuye a medida que pasa el tiempo.

Usando el valor presente para descontar los flujos de efectivo futuros, se resta el costo de inversión inicial para calcular el VAN. Estos flujos de efectivo futuros son representativos de los beneficios o ganancias anticipados del proyecto y se descuentan utilizando una tasa que muestra el valor perdido por no utilizar los fondos de inversión en otra parte.

Cabe resaltar, que para el cálculo del VAN se debe tener en cuenta tanto el interés como la inflación. Para la instalación se ha tomado un interés del 2 % y el valor de la inflación anual se ha tomado el del último año, siendo esta de 4,10 %.

Para el cálculo del VAN, se sigue la siguiente ecuación:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF}{(1+C_c)^t} \quad (20)$$

Donde:

- I_0 : Inversión inicial 57396,33 €.
- CF: Flujo de caja (varía para cada año).
- C_c : Coste del capital, es decir, la diferencia entre el interés y la inflación. Dicha diferencia arrija un coste de capital del -2,1 %.

A continuación, se muestra una tabla con el Valor actualizado neto con los flujos de caja para cada año teniendo en cuenta la pérdida de potencia debida a la degradación de los paneles, anteriormente calculada.

Año	Flujo de caja
1	19205,57
2	18972,99
3	18856,71
4	18740,42
5	18624,13
6	18507,84
7	18391,55
8	18275,26
9	18158,98
10	18042,69
11	17926,40
12	17810,11
13	17693,82
14	17577,54
15	17461,25
16	17344,96
17	17228,67
18	17112,38
19	16996,09
20	16879,81
21	16763,52
22	16647,23
23	16530,94
24	16414,65
25	16298,37

Tabla 34. Flujo de caja anual teniendo en cuenta la degradación de potencia.

El VAN del proyecto es de 528205,20 €.

4.5.2 TIR

El TIR (Tasa Interna de Retorno) es una medida utilizada en el análisis financiero para evaluar la rentabilidad de un proyecto o inversión. Representa la tasa de rendimiento anualizada que iguala el valor presente de los flujos de efectivo generados con el costo inicial de la inversión.

El cálculo del TIR implica encontrar la tasa de descuento que hace que el valor presente neto (VAN) de los flujos de efectivo sea igual a cero. En otras palabras, es la tasa de rendimiento que hace que el proyecto sea indiferente en términos de rentabilidad, es decir, ni genera ganancias ni pérdidas. Para su cálculo se emplean los flujos de caja utilizados en el VAN:

La instalación obtiene un TIR del 32,66 %.

4.5.3 Periodo de retorno

El payback, también conocido como el periodo de retorno simple, es el tiempo que tarda una inversión en devolver el capital invertido en ella. El período de retorno simple se puede determinar tomando el costo inicial de la inversión y dividiéndolo por los flujos de efectivo anuales que la acompañan. Para calcular el período de recuperación simple solo basta con dividir el costo inicial por el flujo de efectivo anual. Sin embargo, este no es un indicador muy exacto, debido a que no tiene en cuenta el interés anual ni la degradación que sufren los paneles, por lo que su cálculo se realizará de diferentes modalidades.

$$PRS = \frac{I_0}{CF} \quad (20)$$

Siendo:

- I_0 : Capital a destinar para la inversión, siendo el costo del presupuesto 57396,33 €.
- CF: Flujo de caja anual, siendo este el ahorro anual del primer año: 19205,57 €.

Entrega un PRS de 2,99 años.

Sin embargo, para poder obtener un periodo de retorno simple más real, se tomará que flujo de caja se obtiene anualmente, el cual se hará a través del cálculo anual del VAN, es decir, aplicando al flujo de caja el coste de capital. Se muestra a continuación una tabla donde se puede apreciar en detalle:

Año	CF con coste de capital	Beneficios
1	19617,54	-37778,79
2	19795,68	-17983,11
3	20096,38	2113,27
4	20400,86	22514,13
5	20709,16	43223,29
6	21021,30	64244,59
7	21337,30	85581,90
8	21657,19	107239,09
9	21980,98	129220,07
10	22308,70	151528,77
11	22640,37	174169,14
12	22976,00	197145,14
13	23315,61	220460,74
14	23659,21	244119,96
15	24006,83	268126,79
16	24358,48	292485,27
17	24714,17	317199,44
18	25073,91	342273,35
19	25437,71	367711,06
20	25805,58	393516,64
21	26177,53	419694,17
22	26553,56	446247,73
23	26933,68	473181,41
24	27317,89	500499,30
25	27706,19	528205,49

Tabla 35. Beneficios y flujo de caja anual teniendo en cuenta el coste de capital.

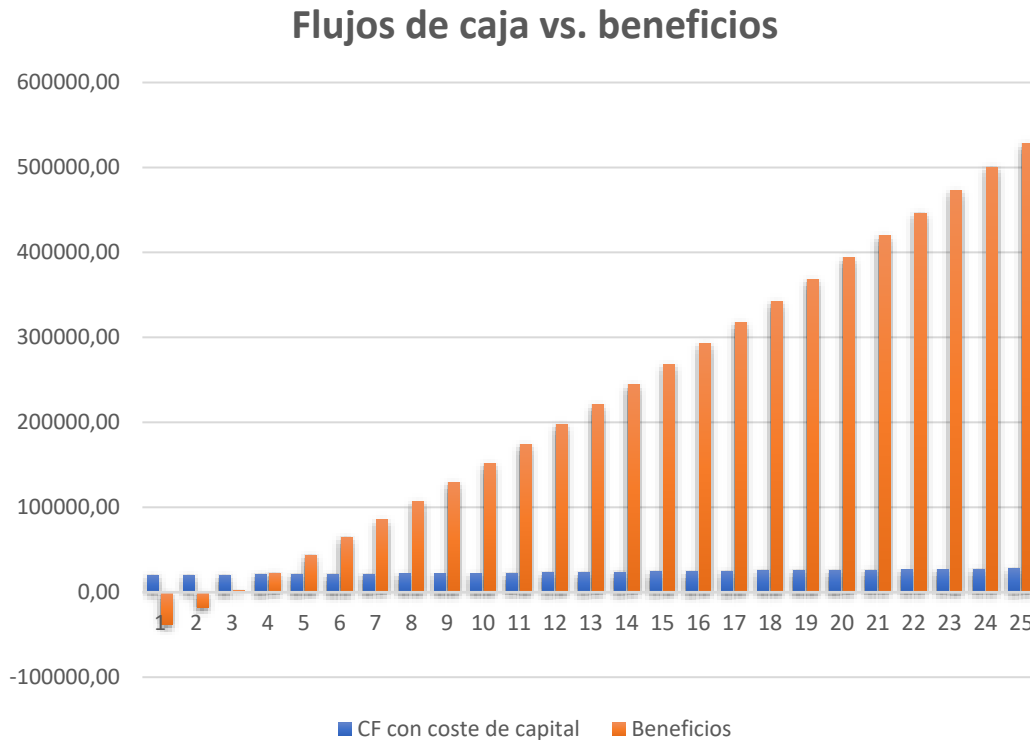


Gráfico 15. Beneficios y flujo de caja anuales.

Por lo tanto, se puede observar, que el periodo de retorno simple es bastante similar al calculado, es decir **2,99 años**.

4.5.4 LCOE

LCOE (Costo nivelado de electricidad) es una métrica utilizada por la industria de la energía para calcular el costo nivelado de la electricidad producida por un sistema o tecnología de generación determinada. Representa el coste medio por unidad de energía eléctrica generada durante la vida útil de la instalación.

Se calcula a través de la siguiente ecuación:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{M_t}{(1+C_c)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+C_c)^t}} \quad (21)$$

Donde:

- I_0 : Inversión inicial 57396,332 €.
- M_t : Mantenimiento de la instalación en el periodo t: 300 €/año.
- Cc: Interés: -2,10 %.
- E_t : Energía producida en el periodo t.

Por lo tanto, se obtiene un LCOE de 19,94 €/MW·h.

4.5.5 Conclusiones

Todos los parámetros indican que sería provechosa la instalación de autoconsumo:

- Periodo de retorno simple bajo: 2,99 años. Esto es un periodo bastante bajo, por lo que, aunque este parámetro no es tan exacto como los otros calculados, este indicador anima a la realización del proyecto.
- Valor Actualizado Neto: 528205,20 €. El valor del VAN es bastante favorable, dado que el VAN anima a la realización del proyecto siempre que este parámetro sea mayor a 0.
- Tasa Interna de Retorno mayor al interés: 32,66 %. Un valor que también anima a la inversión, dado que este parámetro, para que indique que es positivo realización del proyecto, debe ser mayor del Coste del capital (-2,10 %), por lo que indica que la inversión será provechosa.
- LCOE: 19,95 €/MW·h. Este parámetro, aunque no se suele usar para estimar la viabilidad de proyectos de instalación fotovoltaica para el autoconsumo, se ha realizado para tener una visión más amplia del estudio económico. Este parámetro, suele ser un indicador positivo siempre y cuando sea por debajo del precio de producción eléctrica de subasta en el mercado energético. En el año 2022 el precio de subasta medio fue de 103,75 €, por lo que este parámetro también aconseja la instalación.

5 DOCUMENTACIÓN

5.1 ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

5.1.1 Descripción del estudio

En el siguiente estudio de seguridad y salud se busca la identificación de los riesgos que se puedan ocasionar en la instalación solar fotovoltaica en la terraza de un hotel, estableciendo las medidas de seguridad oportunas para evitar así el que se puedan ocasionar de accidentes.

Para la realización de este estudio se ha cumplido con la normativa vigente, concretamente:

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 843/2011, de 17 de junio, por el que se establecen los criterios básicos sobre la organización de recursos para desarrollar la actividad sanitaria de los servicios de prevención.

5.1.2 Descripción de la instalación

La instalación solar se realizará en la azotea del hotel VS Gandía Palace, realizando en esa zona todos los trabajos. Los trabajos consistirán en el montaje de estructuras, configuración de los paneles fotovoltaicos y la instalación del cableado. Para ello se tomarán todas las medidas necesarias para evitar los peligros posibles

5.1.3 Riesgos posibles

En base al tipo de instalación se identifican los siguientes riesgos asociados:

- Riesgos eléctricos: Contacto con corriente eléctrica, cortocircuitos, descargas eléctricas. Cabe destacar que en el montaje de la instalación se trabajará con tensiones de hasta 838 V en corriente continua, con lo que se deberá tomar las medidas de protección adecuadas.
- Riesgos de manipulación de materiales: Lesiones por manipulación de paneles solares, cables y herramientas.

5.1.4 **Medidas de protección**

Una vez identificados los riesgos, se toman las medidas de protección necesarias, detalladas a continuación:

- Uso de equipos de protección personal (EPP): Uso de cascos, guantes, gafas de seguridad y calzado adecuado.
- Capacitación y formación: Los trabajadores deben recibir formación sobre seguridad eléctrica, trabajos en altura, manipulación de materiales y primeros auxilios.
- Delimitación de zonas de trabajo: Se deben delimitar las áreas de trabajo para evitar el acceso de personal no autorizado.
- Verificación de instalaciones eléctricas: Realización de pruebas y revisiones para garantizar su correcto funcionamiento y prevenir riesgos eléctricos.

5.1.5 **Supervisión**

Se designará un responsable de seguridad y salud que velará por el cumplimiento de las medidas establecidas y supervisará el correcto desarrollo de los trabajos. Además, se llevará a cabo una supervisión periódica para verificar el cumplimiento de las medidas de seguridad y salud.

5.1.6 **Conclusiones**

Con la implementación de las medidas de seguridad y salud establecidas en este estudio, se busca garantizar un entorno de trabajo seguro y saludable durante la instalación solar fotovoltaica en el hotel. La adecuada identificación de los riesgos y la aplicación de las medidas preventivas contribuirán a minimizar los accidentes laborales y proteger la integridad física de los trabajadores y usuarios.

5.2 **ESTUDIO DE RESIDUOS**

Para la realización del presente estudio se tiene en cuenta no solo el proceso de instalación de paneles solares, sino que además toda la vida útil de la instalación y su retiro cuando se estime oportuno. Para ello se identificarán los residuos generados y se estudiará que se acciones se deben tomar con cada uno de ellos teniendo en cuenta su clasificación.

5.2.1 **Identificación de residuos**

Los residuos provocados por la instalación solar fotovoltaica serán los siguientes:

- Paneles solares fotovoltaicos: Los paneles solares están compuestos principalmente por vidrio, aluminio y células fotovoltaicas. Al final de su vida útil, se consideran residuos peligrosos debido a la presencia de materiales como el plomo y el cadmio en las células fotovoltaicas.
- Estructuras de soporte: Las estructuras de soporte suelen estar fabricadas de aluminio o acero galvanizado. Serán considerados como residuos metálicos.
- Cables eléctricos: Los cables utilizados para la conexión de los paneles solares y otros componentes son residuos eléctricos y electrónicos (RAEE).
- Elementos de fijación: Tornillos, tuercas y otros elementos de fijación utilizados en la instalación son residuos metálicos.
- Embalajes: Los materiales de embalaje utilizados para transportar los componentes de la instalación, como cajas de cartón y plástico, deben ser gestionados como residuos de embalaje.

5.2.2 **Clasificación de residuos**

Es importante clasificar los residuos en función de su naturaleza para un mejor reciclaje, para ello:

- Se deben clasificar y segregar los residuos según su naturaleza y características para su correcta gestión y disposición final. Es importante utilizar contenedores adecuados y etiquetados para cada tipo de residuo.
- Los residuos peligrosos, como los paneles solares al final de su vida útil, deben ser gestionados de acuerdo con las normativas específicas para este tipo de residuos.

5.2.3 **Gestión de los residuos**

Para una correcta gestión de los residuos generados, se empleará la siguiente metodología:

- Los residuos peligrosos deben ser gestionados por gestores autorizados y tratados de acuerdo con la normativa vigente.
- Los residuos metálicos serán enviados a empresas de reciclaje para su reutilización o tratamiento adecuado.
- Los residuos eléctricos y electrónicos serán gestionados por un gestor autorizado y tratados de acuerdo con las normativas específicas para este tipo de residuos.

5.3 PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

5.3.1 Objetivo

El presente pliego tiene como objetivo establecer las condiciones técnicas requeridas en este proyecto, las cuales serán de obligado cumplimiento. El sistema debe cumplir con los estándares de calidad, seguridad y eficiencia establecidos por la normativa vigente. Para ello se definirán como se deberán realizar las actuaciones de instalación y los requisitos que deberán cumplir los materiales.

5.3.2 Diseño y Ubicación

- Orientación: Los paneles solares serán orientados hacia el sur para maximizar la captación de radiación solar.
- Inclinación: La inclinación de los paneles solares, determinada a través de software específico para el cálculo de radiación solar, será de 34°.
- Distancia entre filas: Las distancias óptimas que deberán guardar las filas de paneles solares de los obstáculos que puedan existir (incluyendo los propios paneles solares) para evitar sombreados y garantizar la eficiencia del sistema, serán las que se han calculado anteriormente en el apartado 3.1.2.

5.3.3 Mantenimiento

El mantenimiento que se establece para la instalación solar fotovoltaica constará de la limpieza de los paneles solares con el objetivo de eliminar de estos el polvo y la suciedad que puedan ser acumulados, debido a que esta suciedad puede hacer que disminuya la producción solar. También se deberá comprobar el estado de los componentes, como el inversor y las protecciones eléctricas, con el objeto de que los componentes funcionen en todo momento en función de su cometido.

5.3.4 **Normativa y cumplimiento**

La instalación deberá cumplir con todas las normativas, regulaciones y estándares aplicables en España para sistemas solares fotovoltaicos, incluyendo, pero no limitado a los que a continuación se detallan.

Se aplicarán el siguiente compendio de normativa con la finalidad de cumplir los requisitos técnicos necesarios:

- Manual técnico de distribución de Iberdrola MT 3.53.01. Documento orientado a regular las características técnicas de todas aquellas instalaciones generadoras con tensiones de BT, MT, AT y MAT que estén conectadas a una red de distribución de Iberdrola (i-DE).
- Código Técnico de Edificación (CTE). El Código Técnico de Edificación es un conjunto de normas por las cuales se regulan las exigencias básicas que deben cumplir los edificios, estableciendo para ello un conjunto de Documentos Básicos (DB), en los cuales se especifica las exigencias a cumplir. Para el presente proyecto se tomará en cuenta el Documento Básico de Seguridad Estructural Acciones en la Edificación (DB SE-AE). Este DB se usa como referencia para el cálculo de las estructuras fotovoltaicas, concretamente los siguientes apartados:
 - 3.3 Viento: En este apartado se detalla el cálculo que se debe realizar a la hora de soportar los esfuerzos por el viento.
 - 3.5 Nieve: En el cual se detalla que esfuerzos deben soportar las estructuras por el peso de la nieve.
- Reglamento Electrotécnico para Baja tensión (REBT). En el Reglamento Electrotécnico para Baja tensión se establecen las garantías y condiciones técnicas las cuales deben

cumplir las instalaciones eléctricas de baja tensión. Cabe destacar las siguientes Instrucciones Técnicas Complementarias, entre otras:

- ITC-BT 04. Documentación y puesta en servicio de instalaciones.
- ITC-BT 18. Instalaciones de puesta a tierra.
- ITC-BT 28. Instalaciones en locales de pública concurrencia.
- ITC-BT 40. Instalaciones generadoras de baja tensión.

Se aplicarán el siguiente compendio de leyes a la hora de prevenir accidentes y riesgos laborales:

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 843/2011, de 17 de junio, por el que se establecen los criterios básicos sobre la organización de recursos para desarrollar la actividad sanitaria de los servicios de prevención.

5.3.5 Responsabilidades

Responsabilidad del Contratista: El contratista será responsable de llevar a cabo la instalación de acuerdo con las especificaciones y requisitos establecidos en este pliego. Se deberá detallar el plan de actuación para evitar todos los riesgos que se puedan dar para la realización de la instalación.

Supervisión y Certificación: Se requerirá la supervisión de un ingeniero o técnico especializado en energía solar fotovoltaica para garantizar el cumplimiento de los estándares y

la correcta ejecución del proyecto. Además, se solicitarán los certificados correspondientes para los componentes utilizados en la instalación.

5.3.6 Plazos y Entrega

Entrega de Documentación: Se requerirá la entrega de toda la documentación técnica y certificados correspondientes antes de la finalización del proyecto.

5.3.7 Requisitos de Garantía

El contratista deberá proporcionar una garantía mínima de [indicar el período de garantía] para la instalación y los componentes utilizados, cubriendo posibles defectos de fabricación y mano de obra.

5.3.8 Aprobación y Recepción

El cliente revisará y aprobará la instalación una vez finalizada, comprobando que cumple con todos los requisitos establecidos en este pliego y en el contrato firmado.

5.3.9 Anexos

Se adjuntarán los anexos correspondientes, como planos, especificaciones técnicas de los componentes, listado de documentos requeridos, entre otros.

6 CONCLUSIONES

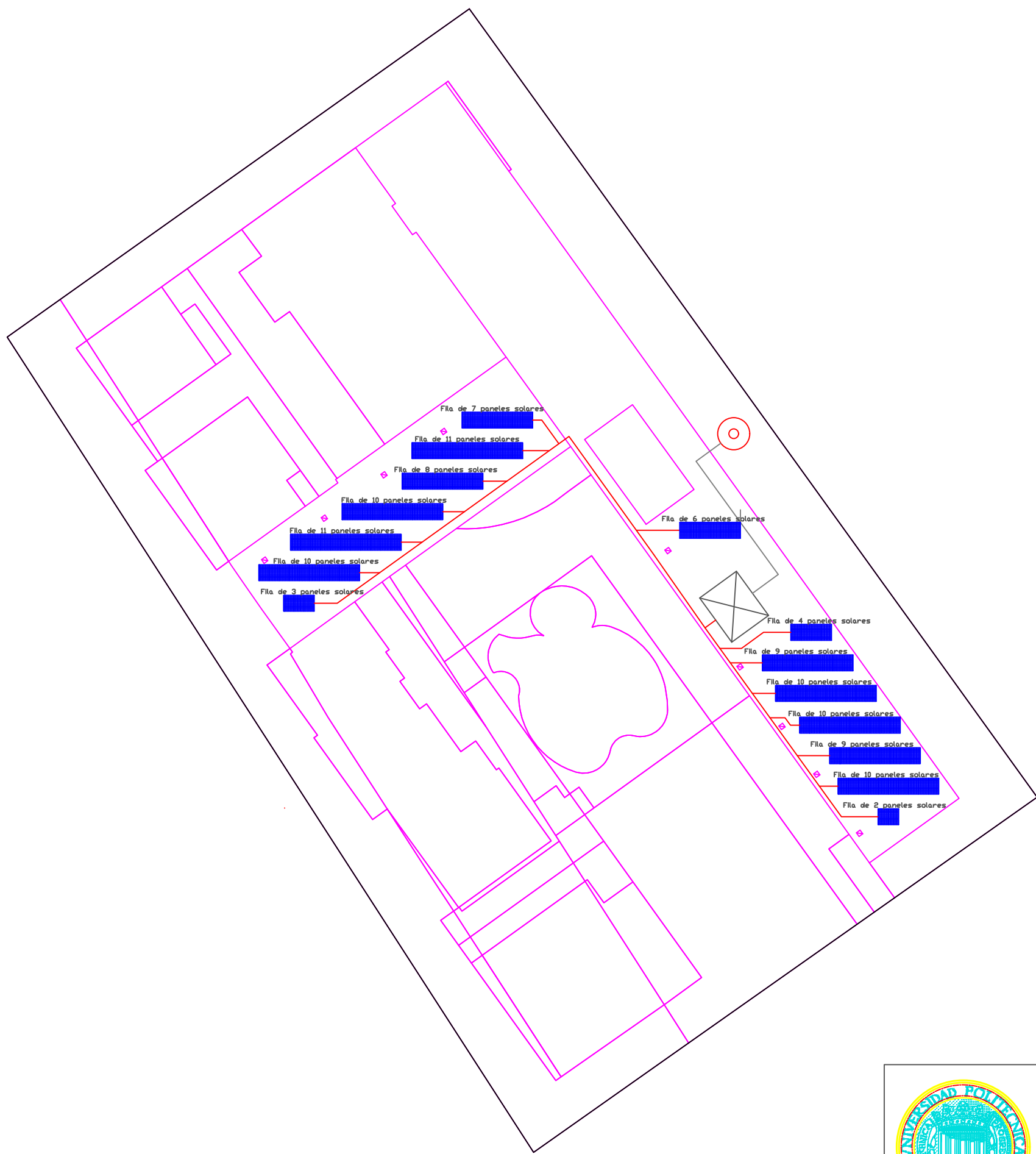
A lo largo de este trabajo se ha proyectado una instalación generadora fotovoltaica de baja tensión, para abastecer a un hotel en autoconsumo. Con ello se consigue reducir la factura de energía eléctrica anual del hotel, debido a la disminución del consumo del hotel respecto a la red eléctrica. Para ello, se han realizado los diseños necesarios para que el presente proyecto se pueda realizar, esto es decir los cálculos técnicos, que engloban los cálculos solares necesarios para conocer la energía obtenida anualmente en la ubicación escogida, los cálculos eléctricos, que dimensionan los elementos que forman la instalación eléctrica y los cálculos mecánicos, relativos al diseño estructural. También se ha realizado un estudio económico para determinar la rentabilidad de la instalación, la cual es favorable dado los resultados obtenidos de TIR, VAN, PRS y LCOE. Por último, se ha realizado los planos de la instalación, en los cuales se describe al detalle como es el diseño de la instalación, por lo que se han elaborado plano de trazado, en el cual se puede observar la distribución de los distintos paneles en la azotea, el esquema unifilar, el cual muestra gráficamente la instalación eléctrica, detallando todos los componentes que la componen, el plano del perfil que comparten todas las filas de los paneles solares, y por último, los esquemas de los distintos cuadros (corriente continua y corriente alterna).

Durante la realización del presente proyecto, se ha tratado de emplear los máximos conocimientos adquiridos durante los cuatro años en los cuales he asistido al Grado de Ingeniería Eléctrica en el Campus d' Alcoi de la Universitat Politècnica de València. Principalmente gracias a varias asignaturas que se han impartido a lo largo de esta carrera, se han podido realizar los cálculos que han permitido el dimensionamiento de los diferentes elementos que forman la instalación. Además de la realización de la parte de oficina técnica, la cual engloba el análisis económico y la parte correspondiente al pliego de condiciones.

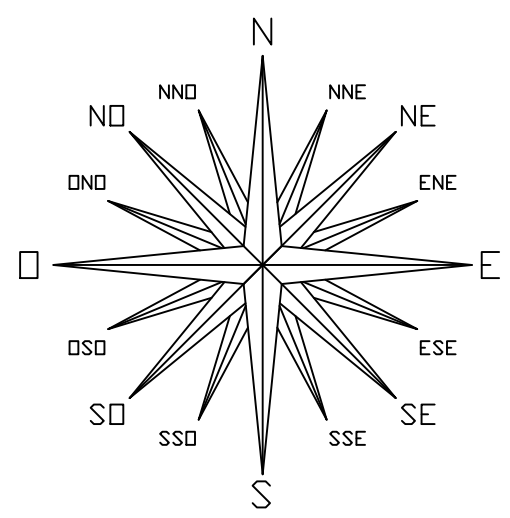
7 BIBLIOGRAFÍA

- ABB. (s/f). *Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 10. Plantas fotovoltaicas.*
- BOE. (18/03/2022). *Reglamento Electrotécnico de Baja tensión.*
- BOE. (27/03/2023). *Documento Básico Seguridad Estructural Acciones en la Edificación.*
- Fotovoltaica, E. S. (2011). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red.* Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).
- i-DE Grupo Iberdrola. (2021). *Condiciones Técnicas de Instalaciones de Producción Eléctrica Conectadas a la red de i-DE Redes Eléctricas Inteligentes. Edición 08.*
- PVGIS. (s/f). *Online Tool.* PVGIS. Consultado el 01 de marzo de 2023.
 - https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-online-tool_en
- Red Eléctrica de España. (s/f). *Componentes del precio final y energía del cierre.* REE. Consultado el 01 de marzo de 2023.
 - <https://www.ree.es/es/datos/mercados/componentes-precio-energia-cierre-desglose>
- Schneider Electric. (24/02/2023). *¿Cómo seleccionar un limitador o descargador de sobretensiones según IEC?* Buscar preguntas frecuentes Schneider Electric. Consultado el 01 de marzo de 2023.
 - <https://www.se.com/cl/es/faqs/FAQ000246782/>

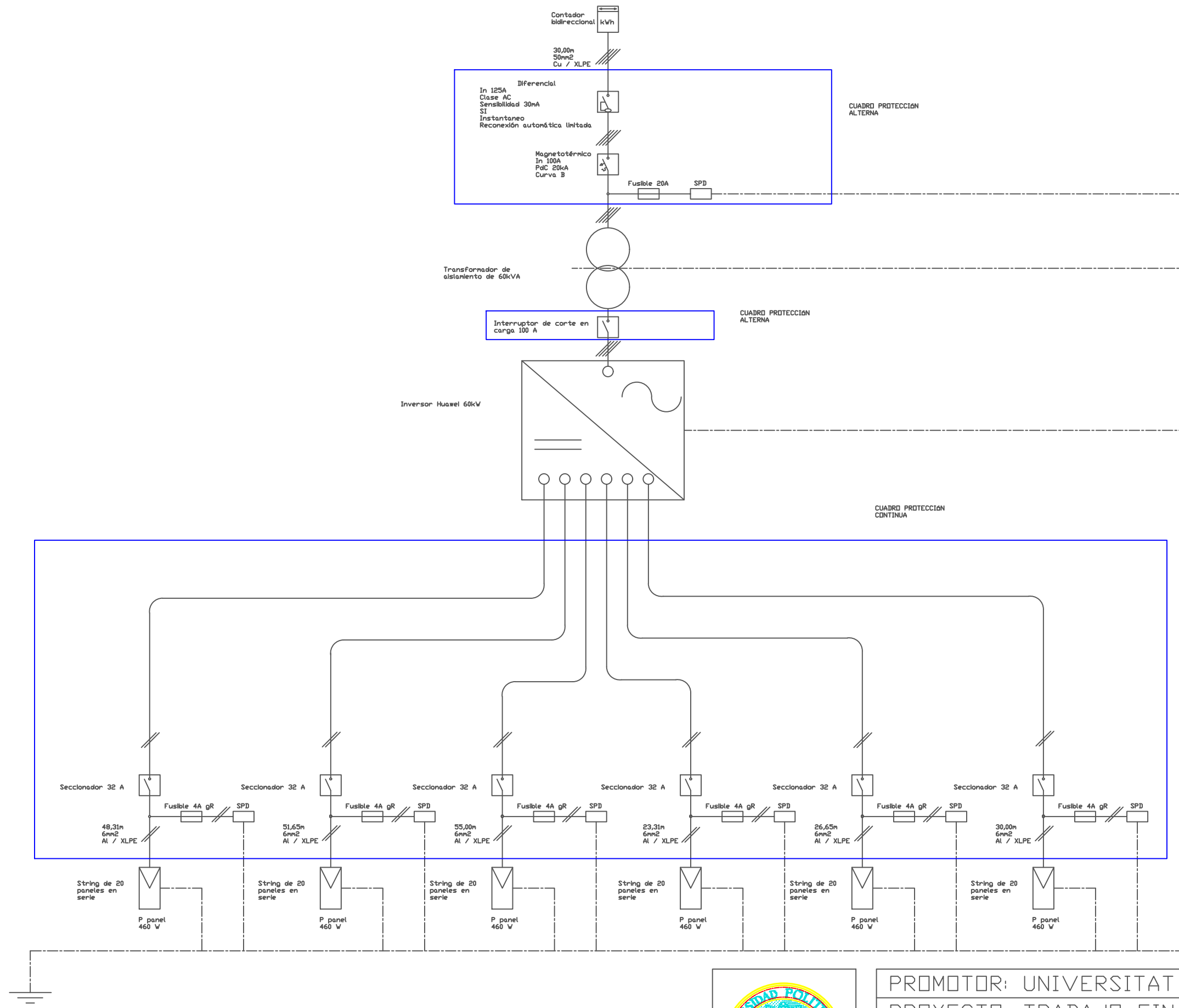
8 PLANOS



LEYENDA:	
Paneles solares	
Cableado de continua	
Cableado de alterna	
Inversor y protecciones	
Punto de conexión	

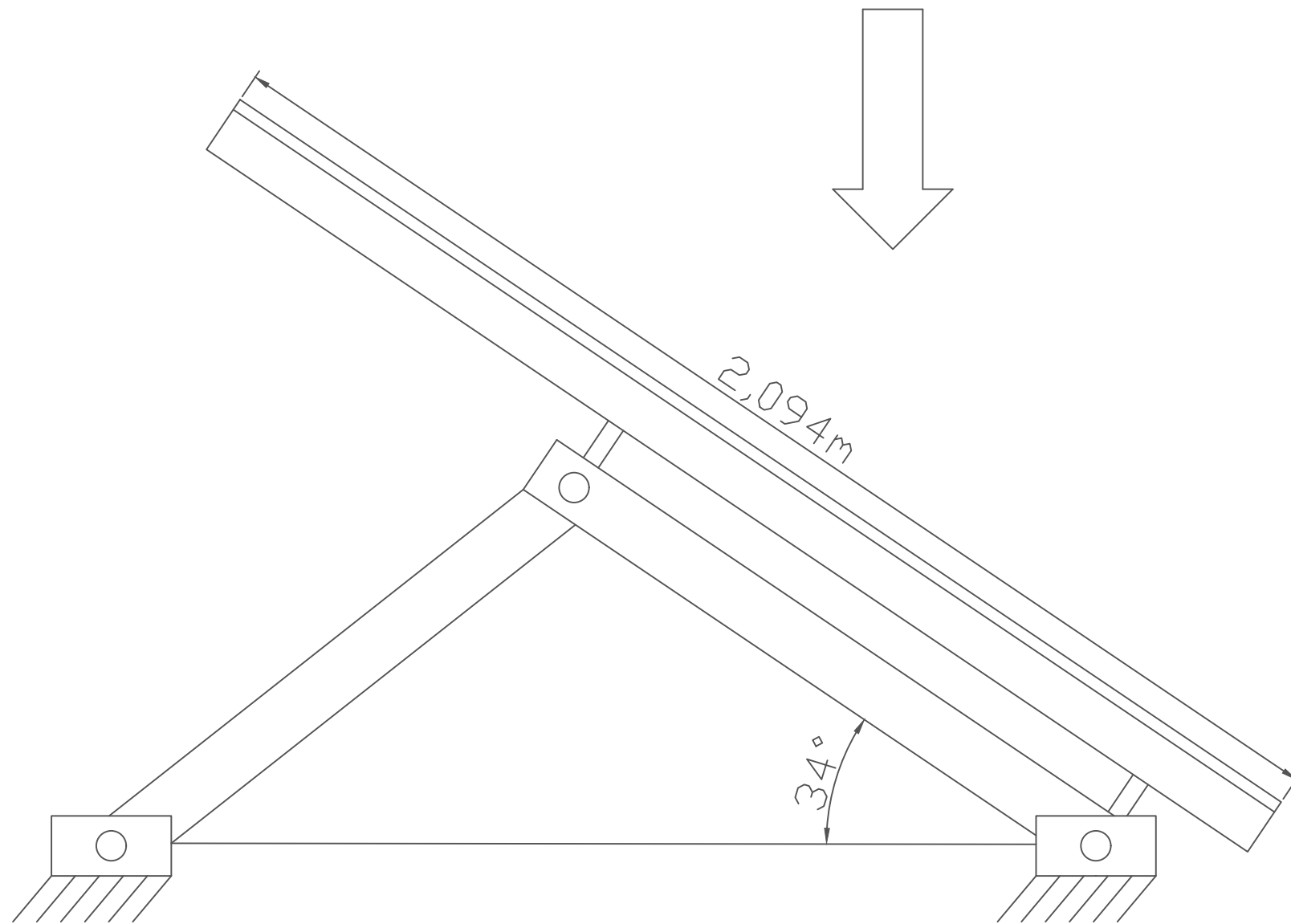


PROMOTOR: UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	
PROYECTO: TRABAJO FINAL DE GRADO	
AUTOR: JOAN VICENT CASTILLO CLEMENTE	
ESCALA: 1:500	FECHA: 21/05/2023
PLANO: ESQUEMA DE TRAZADO	Nº: 1



PROMOTOR: UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	
PROYECTO: TRABAJO FINAL DE GRADO	
AUTOR: JOAN VICENT CASTILLO CLEMENTE	
ESCALA: N/A	FECHA: 21/05/2023
PLANO: ESQUEMA UNIFILAR	Nº: 2

Presión por nieve: $0,17\text{kN/m}^2$



Presión dinámica del viento: $1,09\text{kN/m}^2$

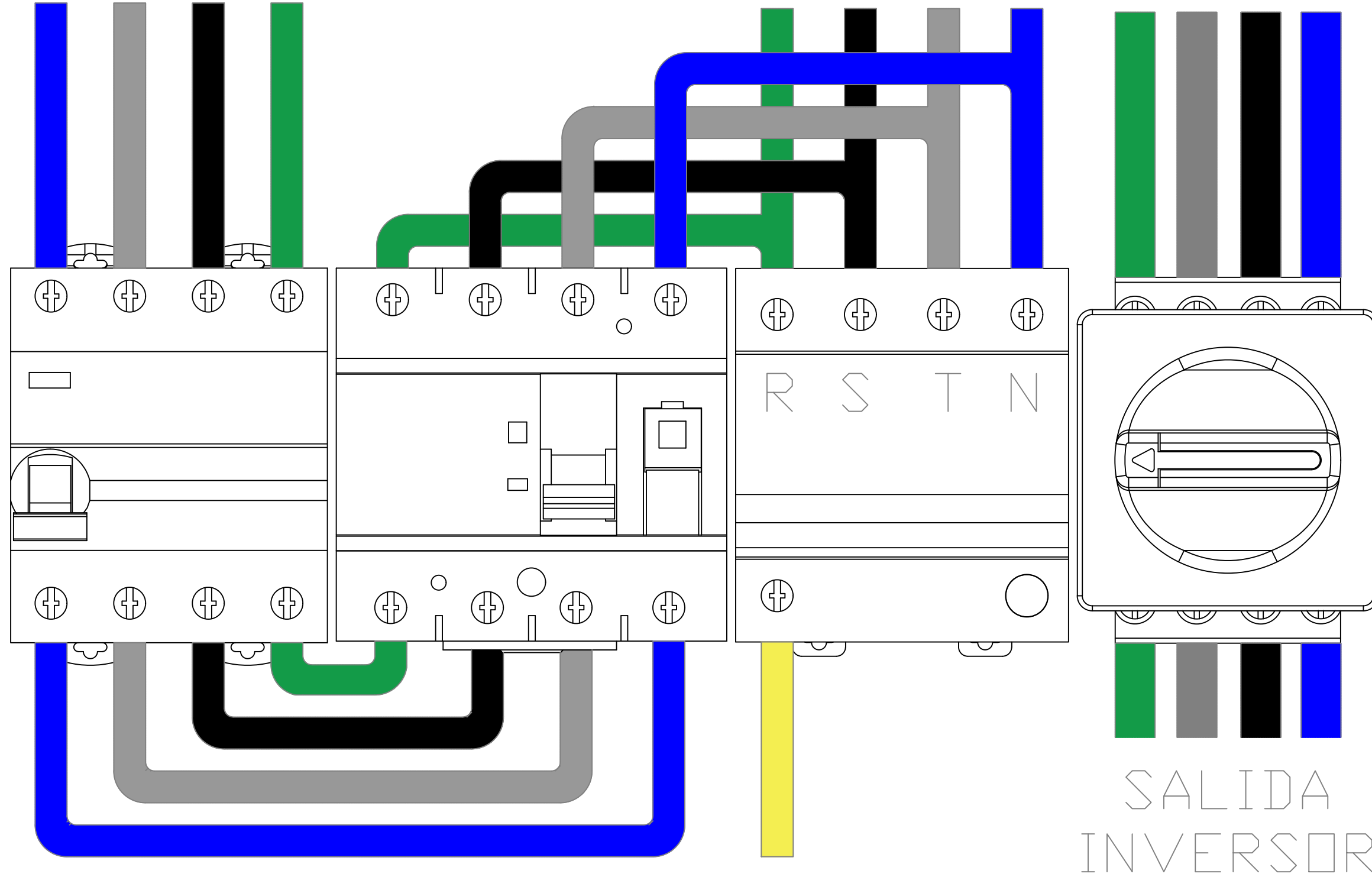


PROMOTOR: UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	
PROYECTO: TRABAJO FINAL DE GRADO	
AUTOR: JOAN VICENT CASTILLO CLEMENTE	
ESCALA: 1:10	FECHA: 21/05/2023
PLANO: PERFIL PANELES	Nº: 3

ENTRADA
CONTADOR

SALIDA
TRANSFORMADOR

ENTRADA
TRANSFORMADOR

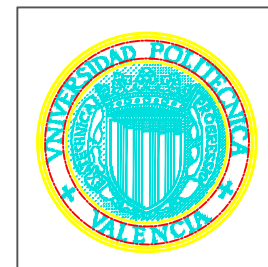
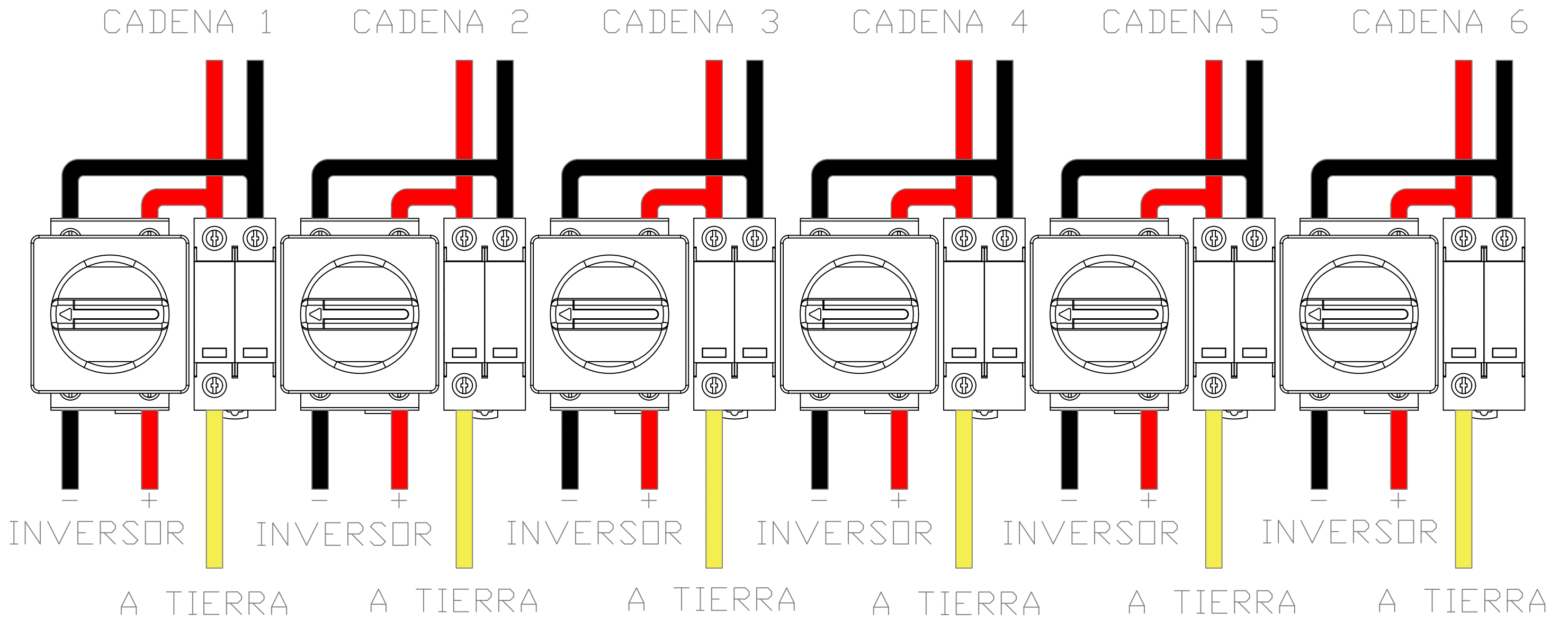


SALIDA
INVERSOR

A TIERRA



PROMOTOR: UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	
PROYECTO: TRABAJO FINAL DE GRADO	
AUTOR: JOAN VICENT CASTILLO CLEMENTE	
ESCALA: N/A	FECHA: 21/05/2023
PLANO: CUADRO C.A.	Nº: 4



PROMOTOR: UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	
PROYECTO: TRABAJO FINAL DE GRADO	
AUTOR: JOAN VICENT CASTILLO CLEMENTE	
ESCALA: N/A	FECHA: 21/05/2023
PLANO: CUADRO C.C.	Nº: 5