



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

TRABAJO FIN DE MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

**PROYECTO DE INSTALACIÓN DE
GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DE 22 kW_p
EN ESPACIO PÚBLICO PARA UNA
COMUNIDAD DE ENERGÍA URBANA
FORMADA POR 10 CONSUMIDORES
DIVERSOS.**

AUTOR: ANDREA VALERIA LÓPEZ CONTRERAS

TUTOR: TOMÁS GÓMEZ NAVARRO

Curso Académico: 2019-20

AGRADECIMIENTOS

“Quiero agradecer este documento a mi tutor *Tomás Gómez Navarro*, por haberme propuesto hacer el Trabajo Fin de Máster sobre un tema del cual no conocía nada y con el que termino con las ganas de seguir aprendiendo más de él, confío en que va a ser un éxito en la industria energética. Agradecerle además su atención y su ayuda en todo momento.

También quiero agradecerle a mi familia por todo su ánimo y la ayuda que me han dado desde que decidí estudiar esta carrera. Gracias por acompañarme en toda esta etapa, os espero en la siguiente.”

RESUMEN

En este proyecto se va a desarrollar una comunidad de energía a partir de una serie de instalaciones de generación fotovoltaica de electricidad. Estos proyectos se alinean con el RD244/2019 de autoconsumo que, desarrolla las directivas europeas de fomento del consumo compartido de instalaciones de energías renovables.

En el proyecto, se calculan las instalaciones fotovoltaicas, y se ubican en los lugares posibles dentro de un entorno urbano. Los posibles lugares vienen predeterminados, pero se pueden tomar decisiones al respecto y forman parte del proyecto. Estos proyectos son una iniciativa del ayuntamiento de Valencia y se ubicarán en espacio público, donde el ayuntamiento ha decidido que es viable.

Una vez determinados los sitios, se identificarán los consumos privados que puede alimentar: comercios, viviendas, vehículos eléctricos... Estos consumos se tipificarán como curvas de demanda eléctrica. Se propondrán posibles curvas de demanda estocásticas. De esta forma, se trabaja con la variabilidad previsible de demanda de electricidad, y su agregación.

Combinando la información de los lugares posibles, el potencial de generación de electricidad a partir de fotovoltaica, y las curvas agregadas estocásticas de demanda de diversos consumidores, se diseñarán las plantas de energía fotovoltaica. Para ello se usa el programa PVSyst para el dimensionamiento, y se calculan los valores de detalle después. Esto lleva a las instalaciones óptimas en función de las diversas variables.

El proyecto acaba con varias propuestas de gestión económica de la comunidad energética, de acuerdo a los costes de inversión y mantenimiento de la instalación compartida, los consumos particulares, la discriminación horaria de los consumos, etc.

En el TFM, además de la memoria, se incluirán los cálculos, planos, presupuestos y los diversos modelos realizados.

Palabras Clave: Generación fotovoltaica, comunidad de energía, gestión de la demanda eléctrica.

RESUM

En aquest projecte es va a desenvolupar una comunitat d'energia a partir d'una sèrie d'instal·lacions de generació fotovoltaica d'electricitat. Aquests projectes s'alineen amb el RD244 / 2019 d'autoconsum que desenvolupa les directives europees de foment del consum compartit d'instal·lacions d'energies renovables.

En el projecte, es calculen les instal·lacions fotovoltaiques, i se situen en els llocs possibles dins d'un entorn urbà. Els possibles llocs venen predeterminats, però es poden prendre decisions al respecte i formen part de el projecte. Aquests projectes són una iniciativa de l'ajuntament de València i s'ubicaran en espai públic, on l'ajuntament ha decidit que és viable.

Un volta determinats els llocs, s'identificaran els consums privats que pot alimentar: comerços, habitatges, vehicles elèctrics ... Aquests consums es tipificaran com corbes de demanda elèctrica. Es proposaran possibles corbes de demanda estocàstiques. D'aquesta manera, es treballa amb la variabilitat previsible de demanda d'electricitat, i la seva agregació.

Combinant la informació dels llocs possibles, el potencial de generació d'electricitat a partir de fotovoltaica, i les corbes agregades estocàstiques de demanda de diversos consumidors, es dissenyaran les plantes d'energia fotovoltaica. Per a això s'usa el programa PVsyst per al dimensionament, i es calculen els valors de detall després. Això porta a les instal·lacions òptimes en funció de les diverses variables.

El projecte acaba amb diverses propostes de gestió econòmica de la comunitat energètica, d'acord amb els costos d'inversió i manteniment de la instal·lació compartida, els consums particulars, la discriminació horària dels consums, etc.

En el TFM, a més de la memòria, s'inclouran els càlculs, plànols, pressupostos i els diversos models realitzats.

Paraules clau: Generació fotovoltaica, comunitat d'energia, gestió de la demanda elèctrica.

ABSTRACT

In this project, an energy community will be developed from a series of photovoltaic electricity generation facilities. These projects are aligned with RD244 / 2019 on self-consumption that develops the European directives to promote shared consumption of renewable energy facilities.

In the project, the photovoltaic installations are calculated, and they are located in the possible places within an urban environment. Possible locations are predetermined, but decisions can be made about them and are part of the project. These projects are an initiative of the Valencia city council and will be located in public space, where the city council has decided that it is viable.

Once the sites have been determined, the private consumptions that it can supply will be identified: shops, homes, electric vehicles ... These consumptions will be typified as electricity demand curves. Possible stochastic demand curves will be proposed. In this way, we work with the predictable variability of electricity demand, and its aggregation.

Combining the information of the possible locations, the potential for electricity generation from photovoltaics, and the aggregate stochastic demand curves of various consumers, the photovoltaic power plants will be designed. To do this, the PVSyst program is used for sizing, and the detail values are calculated afterwards. This leads to the optimal facilities based on the several variables.

The project ends with several proposals for the economic management of the energy community, according to the investment and maintenance costs of the shared facility, private consumption, time discrimination of consumption, etc.

In the TFM, in addition to the memory, the calculations, plans, budgets and the various models made will be included.

Keywords: Photovoltaic generation, energy community, electricity demand management.

ÍNDICE

DOCUMENTOS CONTENIDOS EN EL TFM

- Memoria
- Presupuesto
- Anexos
- Planos

ÍNDICE DE LA MEMORIA

1. Introducción	1
1.1. Introducción al autoconsumo	1
1.2. Introducción a la normativa del autoconsumo	1
1.3. Autoconsumo compartido, qué son las comunidades de energía (CES)	4
1.4. Contextualización del proyecto	6
1.5. Casos prácticos de CES ya implantadas	8
2. Diseño de comunidades de energía.....	11
2.1 La fotovoltaica en ciudades inteligentes y sostenibles	11
2.2 Diseño de instalaciones fotovoltaicas.....	12
2.3 Equipamiento de la instalación fotovoltaica y para el autoconsumo compartido..	16
3. Caso de estudio del jardín Morvedre (Valencia)	19
3.1 Climatología mediterránea	19
3.2 Introducción a la zona de estudio	23
3.3 Comunidades colindantes con el jardín	24
4. Proyecto de comunidad de energía	28
4.1 Layout de la instalación de generación fotovoltaica	28
4.2 Cálculo de la instalación de generación fotovoltaica	34
4.3 Cálculo de las curvas de demanda eléctrica	52
5. Propuesta de una comunidad de energía urbana	58
5.1 Dimensionamiento aproximado del tamaño de la comunidad	59

5.2 Análisis de viabilidad económica	61
5.3 Hipótesis de gestión económica interna de la comunidad	67
6. Conclusiones	70
7. Referencias bibliográficas	72

ÍNDICE DEL PRESUPUESTO

1. Necesidad del presupuesto	78
2. Contenido del presupuesto	78
2.1 Descomposición de las mediciones	79
2.2 Cuadro de precios descompuestos	82
2.3 Presupuesto total del proyecto.....	82

ANEXOS

1. Cálculo de la sección de los conductores	86
2. Cálculo de las protecciones	96
3. Hojas características	97
4. Captura del tratamiento de datos de los consumos horarios.....	101
5. Resultados de la simulación con PVsyst.	103

PLANOS

1. Conjunto de planos	113
-----------------------------	-----

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.

Ilustración 1 Subdivisión de los trámites administrativos.....	3
Ilustración 2: Imagen de la subdivisión de países en 2050 a nivel de implicación energética. ..	10
Ilustración 3 Imagen de la trayectoria solar,.....	13
Ilustración 4 Círculo representativo de las representativo del porcentaje de sombras,	15
Ilustración 5: Subdivisión de la península de acuerdo a la radiación solar.....	19
Ilustración 6: Radiación solar global media anual sobre superficie horizontal.....	20
Ilustración 7: Valores de Irradiación y temperatura mensual en la zona de estudio.	20
Ilustración 8: Valores de Irradiación y temperatura diarias en la zona de estudio.	21
Ilustración 9: Valores del índice de claridad en la zona de estudio.	21
Ilustración 10: Rosa de los vientos en la Comunidad Valenciana.	22
Ilustración 11: Imagen satélite de la zona de estudio.....	23
Ilustración 12: área apta para aprovecharse de la generación.....	24
Ilustración 13: Calles colindantes con el jardín.	25
Ilustración 14: Primera propuesta de la disposición de pérgolas en el parque.	28
Ilustración 15: Segunda propuesta de la distribución de pérgolas en el parque.....	29
Ilustración 16: Croquis de la disposición de los paneles en las marquesinas, medidas en metros.	31
Ilustración 17: Layout de la instalación con los módulos de 150W.	32
Ilustración 18: Layout de la instalación con los módulos de 310W.	33
Ilustración 19: Inclinación y orientación óptima según PVsyst.....	35
Ilustración 20: Panel fijo inclinado a 25º.....	36
Ilustración 21: Subdivisión de las pérgolas por strings.	38
Ilustración 22: Configuración de los elementos del sistema.....	38
Ilustración 23: Thermal parameter.	39
Ilustración 24: Ohmic Losses.	40
Ilustración 25: Module quality, LID and Mismatch losses.....	41
Ilustración 26: Soiling loss.	41
Ilustración 27: IAM Losses.....	42
Ilustración 28: Primer tipo de árbol definido para la simulación.....	43
Ilustración 29: Segundo tipo de árbol definido para la simulación.....	43
Ilustración 30: Tercer tipo de árbol definido para la simulación.	44

Proyecto de instalación de generación fotovoltaica de 22 kWp en espacio público para una comunidad de energía urbana formada por 10 consumidores diversos.

Ilustración 31: Layout en vista de planta representado en PVsyst.	44
Ilustración 32 Layout en vista de perfil representado en PVsyst.	45
Ilustración 33: Layout en 3D por PVsyst.....	45
Ilustración 34: Curva de las sombras generadas para el 21 de diciembre.....	46
Ilustración 35: Paneles afectados por el primer pico de sombras.	46
Ilustración 36: Paneles afectados por el segundo pico de sombras.	47
Ilustración 37: Curva de las sombras generadas para el 21 de junio.....	47
Ilustración 38: Diagrama de ISO-Sombreados.	48
Ilustración 39: Resultados de PVsyst simulando a 25º de inclinación.	48
Ilustración 40: Diagrama de pérdidas de la generación.....	49
Ilustración 41: Curva I-V de funcionamiento de los módulos.	50
Ilustración 42: Resultados del balance tras la simulación.....	50
Ilustración 43: Consumo anual de los 10 usuarios.....	52
Ilustración 44: Fragmento del Excel para crear un nuevo CUP medio.....	59
Ilustración 45: Catálogo de paneles.	98
Ilustración 46: Inversor SolarX Power.	99

ÍNDICE DE TABLAS:

Tabla 1: Información extraída del catastro de la calle Filòleg Sanelo.	26
Tabla 2: Información extraída del catastro de la calle Bilbao.	26
Tabla 3: Información extraída del catastro de la calle Sagunto.	26
Tabla 4: Información de la primera propuesta de marquesinas.....	29
Tabla 5: Cantidad total de módulos y potencias resultantes del croquis.	31
Tabla 6: Simulación para otras inclinaciones.	51
Tabla 7: Valores de demanda y generación.	56
Tabla 8: Tabla de Demanda frente a Generación mensual para 14 CUPS.	60
Tabla 11: Análisis VAN para 10 CUPS.	64

Tabla 12: Análisis VAN para 14 CUPS.	65
Tabla 14: Tratamiento de datos horarios del 2019.	102

ÍNDICE DE GRÁFICOS:

Gráfico 1: Consumo anual del usuario número 1.	53
Gráfico 2: Consumo anual del usuario número 2.	53
Gráfico 3: Consumo anual del usuario número 3.	53
Gráfico 4: Consumo anual del usuario número 4.	53
Gráfico 5: Consumo anual del usuario número 5.	54
Gráfico 6: Consumo anual del usuario número 6.	54
Gráfico 7: Consumo anual del usuario número 7.	54
Gráfico 8: Consumo anual del usuario número 8.	54
Gráfico 9: Consumo anual del usuario número 9.	55
Gráfico 10: Consumo anual del usuario número 10.	55
Gráfico 11: Energía total consumida por los 10 usuarios.	55
Gráfico 12: Gráfico de generación frente a demanda.....	57
Gráfico 13: Generación frente a Demanda para 14 CUPS.....	60

ÍNDICE DE ECUACIONES:

Ecuación 1	13
Ecuación 2	15
Ecuación 3	15
Ecuación 4	37
Ecuación 5	37
Ecuación 6	59
Ecuación 7	63

Proyecto de instalación de generación fotovoltaica de 22 kWp en espacio público para una comunidad de energía urbana formada por 10 consumidores diversos.

Ecuación 8	65
Ecuación 9	87
Ecuación 10	87
Ecuación 11	90
Ecuación 12	90
Ecuación 13	90
Ecuación 14	91
Ecuación 15	92
Ecuación 16	96



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCOLA TÈCNICA
SUPERIOR ENGINYERIA
INDUSTRIAL VALÈNCIA

TRABAJO FIN DE MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL.

PROYECTO DE INSTALACIÓN DE GENERACIÓN
FOTOVOLTAICA DE 22 kWp EN ESPACIO PÚBLICO
PARA UNA COMUNIDAD DE ENERGÍA URBANA
FORMADA POR 10 CONSUMIDORES DIVERSOS.

AUTOR: **ANDREA VALERIA LÓPEZ CONTRERAS.**

TUTOR: **TOMÁS GÓMEZ NAVARRO.**

2019-2020

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1. INTRODUCCIÓN AL AUTOCONSUMO.

Se conoce por autoconsumo, a la producción de energía eléctrica destinada al uso propio de un particular (individual) o al de un conjunto de consumidores (colectivo), en función del número de personas asociadas al sistema de generación. Para ello, es necesario disponer de una instalación propia de paneles fotovoltaicos, o haciendo uso de cualquier otra fuente de energías renovables, ubicadas en zonas próximas a las de consumo. Junto a esto, se requiere del conjunto de componentes necesarios para maximizar la eficiencia de la instalación y así amortizar la inversión.

1.2. NORMATIVA DE INTRODUCCIÓN AL AUTOCONSUMO.

Según el artículo 9 de la ley 24/2013 del BOE, el emplazamiento donde se ubican los paneles solares, debe cumplir una serie de requisitos tanto en la conexión como en la disposición de acuerdo a la proximidad de los usuarios respecto al huerto solar.

Las instalaciones próximas de red interior, son conocidas por estar conectadas a la red interior de los consumos con líneas directas, es decir, líneas con conexiones únicas desde el sistema fotovoltaico a la red interior propia. El RD 244/2019, no impone limitaciones en cuanto a la distancia de dicha línea, no obstante, a mayor distancia, menor rendimiento debido a pérdidas, y mayor será el coste.

La otra modalidad serían aquellas instalaciones próximas a través de la red de distribución eléctrica dispuesta aguas arriba del contador, por tanto, aunque no esté conectada a la red interior, seguirá siendo una red de autoconsumo siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones:

1. En primer lugar, deben estar conectados mediante líneas directas o haciendo uso de la red interior del conjunto de consumidores que se hayan asociado.
2. En segundo lugar, la instalación debe verse conectada a una misma red de baja tensión derivada del mismo centro de transformación.

Continuando con las modalidades que deben cumplimentarse, la distancia máxima de separación del punto de generación y consumo, ha de ser inferior a 500 m, estando dichos puntos situados en la misma referencia catastral.

De no cumplirse cualquiera de estas, y de estar conectado a red, pero no a red interior, se considerará una central fotovoltaica y se regulará mediante el RD 413/2014.

De acuerdo con la conexión o no de este sistema a la red eléctrica de transporte y distribución, pueden ser instalaciones aisladas, las cuales se caracterizan por carecer de conexión a red y por tanto todo el consumo es abastecido por la instalación y los excedentes pueden o no verse almacenados. En cambio, las que se conectan a red, hacen uso de la infraestructura eléctrica para aprovisionarse de energía en periodos en los que hay déficit de energía solar fotovoltaica.

De esta forma, se puede ver cubierto el consumo eléctrico de la vivienda o comunidad, de forma parcial (sistema aislado de la red sin baterías) o total (sistema conectado a la red), gracias a un sistema de generación propio. En aquellas ocasiones en las que la producción de energía sobrepase la demanda, y se trate de un sistema conectado a red, es posible verter dicho excedente a la red y obtener así una compensación entre la energía vertida y consumida de la red, siempre y cuando, se trate de una fuente de origen renovable, con una potencia total de la instalación menor a 100 kWp. Además, también se incluyen las instalaciones de producción que no están sujetas a un régimen retributivo adicional ni específico, y con un único contrato de suministro para el consumo asociado y para el de los servicios auxiliares de producción.

Adicionalmente, puede no verse acogido a compensación, y es el caso en el que únicamente se recibe una retribución económica de la energía sobrante vertida a la red y definidas por la normativa aplicable. Pertenecen a dicha modalidad, aquellos que no cumplan con las cláusulas anteriores, o bien que las cumplan, y que así lo decidan de forma voluntaria.

El presente TFM, se caracteriza por ser una instalación aislada de la red, sin acumuladores y en la medida de lo posible sin excedentes, puesto que, en dicho proyecto, se va a tratar de optimizar y obtener la máxima cantidad de energía posible para suministrársela a un conjunto de consumidores, tratando de verter los menos excedentes posibles y sin almacenar sobreproducciones de energía mediante baterías.

La idea es que la cantidad de energía demandada por los consumidores sea superior a la generación, para así tener garantía total del aprovechamiento de la energía obtenida por los módulos. Otro de los objetivos que se persigue al buscar un exceso de demanda, es que, cualquier usuario que decida prescindir de este autoconsumo, suponga una pérdida muy poco significativa para la finalidad y beneficio de la instalación fotovoltaica.

La utilidad general de hacer uso de la generación y autoconsumo, se encuentran en colaborar con el cumplimiento de las metas y objetivos políticos de la Unión Europea, reflejados en el marco sobre clima y energía para 2030, cumpliendo con los compromisos internacionales según el acuerdo de París. Se destacan medidas como: la contribución con la mejora de la eficiencia energética (32,5%), en la reducción de la emisión de los gases contaminantes (40%), en la lucha contra el cambio climático, la mejora de la calidad ambiental, incrementándose las cuotas de energía mediante el uso de energías renovables, limpias y sostenibles (32%).

Con estas medidas, se busca obtener una economía baja en carbono, asequible para los consumidores, segura en el suministro energético de la UE, y menos dependiente de las importaciones de energía del exterior.

Como utilidad particular al hacer uso del autoconsumo, disminuyen las pérdidas vinculadas con la generación, transporte y distribución, se verían reducidas las saturaciones de la red de transporte, el aplanamiento de la curva de demanda y con ello, la reducción del precio de la electricidad en el mercado.

Los componentes del sistema que conforman una instalación de autoconsumo aislada de la red y sin uso de acumuladores son los siguientes:

- El sistema de generación, siendo en este caso los paneles fotovoltaicos que generan electricidad a partir de la radiación solar.
- Elementos de corte y protección, que aseguran el funcionamiento correcto de la instalación evitando cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones y garantizando la integridad de las personas.
- El inversor de energía eléctrica que la convierte de continua a alterna, el regulador, que maximiza el rendimiento eléctrico, equipos de medida de la potencia auto consumida...

La normativa legal y administrativa española aplicable al autoconsumo es amplia y compleja, depende principalmente si se trata de una instalación aislada (SFA) o no de la red (SFCR), en caso de tratarse de la primera opción, se considera como una instalación generadora aislada y de baja tensión, sujeta al desarrollo normativo del Real Decreto 244/2019.

Adicionalmente, las instalaciones de baja tensión de autoconsumo, tienen la obligación de cumplir con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT), mientras que las de media y alta tensión (más de 1,5 KV en DC o 1 KV en AC) deberán de seguir las condiciones técnicas planteadas en el RD 1955/2000.

En el siguiente esquema, puede observarse los distintos trámites administrativos a seguir en instalaciones de autoconsumo:

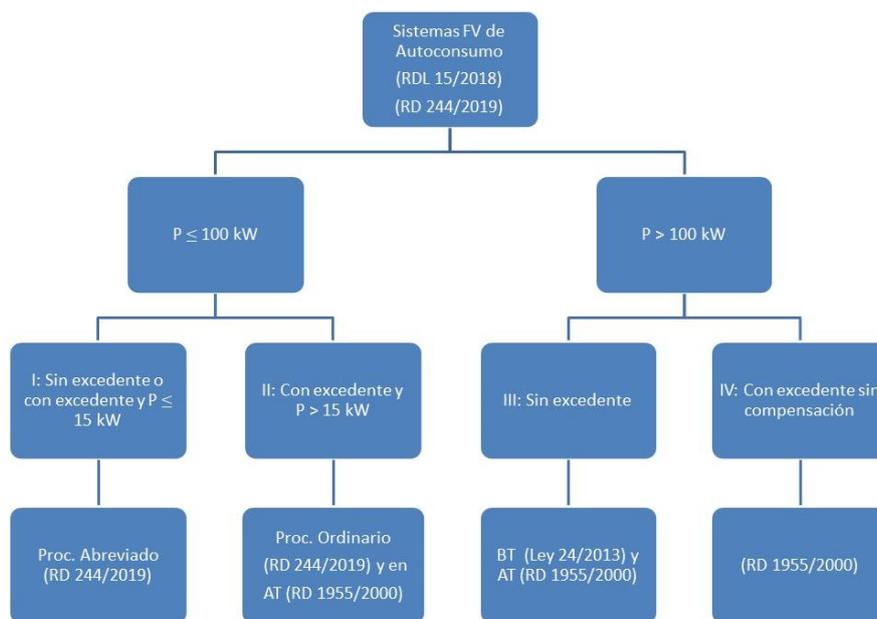


Ilustración 1: Subdivisión de los trámites administrativos.

El instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), actualizó la Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo, describe los trámites a elaborar con la Administración y con la compañía distribuidora y comercializadora para llevar a cabo la tramitación de las instalaciones de generación eléctrica para autoconsumo individual y/o colectivo.

Dicha guía va dirigida al público en general y en especial a aquellas empresas que se dedican a la instalación de sistemas de autoconsumo.

1.3. AUTOCONSUMO COMPARTIDO, QUÉ SON LAS COMUNIDADES DE ENERGÍA (CES).

Son llamadas también como comunidad ciudadana de energía, el concepto principal es el de un proceso de transición energética para optimizar los flujos y recursos energéticos de origen renovable. Se trata de comunidades sin ánimo de lucro, formadas por distintos usuarios/accionistas de distintos negocios, localidades de viviendas, zonas rurales, etc. En las que se les concede la oportunidad de participar en las decisiones del mercado energético, en tanto y cuanto en la gestión de la red de distribución, suministro o agregación de energía.

Son los responsables directos en gestionar y optimizar al máximo su producción de energía, aprovechando los recursos de los que disponen, ganando así una cierta autonomía que les permite independizarse de suministros externos.

La figura de comunidad energética no consta hoy en día en la legislación española, por lo que la Unión Europea, está delimitando las bases para configurar una comunidad y las herramientas para consolidarla como tal. Para ello, el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía) publicó una guía “Desarrollo de instrumentos de fomento de comunidades energéticas locales” para dar visibilidad al surgimiento de éstas en países vecinos, demostrar su viabilidad e implicar a la ciudadanía.

Este tipo de comunidades están muy arraigadas a países escandinavos tales como Dinamarca, cuyas redes de distrito han sido un referente de implantación en el estado español mediante el uso de mecanismos financieros de empresas de servicios energéticos.

El objetivo último, radica en ofrecer a cada miembro, beneficios energéticos, medioambientales, económicos o de innovación social, además de generar una rentabilidad financiera.

Algunas de las barreras experimentadas en otros países son; la falta de un marco normativo desarrollado y sin cambios frecuentes, las trabas de las administraciones, la falta de apoyo político, el compromiso e interés ciudadano, la inseguridad, la falta de experiencia y dificultad de acceso a la financiación.

Con todo ello, se busca establecer una serie de vías para fomentar el surgimiento de estas comunidades, se busca el fomento de edificios con un consumo energético casi nulo

(nZEB). Serán de aplicación en España, todos aquellos edificios de uso residencial y privado construidos a partir del 31 de diciembre del 2020.

Los beneficios que reportan las CES son tanto medioambientales como socioeconómicos, en primer lugar, se prevé un incremento en las inversiones y desarrollos en las comunidades, que van ligadas a una creación de empleo. Además, la disminución de la demanda energética externa, ya que disminuye la necesidad de abastecerse con combustibles fósiles, por lo que se reducen los costes económicos a los que están sujetos la colectividad y potencia la economía local.

La tecnología que lidera el crecimiento de estas comunidades es la fotovoltaica, debido a su disponibilidad, modularidad, sus bajos costes y su mantenimiento reducido en comparación con otras tipologías de generación de energía. En la actualidad, se es capaz de producir electricidad en condiciones no tan óptimas de radiación solar y además con un coste de un 70% más bajo que una década atrás.

Dado el provecho que puede extraerse de las CES, estas también aportan un valor añadido al sistema eléctrico, gracias a su flexibilidad y capacidad de almacenamiento, fomentan el crecimiento y despliegue de los proyectos en energías renovables.

La ciudadanía, al gozar de participación en la toma de decisiones y de beneficios, apoyarán más la instalación de paneles fotovoltaicos y pequeños aerogeneradores en sus azoteas, asumirán sus obligaciones y responsabilidades para alcanzar un equilibrio del sistema, al igual que lo hacen los gestores de red. Dichas obligaciones son: proporcionar un acceso no discriminatorio de los consumidores a la red de distribución, la calidad del servicio, el cumplimiento de las normas para evitar el deterioro de la calidad y garantizar la eficiencia en la distribución.

El autoconsumo colectivo, aprovechando las economías de escala, se ajusta al ámbito de consumo próximo, el cual se conecta a la red interna de los consumidores asociados, de forma directa o bien, conectados a la red más próxima, constituyendo de esta forma el autoconsumo colectivo de un edificio o conjunto de edificios y comercios a través de redes próximas.

Una instalación fotovoltaica compartida se debe asumir de acuerdo a las cuotas de participación de los propietarios, en el caso en el que algún propietario ya no desee continuar como miembro componente de la comunidad de energía, debe ponerse de acuerdo con el resto de integrantes para definir cómo actuar.

En la elaboración del documento presente, se va a llevar a cabo la definición de autoconsumo colectivo mediante el uso de las redes más cercanas al sector donde se genera la electricidad, de las que son usuarias el vecindario colindante y los bajos comerciales.

1.4. CONTEXTUALIZACIÓN DEL PROYECTO.

Una vez definidas las líneas principales que sustentan el objetivo del proyecto, el siguiente punto a tratar, consiste en vincular dichas ideas con el proyecto a desarrollar.

El ayuntamiento de Valencia, ha puesto en marcha un plan basado en la instalación de un conjunto de pérgolas alrededor del parque del Jardín de Morvedre (Valencia). Se trata de un proyecto innovador y de iniciativa pública que tiene doble finalidad, en primer lugar, dotar al parque de un espacio sombreado que ayude a reducir el estrés térmico y proporcione a los individuos una sensación de confort. Especialmente en los meses veraniegos.

El siguiente propósito, es disponer encima de dichas pérgolas, un conjunto de paneles fotovoltaicos que servirán para la recarga de vehículos eléctricos, para suministro de energía para la iluminación pública, el riego del jardín, y en especial y como tema principal de este proyecto, las nuevas pérgolas permitirán el autoconsumo a edificios y negocios colindantes con el parque.

Dichas pérgolas fotovoltaicas, dispondrán de un sistema telemático de monitorización (datalogger), y un servidor web, para poder conocer cuál es la producción energética a tiempo real, los consumos energéticos de los usuarios que se abastezcan de este sistema y poder tener constancia de varios datos, entre ellos, el ahorro energético y el almacenamiento de los datos para posibles previsiones y análisis.

En la actualidad, la parte del proyecto que está ya puesta en marcha, es la disposición de 1 pérgola de 58,2 m², con 20 módulos fotovoltaicos y con una potencia instalada de 6 kWp. Con ello, se espera una producción anual de 4897,08 kWh, que serán suficientes para abastecer las necesidades del jardín. Se espera, además, contribuir con la reducción de la huella de carbono, al conseguir un ahorro de emisiones de CO₂ de 2644, 42 kg.

Se trata de un proyecto pionero que servirá de prueba para llevar a cabo otros 5 proyectos más, en distintos parques de Valencia.

El ayuntamiento de Valencia desea ampliar el número de pérgolas fotovoltaicas con el propósito de que los paneles que puedan instalarse, consigan al menos una potencia que ronde los 22 kWp.

El presente Trabajo de Fin de Máster, consiste en realizar un estudio, diseño, simulación y presupuestación, de cómo sería la manera óptima de abastecer la potencia generada por los nuevos módulos fotovoltaicos, dispuestos en el parque de Morvedre. Servirá para vecinos y comercios situados próximos a la zona de estudio, y que se asocien en forma de una comunidad energética.

La distribución de la energía fotovoltaica se llevará a cabo a través de *smartgrids*, las cuales son redes inteligentes que integran de forma eficiente las acciones y comportamientos de todos los usuarios que están conectados a ella, garantizando un sistema energético sostenible y eficiente, con bajas pérdidas y niveles altos de calidad y seguridad en el suministro.

Una de las principales dificultades radica en cómo beneficiarse de la energía procedente de una instalación ubicada en un espacio público, cedido por una entidad como el Ayuntamiento de Valencia, este lugar es el parque de Morvedre. Se destina al autoconsumo de un conjunto de usuarios particulares e independientes (bajos comerciales, pequeñas industrias, comunidades de vecinos...) caracterizados por tratarse de distintas propiedades privadas que, hacen uso de un consumo repartido. Una parte se emplea para cubrir las zonas/consumos públicos, como el alumbrado, riego, electrolinerías etc. La otra, para el consumo privado de cada vivienda o recinto.

Algunos de los problemas que se plantean a continuación y se terminarán ampliando y resolviendo en el capítulo 4 y 5 del documento presente son:

- Un análisis del dimensionamiento, realizar los estudios técnicos previos para lograr extraer la máxima potencia de los paneles minorando las pérdidas, en tanto y cuanto, a su disposición, distribución, orientación y a sus fases posteriores de mantenimiento.
- Al tratarse de un sistema en el que no se vierte a la red, debe seleccionarse un número mínimo de usuarios en el que, el cómputo total de curvas de demanda, supere en todo momento a la curva de producción de los módulos fotovoltaicos, y así poder ser capaces de suministrar la energía que demandan durante las horas en las que hay radiación solar sin que se produzcan excedentes.

Para ello, se obtendrán las curvas de demanda de los usuarios colindantes al parque que estén interesados, y el resto se obtendrán de forma estocástica a partir de las curvas disponibles. Se seguirá el patrón de un consumo doméstico y de comercio/oficina medio sin acumulación, y dependiendo de su clasificación, su curva será más plana u oscilante.

El segundo problema que se estudiará, será determinar a qué precio de venta del kWh resulta rentable formar una comunidad de energía, de acuerdo a la recuperación de la inversión inicial realizada por los usuarios, el consumo de energía que pueden obtener de ella, el que realmente tienen, y el beneficio que podrían sacarse de esta energía.

El tercer problema que se plantea serán las dificultades administrativas de vender la electricidad obtenida por los módulos a los consumidores, puesto que, si es una instalación destinada al autoconsumo, en el que además se quiere sacar beneficio económico de ella, se deben seguir unos trámites administrativos y técnicos complejos para inscribirse como empresa/entidad productora de electricidad con sus consiguientes declaraciones e impuestos.

Sin duda alguna, este último punto es el que más investigación y análisis requiere, ya que las comunidades energéticas, representan un punto de inflexión en el cambio de tecnologías en el sector energético y en los modelos de la economía. Se espera que, todas las cooperativas que forman parte del sector de Unión Renovables, apoyen su aparición, trabajen en su desarrollo y logren configurar un cambio en el modelo energético y legislativo actual.

A pesar de la no existencia de una legislación vigente, y de tratarse de una figura no reconocida en la legislación española actual, la Unión Europea, está trabajando en darle visibilidad y en desarrollar unas bases legales dirigidas a fortalecer el éxito de las CES.

1.5. CASOS PRÁCTICOS DE CES YA IMPLANTADAS.

La situación actual en España a nivel legislativo y operativo pone en distinción dos tipos de autoconsumo colectivo, el estático y el dinámico.

Hasta la fecha, lo único puesto en práctica de autoconsumo colectivo estaba limitado a compartir la energía generada desde una misma planta fotovoltaica, entre chalets y determinadas comunidades, es conocido como autoconsumo colectivo estático.

Esta primera modalidad, permite que los vecinos compartan la instalación, pero no la energía, es decir, únicamente puede aprovecharse para usos comunes, puesto que no se puede compartir excedentes de energía con otros vecinos ni para el gasto de la propia vivienda.

Los casos más vistos son los de bombeo y distribución de agua para riego de jardines y campos, o para el bombeo solar directo desconectado a red para el mantenimiento de las piscinas. Con esto se logra reducir la potencia contratada por la comunidad.

Ahora bien, si lo que se desea es optimizar el uso del autoconsumo compartido, es necesario impulsar el modelo dinámico, el cual permite compartir los excedentes. Según varios expertos de la materia, este modelo ya es viable técnicamente en España, sin embargo, requiere todavía de un desarrollo legal y resolver una polémica con las empresas distribuidoras, que consideran que las lecturas de las medidas energéticas, los saldos netos de horarios y cálculos de liquidación del autoconsumo dinámico compartido, no son compatibles con el sistema español.

La Directiva sobre Eficiencia Energética, la Directiva sobre Energías Renovables y las Directrices acerca de ayudas estatales, han incluido métodos de ayuda a los pequeños productores de electricidad que, tras varias consultas, se terminó consolidando un paquete llamado “Energía limpia para todos los europeos”, que se iniciará este año, y tiene como objetivo alcanzar los objetivos climáticos europeos al 2030.

Se trata de una propuesta que proporciona a los consumidores la capacidad de auto consumir sin restricciones, auto consumir de forma compartida y con facilidades en sus trámites y en ser capaces de vender la electricidad que vierten a la red.

La legislación española todavía restringe la puesta en marcha de esta propuesta.

En cambio, algunos países como Francia, ya tiene métodos implantados para desarrollar el modelo dinámico, emplean el blockchain, sirve para conocer los registros de consumos y calcular qué le corresponde a cada uno de los titulares, de forma sincronizada y descentralizada.

Este sistema representa un importante nicho de mercado que podría competir con las distribuidoras si se modifica el RD 244/2019.

En el estado francés, pese a tener un mercado eléctrico similar, sus trámites son resueltos de forma más ágil debido a que la distribución es de una sola empresa pública. El

autoconsumo colectivo tiene ya instalada su propia ley, que es regulada desde agosto del 2016 y la orden de abril del 2017 que, proporciona el procedimiento para llevarlo a cabo.

Francia clasifica esta modalidad como un sector con grandes posibilidades de desarrollo, tienen como ejemplo su puesta en marcha en varios edificios de una misma entidad, siempre que, todos estén bajo el punto de alto y bajo voltaje y un parking para la recarga de vehículos eléctricos con fotovoltaica. Otro dato importante es que en Francia no hay balance neto, se incentiva si el consumo de la autoproducción supera el 85% y si esta supone el 15% del total del consumo, lo cual es rentable para aquellos apartamentos con unas 100 viviendas.

En este caso práctico, han llegado a demostrar que no se producen picos de consumo, ya que, al haber una gran variedad de viviendas, representan distintos perfiles que permiten que la curva de demanda se suavice a lo largo de las horas del día.

Varios países europeos llevan ya varios años proponiendo medidas para desarrollar y métodos incentivar el surgimiento de estas comunidades, en Grecia, por ejemplo, el Parlamento aprobó la tramitación de la primera legislación europea específica para energía comunitaria.

El gobierno neerlandés también se ha visto sometido a múltiples acuerdos con organismos implicados, para establecer unos pactos climáticos en los Países Bajos. Uno de los acuerdos fue que los nuevos proyectos de aerogeneradores y de placas solares, perteneciesen al menos un 50% a las comunidades locales y así lograr la implicación y toma de decisiones de las comunidades.

En Dinamarca existen las alianzas eólicas, donde los propietarios de tierras se unen para llevar a cabo proyectos de obtención de electricidad mediante la instalación de turbinas eólicas, las cuales les pertenecen por ley.

En Suecia, el 10% de la capacidad eólica es propiedad comunitaria.

En España, se están desarrollando proyectos como el “Azimut 360” o el “Impuls Solar Vallès”, que incentivan a los vecindarios a participar en la transición energética. Se busca disminuir la dependencia con el sistema eléctrico, reducir la potencia contratada y el coste de compra de energía mediante comercializadoras, además, de agrupar la demanda en la compra para obtener un precio unitario por instalación más competitivo. Para lograrlo, se pretende agrupar los consumos en un único contador y buscar la gestión de esta energía de forma comunitaria a través de un factor de simultaneidad.

En general, se espera que para 2050, la mayoría de la ciudadanía se vea implicada en la generación de energía, tal y como se aprecia en la siguiente imagen.

Proyecto de instalación de generación fotovoltaica de 22 kWp en espacio público para una comunidad de energía urbana formada por 10 consumidores diversos.

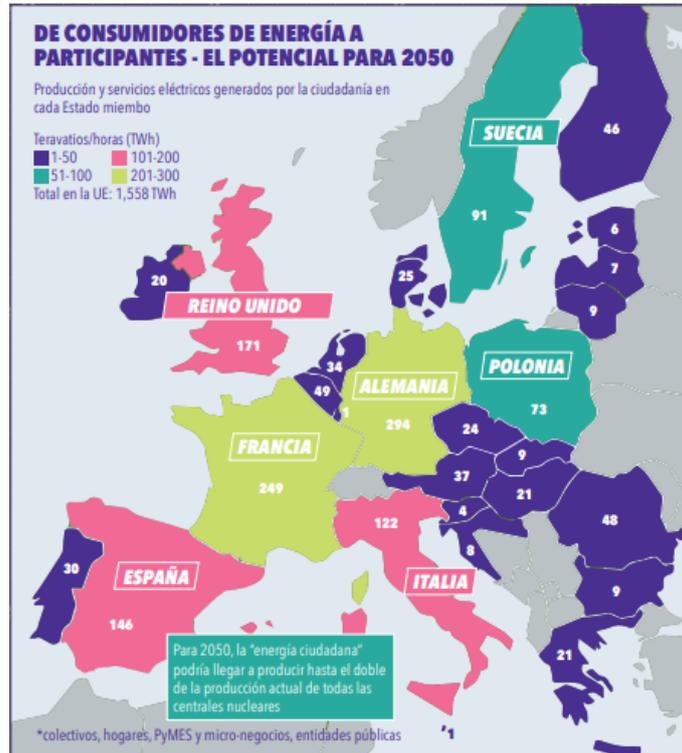


Ilustración 2: Imagen de la subdivisión de países en 2050 a nivel de implicación energética.

CAPÍTULO 2. DISEÑO DE COMUNIDADES DE ENERGÍA.

2.1. LA FOTOVOLTAICA EN CIUDADES INTELIGENTES Y SOSTENIBLES.

La relación de la fotovoltaica con las denominadas ciudades inteligentes y sostenibles reside en que, este tipo de ciudades, gestionan de manera eficiente y sostenible la gestión de los recursos económicos, sociales, medioambientales y administrativos entre otros. La parte medioambiental, implica la del consumo, producción y distribución eficiente de los recursos energéticos.

Mediante las redes inteligentes se consigue que, aquellos usuarios portadores de pequeñas fuentes de generación de energía sean capaces de abastecerse y de verter a la red, es decir, unificar los roles de consumidor y generador, pasar a ser un miembro activo capaz de ajustar su comportamiento a los requerimientos de la red. Adicionalmente, se consigue otros beneficios como la reducción de las emisiones (huella ecológica cero) y ayudar a la lucha contra el cambio climático.

Gracias a los nuevos avances tecnológicos, la fotovoltaica se ha convertido en uno de los recursos energéticos más competitivos en todos los niveles, en especial en el del autoconsumo, debido a que sus costes se han visto reducidos en un 95% en estos últimos años y sin olvidar que, España es un país que, por su ubicación, es de las primeras potencias con mayor riqueza energética solar. Además, cuenta con una gran formación y conocimiento para competir en este ámbito a nivel mundial.

Por ello, hoy en día supone la forma más barata de producir energía eléctrica.

Gracias a su modularidad, la tecnología fotovoltaica es capaz de adaptarse a cualquier tipo de entorno, admite una gran flexibilidad en diseño e integraciones urbanísticas y arquitectónicas, lo cual, permite que se acondicione a todo tipo de zonas urbanas y atraer a aquellos usuarios que deseen introducirse en el mundo del autoconsumo.

Es una tecnología sencilla de instalar y con un mantenimiento elemental, el cual, puede llevarse a cabo, en su mayoría, por personal no especializado, como es el caso de la limpieza de los módulos, la revisión de posibles degradaciones o roturas de la estructura soporte, entre otras. Si se ejerce un buen mantenimiento, la durabilidad de la instalación aumentará.

La vida media útil de una instalación fotovoltaica se estima en 25 años, más que otras fuentes de energía como la eólica. Otra característica a su favor es que, gracias a los nuevos avances tecnológicos, hacen que los precios de los paneles se abaraten, y el crecimiento, cada

vez mayor, en la demanda energética que ocasiona un encarecimiento de la energía. Ha supuesto una amortización más rápida de las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico.

Varios estudios realizados por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL), estiman que las viviendas portadoras de placas fotovoltaicas, incrementarán su valor en torno a 20€ por cada euro que se ahorran gracias al autoconsumo. Esto quiere decir que el valor de la propiedad aumenta por cada kWp instalado entre un 3% y un 4% respecto a otra vivienda similar sin paneles, la instalación les proporciona la autonomía de desconectado de la red.

Para maximizar el aprovechamiento de la energía fotovoltaica se emplea el mecanismo de Gestión de la Demanda Eléctrica (GDE), en el que, uniendo la capacidad de producción fotovoltaica y las estrategias de gestión, se puede optimizar la producción local y el autoconsumo de esta.

Básicamente esta gestión, consiste en influir en el uso de electricidad que hacen los consumidores con la intención de ahorrar energía y optimizar la curva de demanda agregada y, de manera indirecta, beneficiar a consumidores conectados a la red eléctrica. Proporcionar también, una estabilidad a la red y de paso, incrementar el valor añadido a la tecnología fotovoltaica.

Para lograrlo, se emplean tácticas y mecanismos de control y automatización para gestionar la demanda, sin que, por ello, se vean alteradas las necesidades y satisfacciones de los consumidores.

La GDE junto con la generación fotovoltaica y la inclusión de las técnicas de gestión de las actuales redes, tomarán un papel importante en el desarrollo y crecimiento de las redes inteligentes y con ello, el auge en la fotovoltaica.

2.2. DISEÑO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.

En este subcapítulo se van a definir cuáles son las líneas generales a seguir para la disposición de los módulos fotovoltaicos en la zona de estudio, con el objetivo final, de encontrar el punto óptimo en cuanto a producción y rendimiento.

Para ello, se va a dimensionar la instalación de forma que, se instalen tantos módulos fotovoltaicos como espacio disponible haya. La idea es obtener la máxima generación de energía posible con las limitaciones de la cantidad de superficie aprovechable, puesto que todavía, no se conoce el número de usuarios que se beneficiarán de la instalación. Además, como se ha dicho anteriormente, no se podrá cubrir la demanda en su totalidad, debido a que solo se podrá hacer uso de la energía durante las horas diurnas con radiación solar, al no disponer sistemas de almacenamiento.

El conjunto de módulos fotovoltaicos se ubicará en las cubiertas de unas pérgolas que servirán de estructura para crear espacios con sombras en el parque.

Para maximizar la cantidad de radiación recibida por panel, estos deben estar colocados perpendicularmente a los rayos del sol y así garantizar la viabilidad económica de la planta solar, además de, situarse en la medida de lo posible, en zonas llanas, sin obstáculos previstos en la incidencia de radiación solar en la dirección Sur-Este y Sur-Oeste de la zona de estudio.

El conjunto de paneles debe estar orientados en la dirección del recurso solar, en el caso de España, la mayor captación solar anual se consigue orientándolos hacia el Sur (acimut 0º) y así se minimizan las posibles sombras sobre los módulos.

En cuanto a la inclinación óptima depende de dos factores, de la latitud de la zona y de la época del año. Es necesario conocer la altura máxima y mínima del sol al mediodía para garantizar que, los paneles reciben la máxima radiación cuando el sol se encuentra en la altura máxima del horizonte.

La latitud de Valencia es de 39º, por lo que, la inclinación óptima estaría alrededor de los 39º. Más adelante en el capítulo 4, se detallará el valor preciso de la inclinación de los módulos de acuerdo al criterio de “máxima generación anual”, que corresponderá con la inclinación con la que se obtenga mayor radiación solar a lo largo del año, y se verificará dicho valor mediante la herramienta PVSyst.



Ilustración 3: Imagen de la trayectoria solar.

Tal y como se observa en la imagen, en verano el sol está más alto que en invierno, por lo que, si se quisiera cubrir la totalidad de la demanda en verano, los paneles deberían de disponerse más horizontalmente, al contrario que en invierno.

Se seguiría la siguiente fórmula (*Extraída de los apuntes de instalaciones fotovoltaicas, UPV (2019)*):

$$\text{Inclinación}_{\text{verano}} = 90 - (\text{latitud} - 23)$$

$$\text{Inclinación}_{\text{invierno}} = 90 - (\text{latitud} + 23)$$

Ecuación 1

Como se desea garantizar las necesidades energéticas durante todo el año, entonces se tomará la inclinación óptima de 39° como valor medio.

Los paneles fotovoltaicos no contarán con seguidores solares, sino que tendrán una unión fija anclada en una estructura de soporte metálica sobre la pérgola.

La estructura de soporte debe ser capaz de aguantar el peso de los módulos y las sobrecargas de viento, las inclemencias del tiempo y las dilataciones térmicas por efectos de las altas temperaturas. El conjunto de módulos debe de separarse lo suficiente para evitar que dichas estructuras causen sombras sobre el resto de los paneles.

En capítulos posteriores se verán justificados los cálculos.

Tanto las nuevas normativas europeas (20,20,20) como el CTE, requieren que las nuevas construcciones incorporen fuentes de energía renovable integradas en las edificaciones sin que por ello se pierda la integridad y calidad del edificio.

Esta iniciativa también se ve aplicada a espacios públicos como jardines, parques, edificios públicos...

La instalación cumple, en este caso, una función de superposición, ya que se encuentran posados sobre las pérgolas.

Sobre las marquesinas que ya están instaladas en el jardín, los paneles se colocarán de forma coplanar, sin ayuda de ningún refuerzo ni estructura que ayude a mejorar su rendimiento, puesto que, supondría un peso y coste adicional sobre las marquesinas.

Por dichos motivos constructivos, estas placas estarán colocadas a una inclinación de 15°, como en el horizonte de la trayectoria solar, no existen elementos de construcción ni objetos que puedan proyectar sombras, no se verá afectada la producción de los módulos.

Las nuevas que se instalen, se dispondrán con la inclinación óptima calculada para obtener la máxima generación anual, los paneles también se colocarán de forma coplanaria a éstas.

Según el Documento Básico de Ahorro Energético para el caso de módulos superpuestos, las pérdidas máximas admisibles han de ser como mucho del 30% del total, si se desglosa: 20% debido a orientación e inclinación y 15% por sombras, son criterios que deben cumplirse siempre.

Para verificar que los valores de inclinación y orientación que se han tomado son válidos, se debe comprobar la condición anterior de pérdidas.

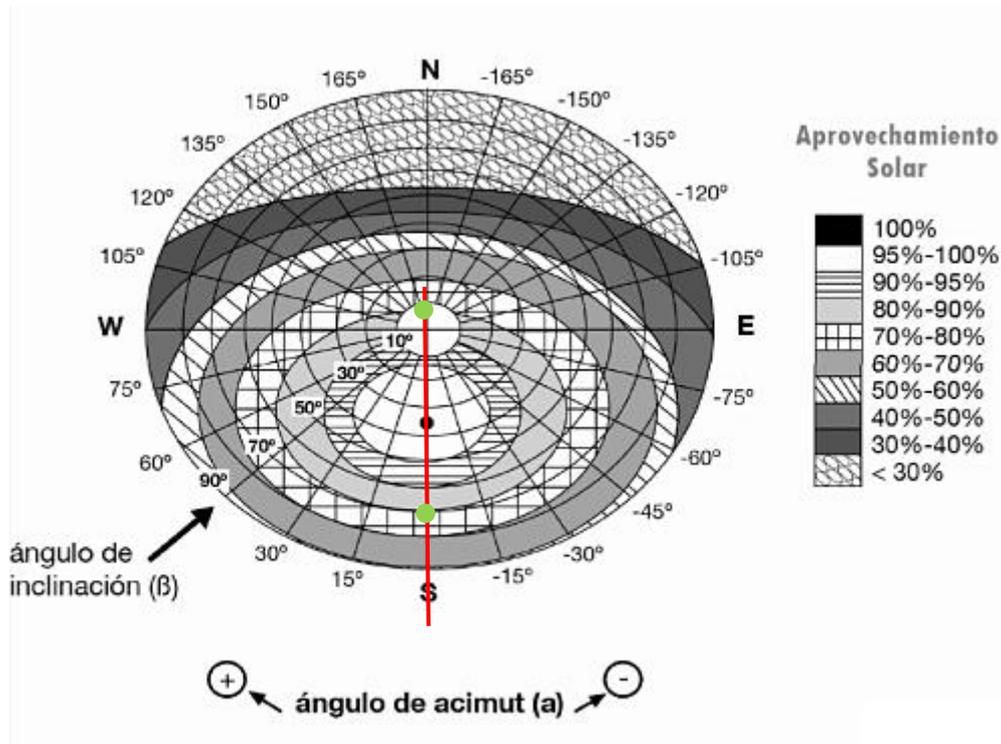


Ilustración 4: Círculo representativo de las representativo del porcentaje de sombras.

En la línea de color rojo queda representado que la orientación de los paneles es la de acimut 0, orientados al SUR, mediante dos puntos verdes, se determinan los límites máximo y mínimo en el que las pérdidas por orientación e inclinación son del 20%. Por último, siguiendo las isolíneas marcadas desde los puntos verdes hasta cortar la línea donde se sitúan los distintos ángulos de inclinación, se obtienen como valores máximos y mínimos de inclinación (70° y 10°),

No obstante, este método es exacto para latitudes de 41°, si la latitud de la zona de estudio es distinta, hay que corregirlo mediante la siguiente expresión (*Extraída de los apuntes de instalaciones fotovoltaicas, UPV (2019)*):

$$\beta_{max}' = \beta_{max}(\text{latitud} = 41) - (41 - \text{latitud}) = 70 - (41 - 39) = 68^\circ$$

$$\beta_{mnx}' = \beta_{min} - (41 - \text{latitud}) = 10 - (41 - 39) = 0^\circ$$

Ecuación 2

Por tanto, los valores límites de inclinación de los paneles para no sobrepasar los límites impuestos por la norma debe ser $0 \leq \beta \leq 68^\circ$, por ello sería admisible disponerlos a 39°.

Por último, se hallaría la energía total incidente por panel (E') considerando las pérdidas por orientación e inclinación:

$$E' = E * K * F_i$$

Ecuación 3

Siendo:

E= Energía incidente sin contar las pérdidas por orientación e inclinación.

K= Factor corrector por tablas.

Fi=1-pérdidas.

Al tratarse de una instalación fotovoltaica, solamente se aprovecha la componente directa de la radiación solar, por esta razón y de acuerdo con el documento básico DB-HE4, las pérdidas debido a las sombras no deben superar el 15%.

El factor de pérdidas por sombras (Fs), se le añadirá a la expresión anterior y así conocer el valor final de E'.

Estas pérdidas se hallarán en función del acimut y la elevación del obstáculo respecto a la ubicación de los módulos y mediante el uso del diagrama de trayectorias del sol. En los capítulos posteriores, cuando se defina la zona de estudio, los elementos presentes a su alrededor y la cantidad de módulos a instalar, de acuerdo con la superficie disponible, se retomará de nuevo el cálculo de este valor.

2.3. EQUIPAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y PARA EL AUTOCONSUMO COMPARTIDO.

Las instalaciones fotovoltaicas no requieren de grandes obras ni infraestructuras, únicamente es necesario disponer de espacios aptos para instalar los equipos de conversión, almacenamiento, monitorización y producción.

Los equipos necesarios son:

- El conjunto de células fotovoltaicas policristalinas, a pesar del tipo de instalación y las condiciones del proyecto que requieren de un gran rendimiento, las células policristalinas tienen un coste de fabricación menor y un rendimiento cada vez más parecido a las monocristalinas (12%-14%). El conjunto de módulos, dispondrán de diodos de bloqueo que evitarán la disipación de energía en situaciones de defecto eléctrico.
- La estructura de soporte fija, en cuanto a orientación e inclinación, respecto al punto de funcionamiento óptimo.
- El inversor, que transforme la energía continua producida por los módulos, en corriente alterna, para ser inyectada a la red de consumo de los usuarios de la comunidad, adaptando los valores de tensión y frecuencia. Se puede disponer, además, de un equipamiento electrónico para hacer un seguimiento del punto de máxima potencia de

los paneles, para evitar pérdidas de rendimiento del inversor y para asegurarse, en todo momento, que el generador trabaja en las condiciones óptimas de diseño.

- El conjunto de protecciones para garantizar el funcionamiento y la seguridad de la instalación, Las protecciones integradas en el inversor, como las protecciones frente a sobrecargas y cortocircuitos. También, protecciones frente a un excesivo calentamiento de funcionamiento en modo isla, si los valores de tensión y frecuencia se desvían del umbral de diseño, protección de aislamiento y contra la inversión de polaridad. Estas protecciones estarán situadas en la caja de registro colocadas en la parte trasera de los paneles, además, se dispondrán de los bornes de conexionado de los paneles.
- El conjunto de protecciones del resto de la instalación, al disponerse la instalación en un espacio público de libre acceso, es necesario garantizar la seguridad, no solo de los equipos y de su funcionamiento, sino también de las personas.

Las instalaciones de puesta a tierra cumplirán con la ITC-BT-18 y 09.

Protección frente a contactos directos e indirectos según el ITC-BT-24.

La protección frente a sobretensiones ITC-BT-23 y sobreintensidades ITC-BT-22.

- El cableado empleado, será el indicado por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 842/2002, los conductores deben cumplir los requisitos de caída de tensión, calentamiento, cortocircuito, pérdida de potencia, y aislamiento.
- Las canalizaciones o tubos de protección serán de tipo enterrado, y deben ser conforme lo estipula la norma UNE-EN 50,086 2-4 y los tubos cumpliendo con la ITC-BT-21.

Para independizar las zonas que requieren un mantenimiento y supervisión/repación, se incorporarán seccionadores fusibles.

El proyecto no dispone de ningún sistema de almacenamiento de energía “baterías”, ya que como se ha mencionado anteriormente, el sistema vierte todo lo que produce a la red.

La instalación dispondrá de un sistema de monitorización para controlar y supervisar el comportamiento de la producción y el de la demanda, constará de dispositivos inalámbricos para medir en tiempo real la producción de energía y la demanda de los contadores de cada vivienda o comercio vinculados con la instalación. Se debe probar que, en todo momento, se está obteniendo el máximo aprovechamiento posible de la instalación.

Junto con esta supervisión, es necesaria una gestión de la producción mensual, del control del aprovechamiento y del reparto de energía. Con ello, se pretende constatar que los usuarios abonar y utilizan el sistema apropiadamente, además de la amortización de la instalación.

Lo que diferencia al autoconsumo del autoconsumo compartido, es disponer de la siguiente información:

El feedback entre el usuario y el sistema de abastecimiento energético, lo cual, logra un crecimiento y empoderamiento del benefactor, se va introduciendo y adaptando más al sistema, de manera que, modifica sus hábitos tratando de consumir de manera más eficiente y pagar menos sin que varíe de forma brusca su confort.

Este intercambio de información es el elemento esencial para garantizar el éxito del autoconsumo compartido, mediante la información y la concienciación a los usuarios, se les hace partícipe de la producción de la demanda y las consecuencias de un uso irrazonable de la energía.

Disponiendo de indicadores y ratios, los consumidores pueden variar su situación y compararla con otros perfiles que se asemejen, se conseguirá modificar y mejorar la forma de consumir energía, la relación con el resto de los usuarios y con el entorno, dando lugar a un cambio energético social y cultural.

CAPÍTULO 3. CASO DEL JARDÍN MORVEDRE (VALENCIA).

3.1. CLIMATOLOGÍA MEDITERRANEA.

España es uno de los países europeos con mayor recurso solar, presenta zonas con una alta irradiancia, lo cual, las hace muy aptas para el empleo de paneles fotovoltaicos.

El Código Técnico de la Edificación (CTE), propone un mapa de la península, la cual, queda dividida por 5 zonas climáticas, de acuerdo a la radiación solar global media diaria anual sobre una superficie horizontal:

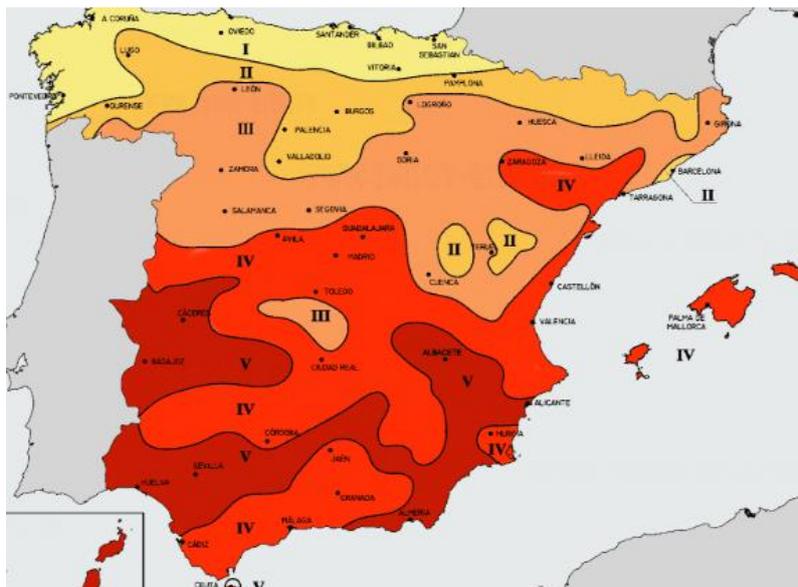


Ilustración 5: Subdivisión de la península de acuerdo a la radiación solar.

Correspondiendo la Comunidad Valenciana con la zona 4.

Proyecto de instalación de generación fotovoltaica de 22 kWp en espacio público para una comunidad de energía urbana formada por 10 consumidores diversos.

Radiación solar global media anual sobre superficie horizontal (H)		
Zona climática	MJ/m ²	kWh/m ²
I	H < 13,7	H < 3,8
II	13,7 ≤ H < 15,1	3,8 ≤ H < 4,2
III	15,1 ≤ H < 16,6	4,2 ≤ H < 4,6
IV	16,6 ≤ H < 18,0	4,6 ≤ H < 5,0
V	H ≥ 18,0	H ≥ 5,0

Ilustración 6: Radiación solar global media anual sobre superficie horizontal.

Haciendo uso de la herramienta del PVSyst, se obtiene la radiación solar mensual horizontal a lo largo de un año, los valores de temperatura media y el índice de claridad, necesarios para realizar la simulación.

Los valores de radiación son los mostrados a continuación. Para el cálculo solo se tiene en cuenta la componente global:

	Irradiación global horizontal	Irradiación difusa horizontal	Temperatura	Velocidad del Viento	Linke Turbidity	Relative Humidity
	kWh/m ² .mes	kWh/m ² .mes	°C	m/s	[-]	%
Enero	67.0	29.4	9.8	3.19	2.579	68.0
Febrero	90.7	32.9	11.0	3.09	2.737	67.9
Marzo	134.7	49.0	13.8	3.40	2.963	61.7
Abril	166.4	63.7	15.5	3.49	3.176	63.3
Mayo	188.2	77.0	19.1	2.80	3.440	64.9
Junio	202.3	87.7	23.3	2.90	3.622	62.2
Julio	209.2	82.4	26.0	2.99	3.680	64.2
Agosto	178.4	73.4	26.1	2.90	3.563	63.8
Septiembre	136.8	56.6	22.6	2.80	3.376	69.4
Octubre	110.1	46.3	19.1	2.79	3.035	70.1
Noviembre	71.4	32.3	13.5	2.99	2.659	66.9
Diciembre	59.4	27.1	10.8	3.19	2.579	69.1
Año	1614.7	657.9	17.6	3.0	3.118	66.0
	<input type="button" value="Pegar"/>	<input type="button" value="Pegar"/>	<input type="button" value="Pegar"/>	<input type="button" value="Pegar"/>		

Irradiación global horizontal variabilidad de un año al otro 3%

Ilustración 7: Valores de Irradiación y temperatura mensual en la zona de estudio.

	Irradiación global horizontal kWh/m ² .día	Irradiación difusa horizontal kWh/m ² .día
Enero	2.16	0.95
Febrero	3.24	1.18
Marzo	4.34	1.58
Abril	5.55	2.12
Mayo	6.07	2.48
Junio	6.74	2.92
Julio	6.75	2.66
Agosto	5.76	2.37
Septiembre	4.56	1.89
Octubre	3.55	1.49
Noviembre	2.38	1.08
Diciembre	1.92	0.87
Año	4.42	1.80

Ilustración 8: Valores de Irradiación y temperatura diarias en la zona de estudio.

Los valores del índice de claridad, que miden la transparencia de la atmósfera:

	Global	Difuso	Temp. [°C]
Enero	0.508	0.228	10.5
Febrero	0.548	0.207	10.9
Marzo	0.583	0.198	13.9
Abril	0.571	0.234	15.6
Mayo	0.546	0.240	19.3
Junio	0.587	0.259	23.4
Julio	0.591	0.224	26.0
Agosto	0.558	0.257	26.1
Septiembre	0.533	0.230	22.3
Octubre	0.526	0.208	18.9
Noviembre	0.502	0.209	13.6
Diciembre	0.476	0.196	10.4
Año	0.554	0.229	17.6

Ilustración 9: Valores del índice de claridad en la zona de estudio.

El clima mediterráneo de la Comunidad Valenciana se caracteriza por tener veranos cálidos, bochornosos y mayormente despejados, en cambio los inviernos son largos, fríos, ventosos y parcialmente nublados. El rango típico de temperaturas varía de entre 6º a 30º, y rara vez, baja de los 2º o sube de los 33ºC.

La temperatura de trabajo óptima en la fotovoltaica, diseñada para alcanzar la potencia pico, es de 25°C. Conforme la temperatura baje de dicho valor de referencia, el rendimiento del panel será mayor, pero la intensidad se reduce, a menos que, se mantenga el valor de radiación solar. Por el contrario, a temperaturas mayores de 25°C el rendimiento va disminuyendo.

Por ello, en Valencia, los meses veraniegos no resultan del todo beneficiosos para la instalación, ya que, las temperaturas medias diarias sobrepasan los 25°C. Sin embargo, el verano valenciano se caracteriza por sus lluvias ocasionales, las cuales ayudan a bajar la temperatura y así mejorar la producción, además de limpiar de polvo y suciedad la superficie de las placas.

Como se ha mencionado anteriormente, uno de los fenómenos que más perjudica la integridad de las placas, es la acción de fuertes vientos, sobre todo, los del norte, que actúan como efecto vela sobre la estructura del panel, y la existencia de fuertes nevadas. En Valencia, desde el pasado siglo, no han vuelto a registrarse nevadas.

A continuación, se muestra la rosa de los vientos típicos en la CV:

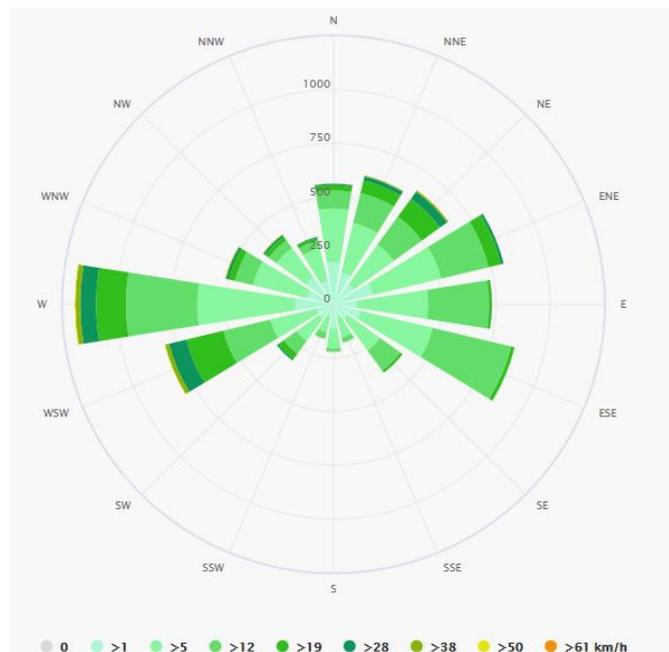


Ilustración 10: Rosa de los vientos en la Comunidad Valenciana.

Los vientos más fuertes son los procedentes del Oeste, y los que soplan con mayor frecuencia son los de dirección Este. por ello, y porque las placas se colocan coplanariamente a las marquesinas, este efecto a penas se contempla para garantizar la integridad de las placas. No obstante, sí que debería de tenerse en cuenta para el montaje y la resistencia de los elementos de fijación de la marquesina.

Según la herramienta WeatherOnline, el número de horas solares efectivas en Valencia en el año 2019 fueron de 3.014,2 horas, lo cual indica que, Valencia, es una de las ciudades

demasiado alto. Está constituido en su inmensa mayoría por edificios de viviendas, por lo que apenas hay chalets ni urbanizaciones, por ello, sus curvas de demanda como consumo doméstico y comercial corresponderán a la modalidad de consumo medio.

3.3. COMUNIDADES COLINDANTES CON EL JARDÍN.

En el subcapítulo anterior, se ha descrito en líneas generales, el tipo de barrio que es y las calles con las cuales limita. En este apartado, se va a proceder a delimitar una hipotética región que configure un área con posibles usuarios que vayan a beneficiarse de la generación.

En la definición de las normas de autoconsumo, una de las condiciones a cumplir era que, desde una misma referencia catastral, el punto de generación y de consumo debe de estar situado a menos de 500 m. Si se traza una circunferencia de radio 500 m, la superficie que se encierra dentro de ella, serían consumidores aptos para aprovechar la energía fotovoltaica de los paneles.



Ilustración 12: área apta para aprovecharse de la generación.

Tal y como se aprecia, la cantidad de usuarios que, por normativa, podrían consumir la energía de las placas del jardín es más que suficiente, al tratarse de una instalación con una disponibilidad de espacio y paneles limitada, no tendría sentido hablar de usuarios más allá de las principales calles colindantes, puesto que sería imposible abastecer a todos ellos.

Para hacer la simulación, se va a escoger como zona de estudio la región de justo alrededor del parque, ya que así las pérdidas por transporte serán menores y se podrán extraer

las primeras conclusiones, en cuanto a si, resultaría más rentable aportar poca cantidad de energía a muchos consumidores o mucha más energía a menor número de éstos.

En el capítulo 5, se propondrán varias alternativas a posibles soluciones que ayuden a rentabilizar el proyecto, de acuerdo con el precio de venta al que se fijará la energía, el número de beneficiarios...

Las calles contiguas al parque son las siguientes tres:

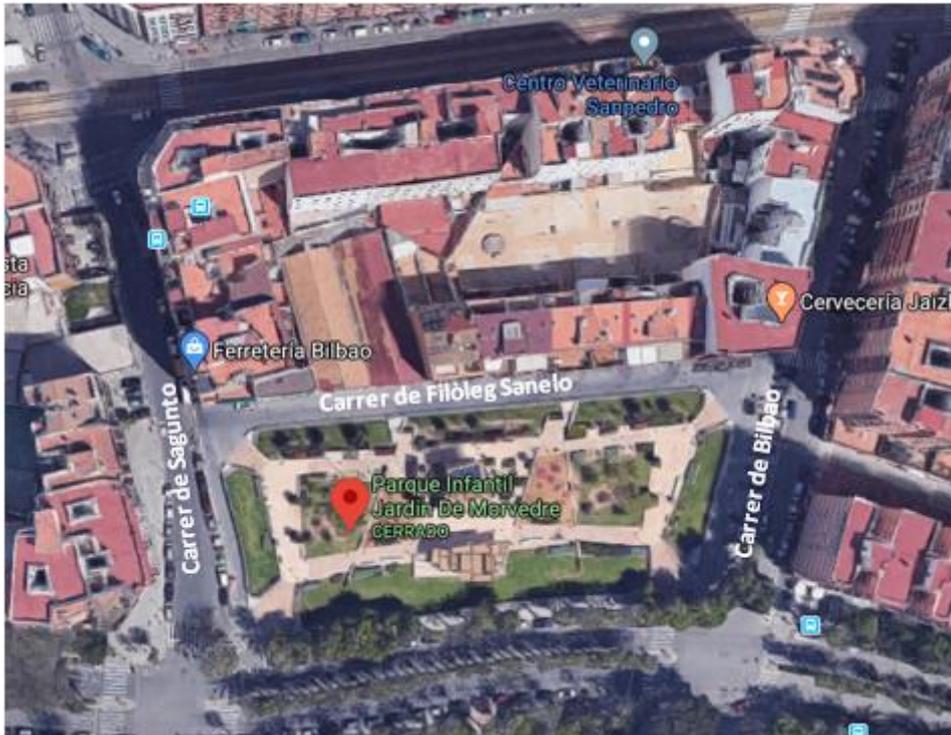


Ilustración 13: Calles colindantes con el jardín.

Haciendo uso de la sede electrónica del Catastro, se va a extraer la información sobre los inmuebles y parcelas que existen en las tres calles principales al parque.

La primera calle a analizar es la de Filòleg Sanelo:

Proyecto de instalación de generación fotovoltaica de 22 kWp en espacio público para una comunidad de energía urbana formada por 10 consumidores diversos.

Número de la calle	Uds Residenciales	Uds Comerciales	Uds Almacenamiento/ estacionamiento
5	8	1	15
7	8	1	97
9	10	1	284
11	10	1	-

Tabla 1: Información extraída del catastro de la calle Filòleg Sanelo.

La calle de Bilbao se compone de:

Número de la calle	Uds Residenciales	Uds Comerciales	Uds Almacenamiento/ estacionamiento	Industrial
4	14	2	-	-
6	14	3	-	-
8	29	2	43	-
9	21	2	2	-
10	28	2	13	1
12	29	2	-	-

Tabla 2: Información extraída del catastro de la calle Bilbao.

La calle Sagunto:

Número de la calle	Uds Residenciales	Uds Comerciales	Uds Almacenamiento/ estacionamiento	Sanidad y Beneficencia	Oficinas
85	44	2	26	1	-
89	7	-	7	-	-
91	12	-	18	-	-
97	10	2	-	-	-
106	14	2	-	-	1
108	17	1	-	-	1
110	13	2	-	-	-
112	26	3	-	-	-

Tabla 3: Información extraída del catastro de la calle Sagunto.

Tal y como se aprecia, se puede partir de cientos de consumidores potenciales que son aptos para constituir las CES. Sin embargo, a día de hoy, han mostrado interés en abastecerse de la generación del parque alrededor de 10 CUPS (Código Universal de Punto de Suministro). Un CUPS consiste en un código identificativo (20/22 caracteres) propio de cada usuario y asignado por la empresa distribuidora.

Por tanto, es lógico pensar que se podrá conseguir el número mínimo de usuarios/CUPS, que logren darle viabilidad al trabajo.

En el capítulo 4 y 5, se especificará los usuarios mínimos y necesarios para llevar a cabo la realización del proyecto y alcanzar así el objetivo de este.

CAPÍTULO 4. PROYECTO DE COMUNIDAD DE ENERGÍA.

4.1. LAYOUT DE LA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.

Para obtener la potencia total que proporciona la instalación fotovoltaica, es necesario conocer tanto la cantidad total de paneles fotovoltaicos que hay, como su disposición en el parque.

En la siguiente imagen se muestra la marquesina ya instalada y comentada en capítulos anteriores, y en color azul, la nueva posible propuesta de marquesinas que albergarán los nuevos paneles.

Se han dispuesto de tal forma que, no tapen los espacios verdes, para que los árboles y las plantas sean capaces de recibir la luz solar, se han instalado en zonas de tránsito y de descanso para aumentar los espacios con sombras, y el parque infantil de la derecha (ver ilustración 13), se ha cubierto totalmente de pérgolas.



Ilustración 14: Primera propuesta de la disposición de pérgolas en el parque.

Las dimensiones de las 17 marquesinas son las siguientes, en la número 3, se representa el sentido con el que se delimita cada lado (sentido horario):

Proyecto de instalación de generación fotovoltaica de 22 kWp en espacio público para una comunidad de energía urbana formada por 10 consumidores diversos.

Número	Perímetro (m)	Superficie (m ²)	a-b (m)	b-c (m)	c-d (m)	d-a (m)
1	27,00	44,78	7,71	6,00	6,75	6,39
2	24,00	35,54	6,30	5,00	6,60	6,08
3	24,85	37,53	5,90	7,45	4,70	6,80
4	25,38	34,27	8,50	4,10	8,50	4,30
5	31,00	42,56	12,00	3,60	12,00	3,40
6	26,50	27,31	10,60	2,30	10,75	3,65
7	23,75	22,30	9,70	2,85	8,85	2,30
8	30,20	53,25	5,5+2,4	2+5,1	8,50	6,75
9	31,04	56,31	9,20	7,45	9,70	4,70
10	26,04	33,09	10,00	4,33	9,10	2,75
11	20,80	25,57	3,40	3,34	5,00	6,06
12	29,83	53,95	6,08	8,00	8,60	7,15
13	36,30	75,91	8,66	7,77	13,00	7,30
14	35,95	56,90	12,82	3,35	14,41	5,34
15	34,75	44,43	14,24	3,50	14,30	2,70
16	20,71	25,27	6,80	4,00	5,70	4,35
17	29,70	53,86	8,70	7,80	7,50	5,70

Tabla 4: Información de la primera propuesta de marquesinas.

Tras una primera revisión de la propuesta, se ha llegado a la conclusión de que, hay muchos metros cuadrados de pérgolas. Si se sigue la estimación de por cada 10 m² de superficie se obtendría 1 kWp, con 722,83 m² planteados en la tabla 4, se podría producir alrededor de 72 kWp. Se trata de un valor que excede al valor de la potencia con la que se pretende aprovisionar a los 10 CUPS.

No obstante, en caso de querer extraer el máximo potencial posible del parque, aprovechando todo el espacio disponible, y disponiendo de un número importante de usuarios que deseen invertir, sería válida la primera propuesta.

La segunda alternativa viable que se acopla a la CES formada por los 10 usuarios sería:



Ilustración 15: Segunda propuesta de la distribución de pérgolas en el parque.

Serían 4 pérgolas que sumarían una extensión de 198,1 m² que, junto a los 58,2 m² ya instalados, supondría un total de 256,3 m².

Los criterios que se han seguido para llegar a esta distribución final son:

- Se han eliminado las marquesinas más pequeñas que restringirían la cantidad de paneles fotovoltaicos a instalar sobre ellas.
- Algunas como la 2,3 y la 16, su eje perpendicular no estaba bien orientado al sur.
- Aquellas que cubrían el parque de juegos, ya que, todo el cableado y la aparatenta eléctrica, podría perjudicar a la salud e integridad de los niños.
- Las que no seguían una configuración lo más simétrica posible, siguiendo con la idea principal de los diseñadores del parque.

Una vez definidas las 4 pérgolas, lo siguiente es seleccionar qué módulos se van a instalar, cuál es su potencia, sus dimensiones y cómo se dispondrían en la marquesina.

Monsolar, es una tienda online que se dedica a la venta y distribución de módulos fotovoltaicos, de la cual, se van a obtener la información de los siguientes paneles:

Los parámetros necesarios para calcular la distribución y la potencia, en condiciones ideales, son:

- La Potencia máxima de cada panel: 150 W.
- Células policristalinas.
- Dimensiones: 1.480 x 670 x 35 mm.
- Peso: 12 kg.

Conociendo estas características y las dimensiones de las marquesinas, puede hallarse la cantidad total de módulos a instalar. Para ello, se ha dejado un margen de entre 0,3 y 0,4 m desde cada lado de la marquesina por razones de seguridad.

Cabe destacar que, hoy en día, no es usual ni práctico emplear células fotovoltaicas de tan poca potencia y tamaño, se puede considerar que están en “desuso” tecnológicamente hablando. Sin embargo, se han utilizado para realizar el estudio debido a que el ayuntamiento de Valencia, quería aprovechar un stock del que dispone de paneles antiguos de 150W, con características similares al fabricante Monsolar.

El uso de paneles más pequeños, conlleva al hecho de que son más manipulables y adaptables a la superficie de la cual se dispone, por ello, permite que se siga una alineación que cubra una mayor extensión sin dejar espacios huecos.

Por el contrario, el uso de paneles más pequeños, supone que sea necesario aumentar la cantidad de estos para obtener la energía que se obtendría con paneles de mayor potencia, además de, incrementarse la carga estructural de la marquesina. Por esta razón, se ha hecho el estudio, además, con paneles de 310W que están a la orden del día en el mercado del autoconsumo y son prácticamente iguales en potencia a los que ya están instalados en el parque.

En la siguiente ilustración, se representa un croquis con las 4 pérgolas, los módulos fotovoltaicos mencionados anteriormente de 150 W y sus medidas:

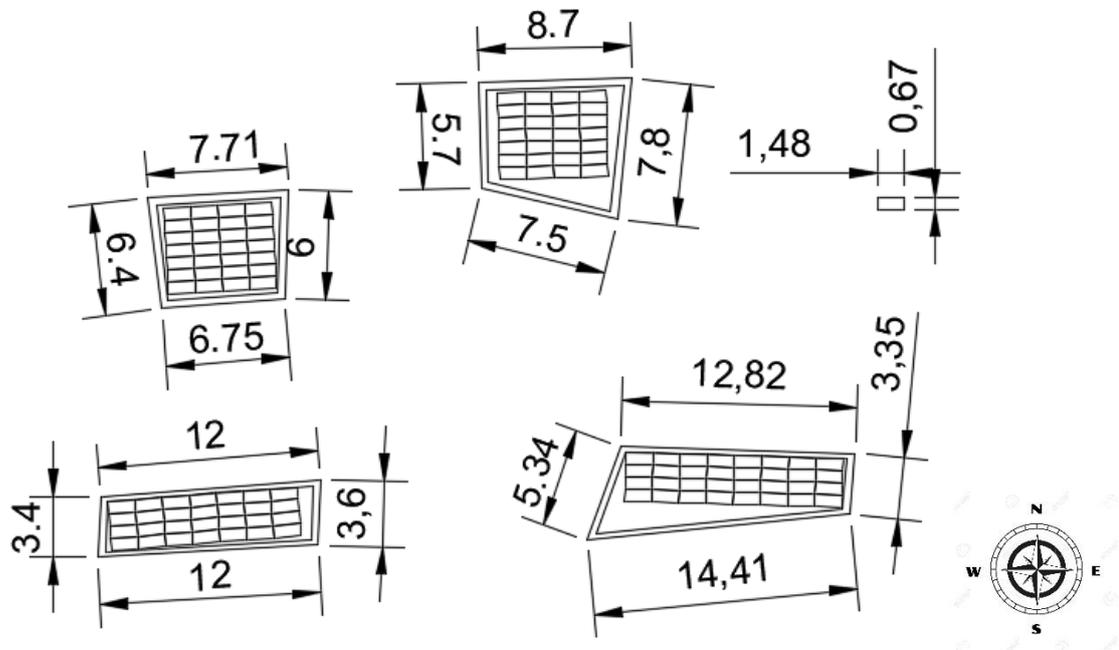


Ilustración 16: Croquis de la disposición de los paneles en las marquesinas, medidas en metros.

Por tanto, quedaría un total de 116 paneles:

Número de pérgola	Filas	Columnas	Módulos	kWp
1	7	4	28	4,2
5	4	7	28	4,2
14	4	8	32	4,8
17	7	4	28	4,2
Potencia total:				17,4

Tabla 5: Cantidad total de módulos y potencias resultantes del croquis.

Sin embargo, los resultados mostrados anteriormente son una primera aproximación, la cual, dejaría huecos que podrían rellenarse siguiendo una alineación con la forma de la marquesina.

Para obtener más exacto el layout de los módulos en las pérgolas, habría que observar detalladamente el apartado de planos.

Partiendo de los paneles de 150W, se obtienen 146 módulos alineados con el área fotovoltaica. Dicha área consiste en un retranqueo de entre 0,3 y 0,4 metros de los límites.

A modo de previsualización quedaría:



Ilustración 17: Layout de la instalación con los módulos de 150W.

Con esta, la potencia instalada ascendería a 21,9 kWp.

Se procede de la misma manera con el uso de paneles de 310 W.

Jinkosolar, es una compañía líder en la industria solar debido a sus ventas de productos en energía solar y a sus servicios ofertados. De este fabricante, se emplearán los módulos de 310W para su distribución y simulación en el presente proyecto.

En los Anexos puede obtenerse toda la información y especificaciones de la ficha técnica de estos módulos, igual que en el caso anterior, los valores necesarios para este capítulo son:

- La Potencia máxima de cada panel: 310 W.
- Células policristalinas.
- Dimensiones: 1.956 x 992 x 40 mm.
- Peso: 26,5 kg.

Siguiendo la alineación de la pérgola, dejando el retranqueo mencionado anteriormente y tratando de aprovechar al máximo el espacio que se dispone, se obtiene la siguiente vista preliminar del layout:



Ilustración 18: Layout de la instalación con los módulos de 310W.

En esta representación del layout, se obtienen 70 módulos con una potencia instalada de 21,7 kWp, es decir 200W menos que con la anterior configuración.

Para proceder con el siguiente apartado de simulación, es necesario partir con una de las dos distribuciones anteriores.

Sintetizando brevemente las características de ambas se obtiene que:

Con el panel de 150 W:

→ 146 módulos fotovoltaicos.

→ 21,9 kWp.

→ Un peso total de 1.752 kg (396 kg en la primera pérgola, 348 kg en la quinta, 552 kg en la decimocuarta y 492 kg en la decimoséptima).

→ Siendo la carga de la cubierta, que es el cociente entre el peso total de los módulos y el área abarcada por estos, 12,10 kg/m².

→ 110€/ módulo.

Con el panel de 310 W:

→ 70 módulos fotovoltaicos.

→ 21,7 kWp.

→ Un peso total de 1.855 kg (450,5 kg en la primera pérgola, 371 kg en la quinta, 582 kg en la decimocuarta y 450,5 kg en la decimoséptima).

→ Cuya carga en cubierta es de 13,65 kg/m².

→ 138€/ módulo.

Las conclusiones que pueden extraerse al verse los resultados son:

Si se utilizase un tipo de cubierta considerada, según el CTE, ligera sin forjado, ambas cumplirían que el valor límite de sobrecarga, (sin tener en cuenta el peso del cableado), este valor se encuentra por debajo de los 40,77 kg/m² indicados por la norma.

Con los paneles de 150 W, la potencia y la carga estructural por marquesina es menor. Sin embargo, el stock de paneles disponibles por parte del ayuntamiento es mucho menor a los 146, por lo tanto, sería necesario adquirir más de estos, además de hacer un estudio preliminar de la operatividad y del buen funcionamiento de los que ya se dispone, lo cual requeriría un sobrecoste.

En el peor de los casos, que sería comprar los 146 módulos, el coste ascendería a 16.060 €, sin incluir la mano de obra.

Con los paneles de 310 W, la potencia obtenida es menor y la carga que debe soportar cada marquesina es ligeramente superior. No obstante, las ventajas son mayores, puesto que, al disponer de un número de paneles inferior, el montaje y mantenimiento que se requiere por panel es menor, al igual que el cableado, lo cual, supone una ventaja económica respecto a los de 150W.

Además, obtener los 70 módulos implicaría un coste de 9.660€.

Por este razonamiento y porque los paneles más empleados y más eficientes a nivel industrial superan ya los 300 W, lo más correcto sería emplear para este proyecto, paneles de 310W.

A partir de este punto, se van a realizar y a justificar los cálculos con los paneles de 310W.

4.2. CÁLCULO DE LA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.

El siguiente sub-capítulo, sería realizar un estudio de cuál sería la energía obtenida a lo largo del año, de cuál sería la inclinación más óptima de las marquesinas y si existe la posibilidad de un fallo de funcionamiento porque que se produzcan sombras en determinados momentos del día.

Para ello, se va a utilizar la herramienta PVsyst, se trata de un software con el que se puede estudiar, analizar y simular sistemas fotovoltaicos, empleando bases de datos meteorológicas, geográficas e información de los componentes principales. Además, cuenta con la posibilidad de realizar un análisis económico acerca de la rentabilidad de la planta.

El programa parte con la localización de la zona de estudio y con la base de datos con las que se va a obtener el historial de irradiación y temperatura, entre otros parámetros, de cualquier zona deseada, para este proyecto, se va a usar Meteonorm 7,2.

Estos valores son los que se han mostrado en el capítulo 3.

Para poder fijar todas las variables que necesita el programa al realizar la simulación, es necesario definir una serie de “inputs”, estos son:

La orientación:

Se trata de paneles con una inclinación fija, al ser coplanarios a las marquesinas, éstas tendrán la misma inclinación que el panel.

Serán paneles orientados al Sur (azimuth 0°), y lo que se busca es determinar cuál será la inclinación más óptima durante todo el año, es decir, con la que se genere anualmente mayor cantidad de energía. Según la herramienta de PVsyst, se conseguirá inclinándolos 39° :

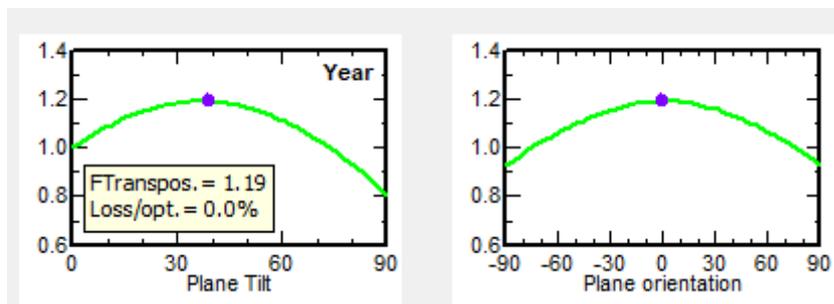


Ilustración 19: Inclinación y orientación óptima según PVsyst.

Para este TFM se van a probar distintas inclinaciones, ya que, cuanto mayor inclinados estén, mayor será la altura de la parte trasera de la pérgola y más difícil será encontrar un fabricante que cumpla una con estas condiciones en el mercado. La altura inicial con la que se realizará la simulación va a ser de 3,5 m, puesto que es la altura estándar de pérgolas y cubiertas.

Las 4 inclinaciones simuladas han sido de (15° , 25° , 39° y 40°), esta última para constatar que la máxima generación se consigue con 39° .

A pesar de proporcionar los datos de las cuatro simulaciones, a continuación, se va a mostrar el procedimiento de cálculo partiendo de la inclinación de 25° :

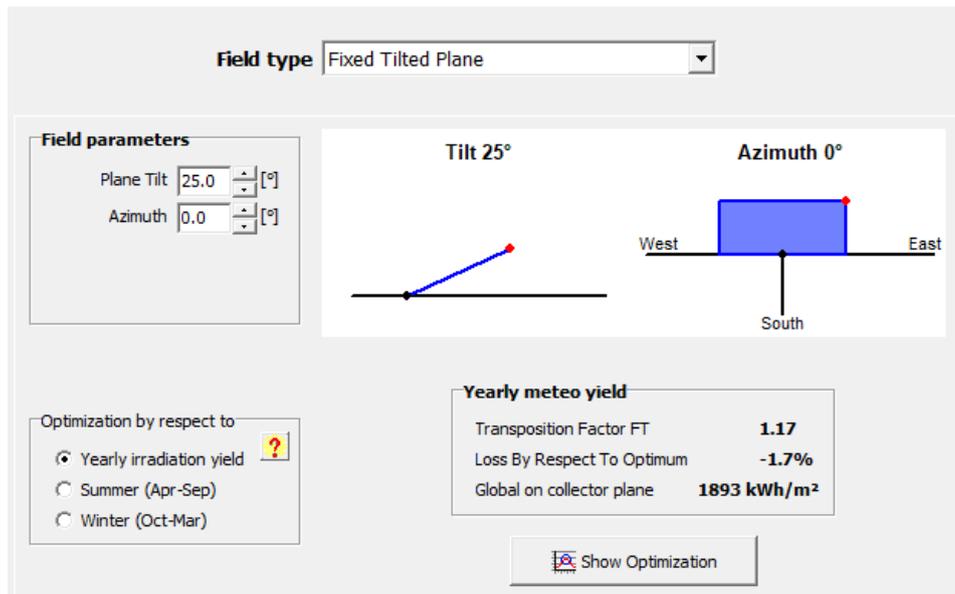


Ilustración 20: Panel fijo inclinado a 25°.

Una vez definida la orientación, el siguiente paso es definir la configuración del sistema, es decir, qué tipo de paneles se van a emplear al igual de la cantidad y tipo de inversores.

Como se ha comentado anteriormente, el cálculo que se va a mostrar en las siguientes páginas del documento, va a ser para los paneles de 310 W del fabricante de *JinkoSolar*.

Viendo el layout de la instalación, lo más lógico para ahorrarse el trazo de zanjas de más y un extra de cable solar, es instalar y dimensionar un inversor por marquesina. Esto implica unir todos los paneles de una pérgola en serie.

En cuanto al tipo de inversores con los que se va a hacer el análisis, al encontrarse el proyecto en una fase tan preliminar, no se ha especificado un tipo concreto de inversor a emplear. Por ello se va a partir en utilizar el *Platinum GimbH (Diehl)*, para las pérgolas con un voltaje inferior a 800V, ya que son un tipo de inversor más económico y empleado para este tipo de voltajes. Para voltajes superiores a este, como ocurre en la marquesina 14, se necesita otro inversor con más potencia, para esta, se va a emplear el *SOLAR POWER MIC X3* de 7kW.

Por lo tanto, son tres inversores de la marca *Platinum GimbH* (dos de 6 kW para la marquesina número 1 y 17, y uno de 5 kW para la marquesina 5).

El último inversor de la marca *Solar Power* de 7 kW para la número 14).

Todas sus hojas de características pueden obtenerse en los Anexos.

Al tener los inversores un voltaje máximo, implica que la cantidad de módulos que pueden conectarse a él es limitada, el máximo número de módulos se obtendría de la siguiente manera:

$$N^{\circ} \text{ máx módulos} = \frac{V_{\text{máx del inversor}}}{V_{\text{máx del módulo}}}$$

Ecuación 4

$$N^{\circ} \text{ máx módulos} = \frac{V_{\text{máx del inversor}}}{V_{oc}(STC) + (T_{\text{min}_{amb}} - T_{\text{stc}_{mód}}) * T^{\circ} \text{coef}}$$

Ecuación 5

Para este caso, si se obtienen dichos valores de los catálogos adjuntados en los anexos:

$$N^{\circ} \text{ máx módulos}_{\text{INVERSOR DE 6 kW}} = \frac{900 \text{ V}}{40,9 + (6 - 25) * -0,31} \approx 19$$

$$N^{\circ} \text{ máx módulos}_{\text{INVERSOR DE 5 kW}} = \frac{720 \text{ V}}{40,9 + (6 - 25) * -0,31} \approx 15$$

$$N^{\circ} \text{ máx módulos}_{\text{INVERSOR DE 7 kW}} = \frac{1000 \text{ V}}{40,9 + (6 - 25) * -0,31} \approx 21$$

No obstante, para el análisis con el PVSyst, se va a realizar el estudio con 4 inversores de 6 kW, ya que inicialmente se había diseñado para que todos los strings fuesen iguales, es decir, que hubiese 5 cadenas de 14 módulos con 4 inversores de 6 kW. Esta idea se descartó porque el tramo extra de zanja para que discurra el cable solar, y el mismo cable solar encarecía enormemente los costes de la instalación.

Partiendo de los 70 módulos de 310 W ubicados en las cubiertas tal y como se ha mostrado en el capítulo anterior, la agrupación que se va a seguir es conectar los módulos de las pérgolas en serie, lo cual, formarán 4 grupos o cadenas (denominados comúnmente como strings).

Un *string* consiste en agrupar los paneles en serie de tal forma que, a la salida del inversor, se consiga extraer la máxima potencia asegurándose que los valores de intensidad, tensión y potencia a su entrada, no excedan a los indicados por la hoja de características.

Por tanto, en este caso, un primer string estará formado por 14 módulos, otro string por 17, otro por 21 y el último por 18.

Un posible ejemplo de agrupación puede ser el siguiente:

Proyecto de instalación de generación fotovoltaica de 22 kWp en espacio público para una comunidad de energía urbana formada por 10 consumidores diversos.



Ilustración 21: Subdivisión de las pérgolas por strings.

Siguiendo con lo comentado anteriormente, la configuración del tipo de módulos y de los inversores introducidos en el programa quedaría:

PV Array

Sub-array name and Orientation

Name: PV Array

Orient: Fixed Tilted Plane

Tilt: 25°

Azimuth: 0°

Presizing Help

No sizing

Enter planned power: 21.7 kWp

... or available area(modules): 136 m²

Select the PV module

Available Now: [dropdown]

Filter: All PV modules

Approx. needed modules: 70

Jinkosolar | 310 Wp 30V | Si-poly | JKMS310PP-72V Maxim | Since 2017 | Manufacturer/Maxir | [Open]

Sizing voltages: Vmpp (60°C) Maxim MAX20800A 384 W Since 2017 | [Open]

Use Optimizer (6°C) 48.6 V | Optimizer Vout clipping = 40.9 V

Select the inverter

Available Now: [dropdown]

Output voltage 400 V Tri 50Hz

Platinum GmbH (Diehl) | 6.0 kW | 350 - 720 V | TL | 50 Hz | Platinum 7000 R3-MDX-10 752658 | Since 2012 | [Open]

Nb. of inverters: 4

Operating Voltage: 350-720 V

Global Inverter's power: 24.0 kWac

Input maximum voltage: 900 V

Ilustración 22: Configuración de los elementos del sistema.

La potencia pico total de la planta no sobrepasa a la disponible por los inversores, lo cual, permitiría en un futuro si se desease, aumentar el número de módulos fotovoltaicos.

Los siguientes parámetros a detallar son las pérdidas del sistema.

Los primeros, son los denominados "thermal parameters":

Proyecto de instalación de generación fotovoltaica de 22 kWp en espacio público para una comunidad de energía urbana formada por 10 consumidores diversos.

Ageing | Unavailability | Spectral correction

Thermal parameter | Ohmic Losses | Module quality - LID - Mismatch | Soiling Loss | IAM Losses | Auxiliaries

You can define either the Field thermal Loss factor or the standard NOCT coefficient:
the program gives the equivalence !

Field Thermal Loss Factor

Thermal Loss factor $U = U_c + U_v * \text{Wind vel}$

Constant loss factor U_c 20.0 W/m²K ?

Wind loss factor U_v 0.0 W/m²K / m/s

Default value acc. to mounting

"Free" mounted modules with air circulation

Semi-integrated with air duct behind

Integration with fully insulated back

NOCT equivalent factor

NOCT (Nominal Operating Cell temperature) is often specified by manufacturers for the module itself. This is an alternative information to the U-value definition which doesn't make sense when applied to the operating array.

Don't use the NOCT approach. This is quite confusing when applied to an array !

See the NOCT anyway ?

Ilustración 23: Thermal parameter.

Donde se le indica que se trata de un sistema semi integrado en las cubiertas.

Como factor de pérdidas térmicas del campo se toman los valores por defecto que recomienda el programa.

Las pérdidas óhmicas dadas en las conexiones a los inversores y de estos hasta los contadores son debidos a las caídas de tensión por el cableado.

Se trata de una instalación con inversores distribuidos en cada una de las pérgolas, sin embargo, el punto de inyección en la red no estará tan próximo. Por esta razón, las pérdidas en AC serán mayores a las pérdidas en DC.

Para limitar estas pérdidas, lo recomendable es elegir una sección de cable tal que, teniendo en cuenta que la longitud de este hasta el punto de inyección pueda estar lejos, no sobre pasen un cierto valor y haga que se reduzca la generación anual.

Al no conocerse distancias exactas de dónde se va a inyectar esta energía, se va a estimar un valor aproximado de 125 m y una sección de 35 mm², que, en los cálculos de la sección del cable de los anexos, se demuestra que este valor está sobre dimensionado, pero es válido para esta instalación.

Al no haber un transformador externo, no se van a contabilizar estas pérdidas.

Proyecto de instalación de generación fotovoltaica de 22 kWp en espacio público para una comunidad de energía urbana formada por 10 consumidores diversos.

Ilustración 24: Ohmic Losses.

En el momento de conocer los consumidores que van a formar parte de esta comunidad, y las distancias exactas a la red, habría que volver a introducir el valor de la distancia entre los inversores y los puntos de inyección.

Continuando con la definición de las pérdidas del sistema, se encuentran:

Las denominadas “Module quality loss”, son variaciones del funcionamiento de los módulos en el campo respecto a los que el fabricante indica en sus ensayos de (STC) Standard Test Conditions. Como valor estimado va a considerarse un 1%.

Las siguientes son “Light Induced Degradation” son las pérdidas por degradación de los módulos, especialmente, en los primeros años de puesta en marcha, debido a las reacciones químicas de los elementos que los componen. Teniendo en cuenta que, durante las primeras horas del día se inducen una serie de pérdidas respecto a los valores obtenidos por los ensayos de los fabricantes, se va a estimar un valor del 1%.

En cuanto a las “Module Mismatch losses” son pérdidas por desajustes ya que, todos los módulos pueden no tener la misma inclinación y orientación por el hecho de que no están todos los strings en las mismas pérgolas, habrá por tanto una variación de tensión e intensidad, Este valor se va a considerar también un 1%.

Quedando, por tanto:

Proyecto de instalación de generación fotovoltaica de 22 kWp en espacio público para una comunidad de energía urbana formada por 10 consumidores diversos.

The screenshot shows a software interface with several tabs: Ageing, Unavailability, and Spectral correction. Under the Unavailability tab, there are sub-tabs for Thermal parameter, Ohmic Losses, Module quality - LID - Mismatch, Soiling Loss, IAM Losses, and Auxiliaries. The 'Module quality - LID - Mismatch' sub-tab is active, displaying four configuration panels:

- Module quality:** Module efficiency loss is set to 1.0%. A red warning message states: "Deviation of the average effective module efficiency with respect to manufacturer specifications." A help icon is present.
- LID - Light Induced Degradation:** LID loss factor is set to 1.0%. A red warning message states: "Degradation of crystalline silicon modules, in the first operating hours by respect to the manufacturing flash test STC values." A help icon is present.
- Module Mismatch Losses:** Power Loss at MPP is 1.0%. Loss when running at fixed voltage is 2.5%. A red message states: "Module-level optimizers: no Mismatch Loss". A "Detailed computation" button and a help icon are present.
- Strings voltage mismatch:** Power Loss at MPP is 0.0%. A "Detailed study" button and a help icon are present.

Ilustración 25: Module quality, LID and Mismatch losses.

Al tratarse de una instalación tan pequeña, sin irregularidades en el terreno y ubicada en un lugar en el que fácilmente pueden realizarse inspecciones, no se han tomado los valores por defecto de entre (1,5 y del 2%) de estas pérdidas.

Partiendo de este último comentario, otras pérdidas a considerar son las “Soiling loss” debidas a la suciedad presente en los módulos. Cuanto mayor inclinados estén, más difícil será que la suciedad y el agua se quede presente en ellos, para este proyecto debido a su ubicación, las posibles nevadas no resultan un problema.

Como no son paneles que están en la intemperie ni se encuentran muy alejados, este factor no va a ser muy alto, sino que se va a estimar alrededor del 1,5%, puesto que, no resultará complicando realizar una limpieza periódica.

The screenshot shows the same software interface as in Illustration 25, but with the 'Soiling Loss' sub-tab selected under the 'Unavailability' tab. The configuration panel for 'Yearly soiling loss factor' is visible:

- Yearly soiling loss factor:** Yearly loss factor is set to 1.5%. A checkbox for "Define monthly values" is unchecked. A help icon is present.

Ilustración 26: Soiling losses.

Las últimas pérdidas “IAM Losses” son unas pérdidas debidas al ángulo de incidencia, las cuales, sigue las leyes de Fresnel acerca de la reflexión. En el presente TFM se va a utilizar el modelo de ASHRAE para contabilizarlas, ya que para ángulos de incidencia superior al 65%, empieza a perderse una importante cantidad de radiación:

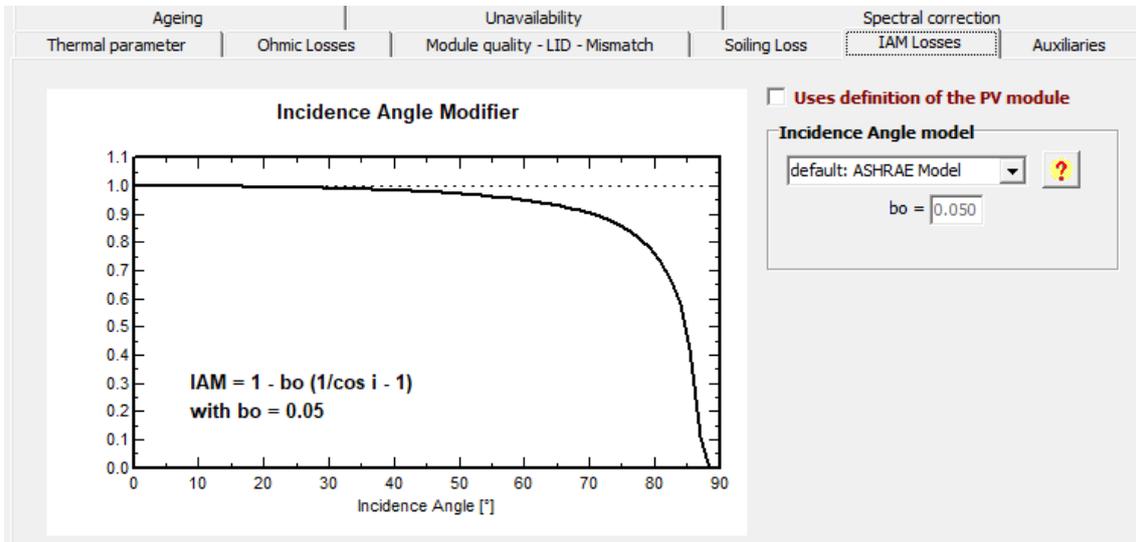


Ilustración 27: IAM Losses.

El último punto a precisar antes de empezar con la simulación, es el estudio de las posibles sombras que puedan darse en los paneles debido a los elementos y estructuras colindantes con el parque, para ello, va a definirse en PVsyst la propia estructura donde están los módulos y los elementos próximos a estos.

Para poder definir el layout completo del parque, es necesario conocer, primero la inclinación de los paneles seguido de la altura inicial de donde se ubican. Con estos valores y conociendo las filas de módulos, se podrá conocer la altura máxima necesaria de la marquesina.

Lo siguiente, va a ser conocer los tipos de árboles que pueden llegar a producir sombras en determinadas fechas del año y horas del día. Averiguar las dimensiones de estos elementos resulta una tarea un poco ambigua, puesto que, es necesario conocer los tipos de árboles que se encuentran instalados, la edad de dichos árboles, si tienen un crecimiento medio-rápido y el tipo de follaje.

Estos árboles si todavía son “jóvenes” se encuentran creciendo constantemente, lo que hoy se simule con unas dimensiones fijas, dentro de X años habrá cambiado. Además, este proyecto si se aprueba y se pone en marcha, tardará al menos unos 3-5 años, puesto que, está sujeto a un procedimiento burocrático largo, aprobación del concurso, concesión de licencias, trámites de construcción y puesta en marcha de la instalación.

Es un proyecto en el que se espera que tenga una vida de unos 25 años y teniendo en cuenta que radiación pasada no implica radiación futura, existe un grado de incertidumbre en estos cálculos.

Se va a partir de la hipótesis de que son árboles ya crecidos en edad adulta, donde el tipo de follaje, al menos en invierno, es reducido cerca de donde se encuentran las marquesinas, y en cuanto a las palmeras, sí que estarán más pobladas.

Representándolos mediante el programa quedarían:

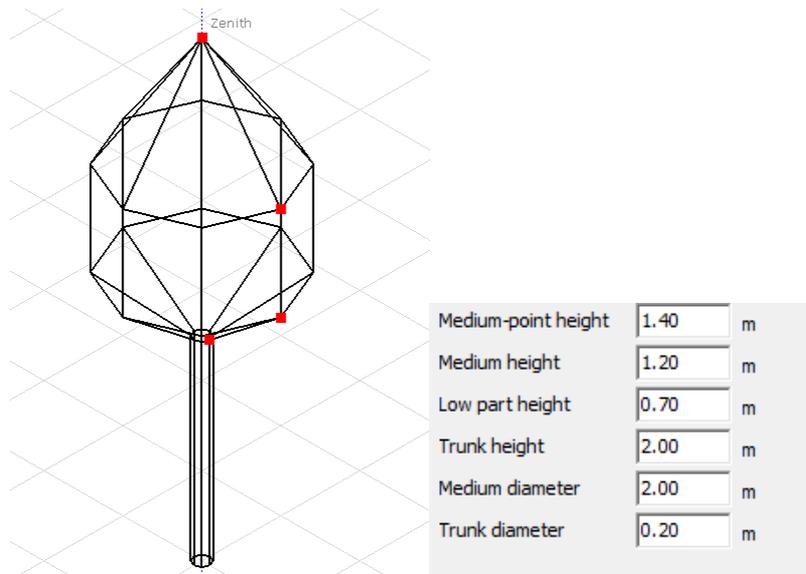


Ilustración 28: Primer tipo de árbol definido para la simulación.

Los siguientes tipos de árboles son una hilera de palmeras situadas a unos 17 metros de la marquesina 14, siendo su representación en el software:

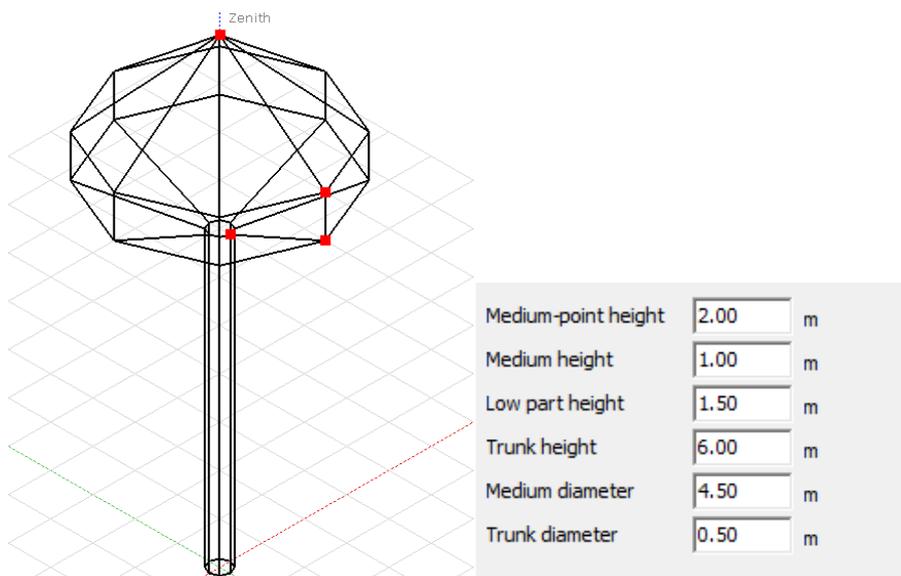


Ilustración 29: Segundo tipo de árbol definido para la simulación.

El último tipo de árbol, son otras palmeras de un tamaño superior al anterior, y que se encuentran a 15 m de la marquesina 5.

Nuevamente, en PVsyst se definirían de la siguiente manera:

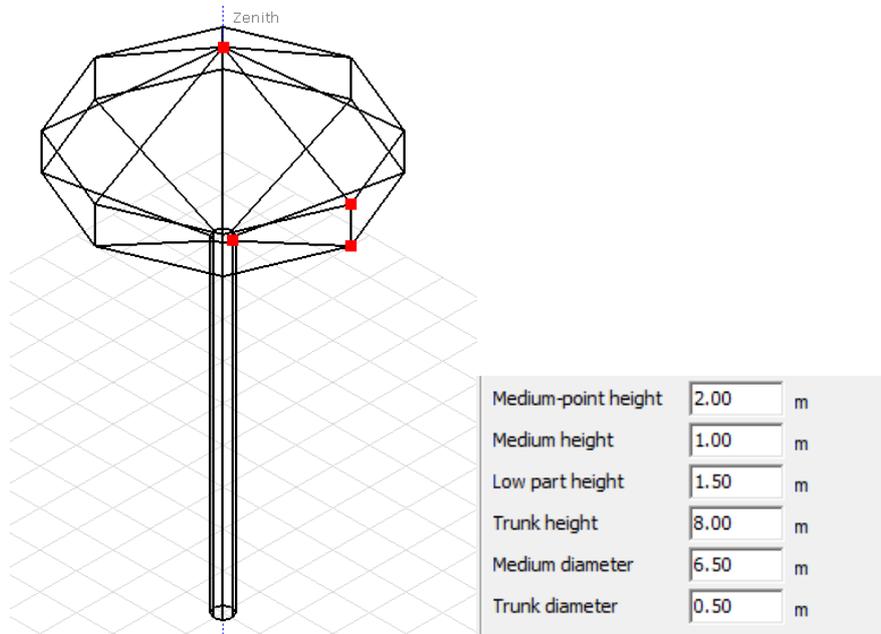


Ilustración 30: Tercer tipo de árbol definido para la simulación.

A continuación, se va a representar los últimos elementos necesarios, las marquesinas ya instaladas en el parque que no contienen paneles sobre su superficie, y los 70 módulos con los que se va a realizar la simulación.

Quedando la zona de estudio de la siguiente manera:

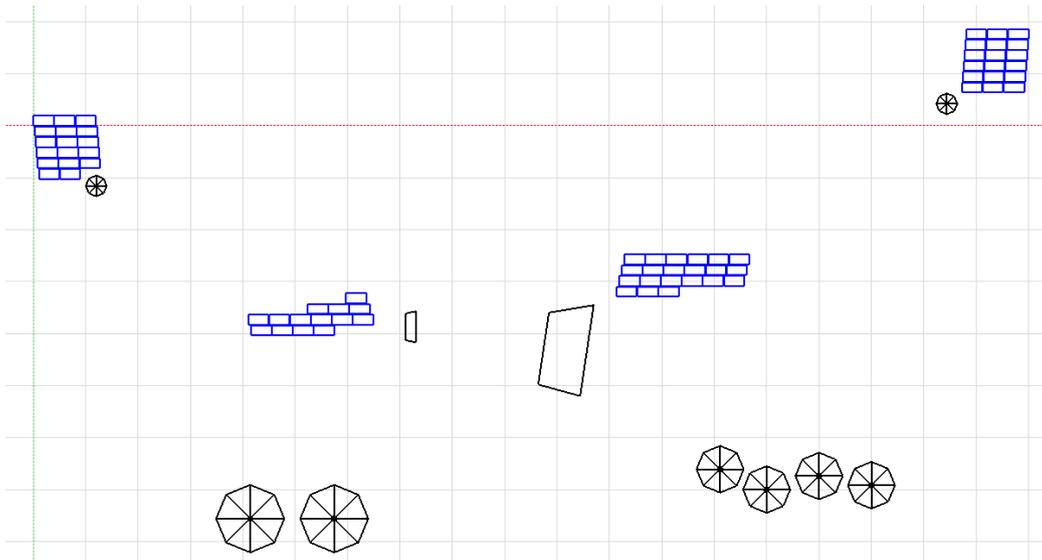


Ilustración 31: Layout en vista de planta representado en PVsyst.

Viéndola de perfil con la altura de las marquesinas acotadas quedaría:

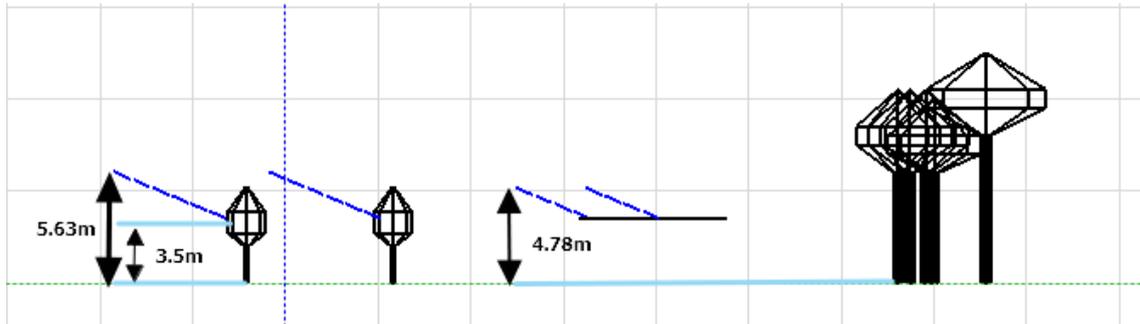


Ilustración 32 Layout en vista de perfil representado en PVsyst.

Todos estos módulos tendrán una inclinación de 25° , ya que como se ha comentado anteriormente, esta va a ser la primera simulación.

Tal y como se aprecia en la imagen anterior, la altura inferior de la marquesina empezará siendo de 3,5 m, siendo la parte posterior más alta de ellas de 5,63 m, como se han dejado 0,3 m de retranqueo, serían casi 5,8 m de altura máxima de marquesina y como mínima 4,9 m.

Viéndose en 3D sería finalmente:

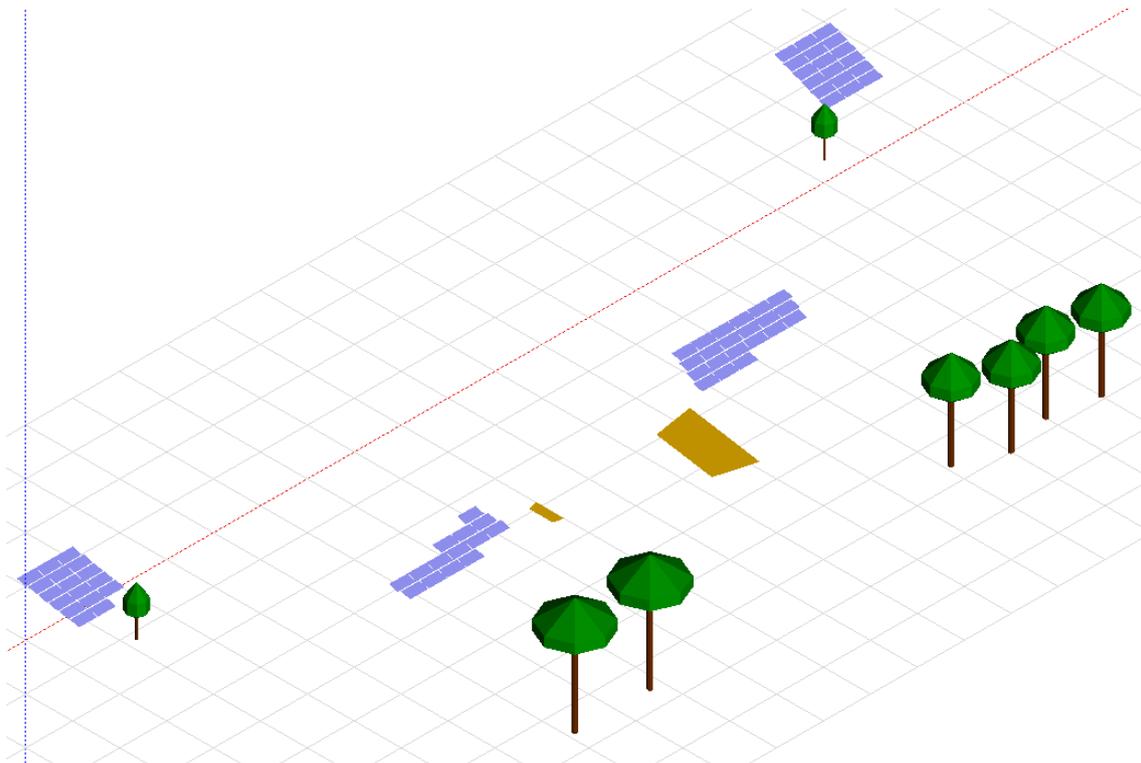


Ilustración 33: Layout en 3D por PVsyst.

Tras haber ubicado el sistema, ya puede realizarse el estudio de las sombras, se va a representar en el presente capítulo, los resultados obtenidos tras simular para el día más desfavorable del año y para el más favorable.

El día más desfavorable del año es el 21 diciembre, se trata del día en el que la posición del sol será la más baja y, por tanto, el ángulo de incidencia de los rayos del sol a la normal de las placas será inferior.

Tras la simulación:

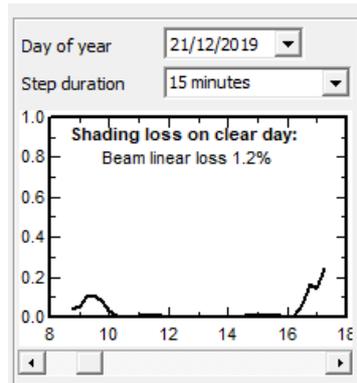


Ilustración 34: Curva de las sombras generadas para el 21 de diciembre.

Se aprecian dos picos durante la trayectoria del sol (8:30-10:00 h) y a partir de las 16:00h, pero fuera de las horas en las que la radiación es mayor.

Para el primer tramo de sombras, los paneles afectados son:

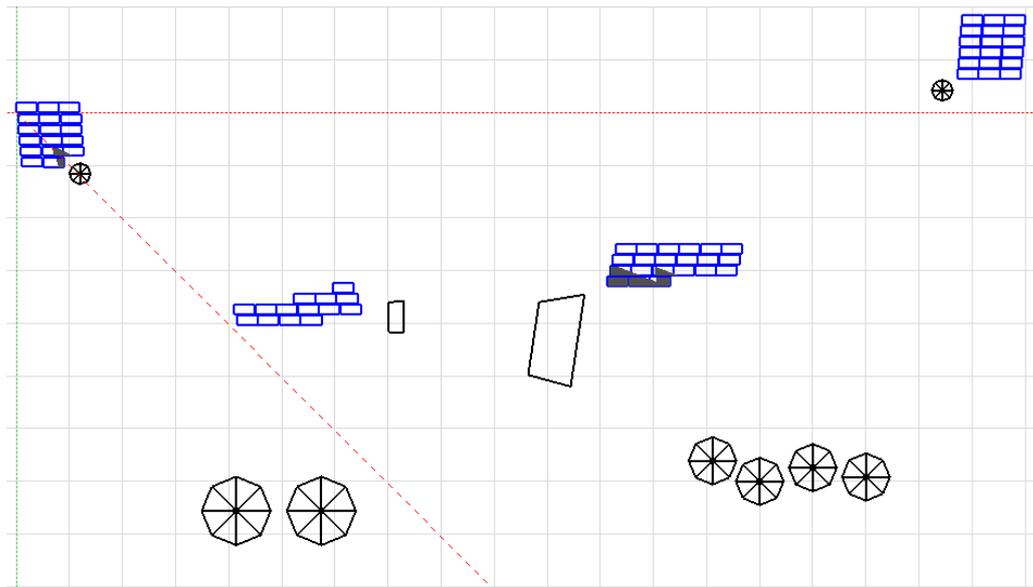


Ilustración 35: Paneles afectados por el primer pico de sombras.

Son sobre todo los dispuestos en la marquesina 14.

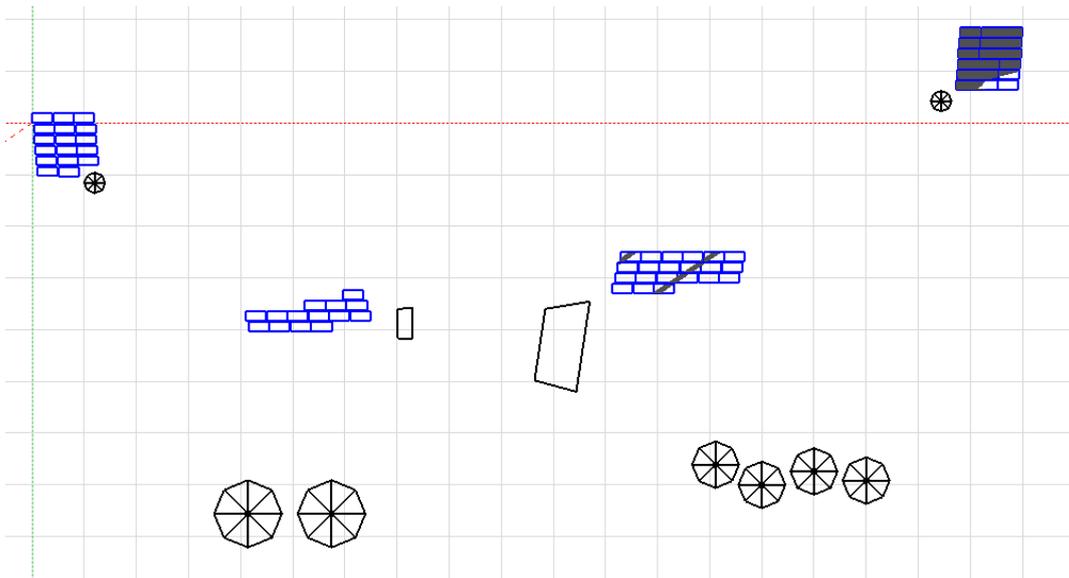


Ilustración 36: Paneles afectados por el segundo pico de sombras.

En este caso, los paneles más afectados son los de la pérgola 17.

En cuanto a la simulación para el día más favorable del año (21 de junio), que es el día en el que el día dura más y por tanto la radiación a lo largo del día será mayor, además, el sol estará en la posición más alta y por tanto más perpendicular respecto a la normal de los paneles.

La simulación para este día:

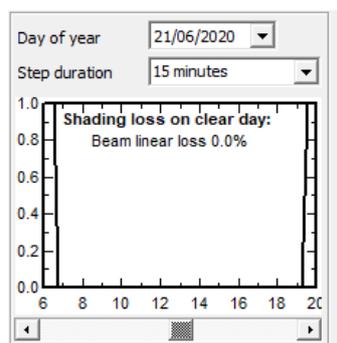


Ilustración 37: Curva de las sombras generadas para el 21 de junio.

Como puede apreciarse, las sombras que podrían producir los elementos a los paneles son ínfimas.

Puede concluirse, por tanto, que el resultado es positivo, tanto los árboles como las pérgolas presentes, no perjudican el funcionamiento de los nuevos módulos. Esto puede confirmarse a través del diagrama de iso-sombreados obtenidos tras la simulación:

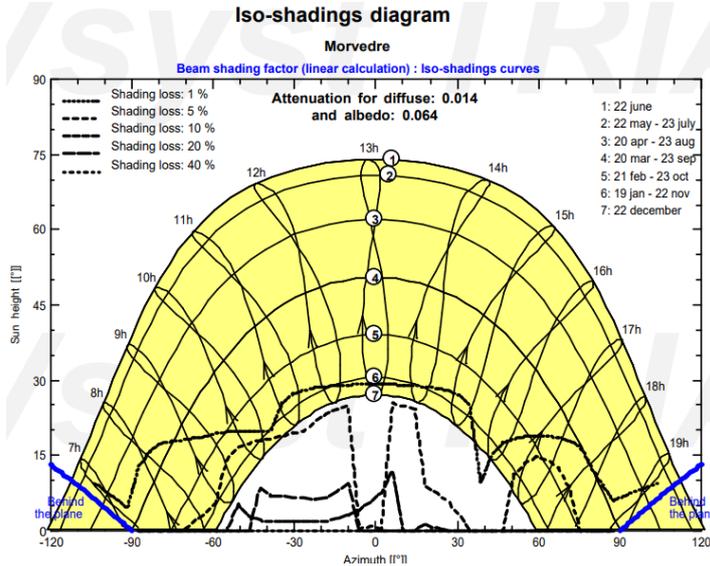


Ilustración 38: Diagrama de ISO-Sombreados.

Para un Azimuth de 0°, solamente se producirán sombras sobre los paneles en períodos invernales, (sobre los meses de noviembre, diciembre y enero) representando éstas entre un 1-5% de las pérdidas, lo cual, puede razonarse que no representa un alto porcentaje de pérdidas.

Por último, sería proceder con la simulación, obteniéndose tras esta los siguientes resultados:

System kind	Tables on a building
System Production	32.5 MWh/yr
Specific production	1498 kWh/kWp/yr
Performance Ratio	0.806
Normalized production	4.10 kWh/kWp/day
Array losses	0.85 kWh/kWp/day
System losses	0.14 kWh/kWp/day

Ilustración 39: Resultados de PVsyst simulando a 25° de inclinación.

Como puede verse, se obtendría una generación anual de 32,5 MWh/año. Se trata de una instalación viable tecnológicamente puesto que, tiene un rendimiento por encima del 80%,

siendo dicho valor, el límite a partir del cual un proyecto fotovoltaico funciona correctamente y proporciona resultados positivos.

El diagrama de pérdidas, del documento obtenido tras la simulación y adjuntado en los anexos, es el siguiente:

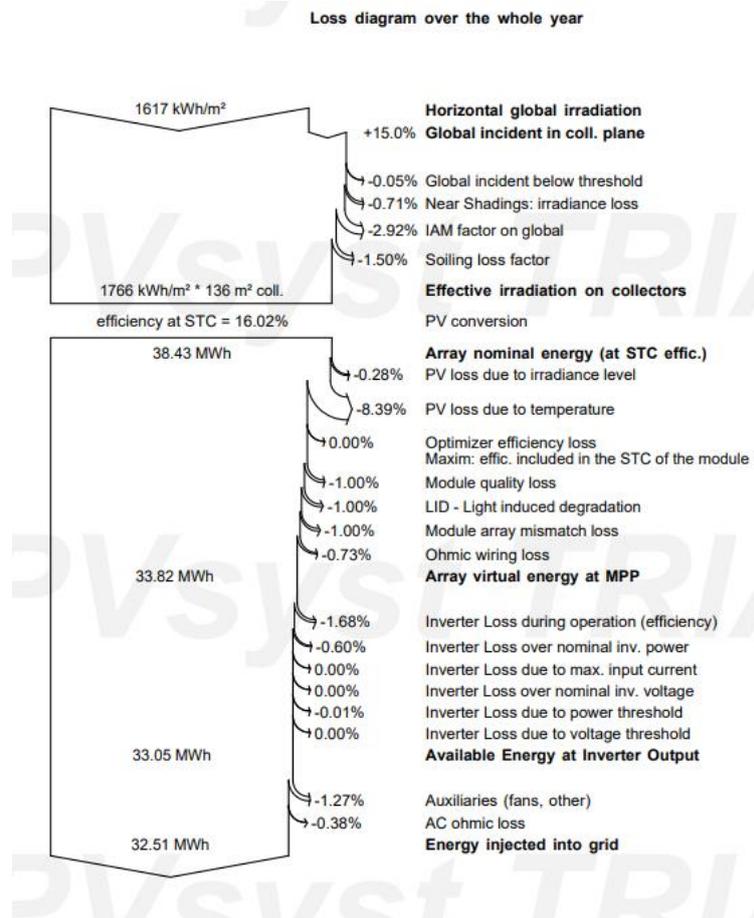


Ilustración 40: Diagrama de pérdidas de la generación.

Las principales pérdidas se deben a las pérdidas por temperatura de los paneles, debido a que las condiciones en las que están en funcionamiento los paneles, son distintas a las proporcionadas por las especificaciones de los fabricantes (condiciones STC), las temperaturas en la C.Valenciana, alcanzan valores muy altos, cuanto mayor sean estas, mayor será la pérdida porcentual de potencia por grado.

Esto puede observarse mediante las curvas de funcionamiento de los módulos:

Proyecto de instalación de generación fotovoltaica de 22 kWp en espacio público para una comunidad de energía urbana formada por 10 consumidores diversos.

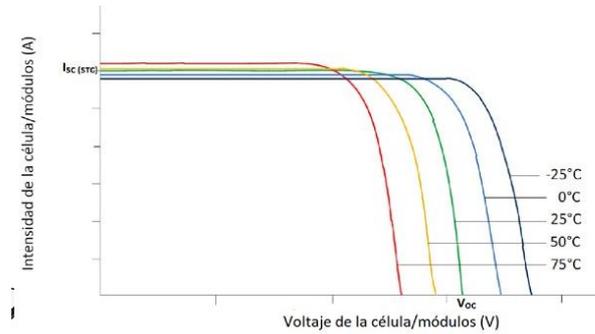


Ilustración 41: Curva I-V de funcionamiento de los módulos.

A mayor temperatura, menor tensión de circuito abierto y por tanto menor potencia, ya que el punto de potencia máxima se dará en la intersección entre tensión de circuito abierto e intensidad de cortocircuito.

Otras pérdidas que pueden extraerse del diagrama, son las pérdidas por sombras, que tal y como se valora, representan tan solo un 0,71 % del total.

Otra de las pérdidas más altas, se encuentra en las pérdidas debidas a la reflexión de la radiación en la cubierta del panel, ya sea por el material o el espesor de la cubierta, a través del factor de corrección de la potencia "IAM". Estas pérdidas resultan un 2,92% del total.

Por último, están las definidas por la suciedad de los paneles (1,5%) y por el cableado y degradación de los paneles.

Respecto al balance de parámetros tales como la generación, según el mes del año quedaría:

Balances and main results								
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	
January	67.2	27.39	9.91	103.5	97.9	1.977	1.907	0.849
February	90.7	33.07	11.05	125.9	119.8	2.371	2.292	0.839
March	134.8	52.23	13.82	162.5	154.8	2.976	2.877	0.816
April	166.5	67.83	15.52	180.9	171.7	3.285	3.177	0.809
May	188.5	77.16	19.12	188.3	178.7	3.364	3.247	0.795
June	202.4	83.55	23.32	196.0	186.0	3.461	3.345	0.786
July	209.7	78.00	26.03	207.6	197.4	3.605	3.484	0.773
August	178.8	78.83	26.11	188.5	178.9	3.298	3.186	0.779
September	137.0	57.31	22.65	157.9	150.0	2.795	2.700	0.788
October	110.3	41.86	19.21	146.6	139.5	2.672	2.582	0.811
November	71.6	29.09	13.62	106.8	101.3	2.007	1.934	0.834
December	59.8	25.49	10.86	95.1	89.6	1.809	1.743	0.844
Year	1617.4	651.80	17.64	1859.6	1765.7	33.621	32.474	0.805

Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings
	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
	T_Amb	T amb.	E_Grid	Energy injected into grid
	GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio

Ilustración 42: Resultados del balance tras la simulación.

Siendo los valores encuadrados en rojo, muy importantes y útiles para el siguiente capítulo.

En la siguiente tabla, se sintetiza las distintas generaciones obtenidas con los grados de inclinación que se mencionaron previamente y con el mismo procedimiento que se ha mostrado anteriormente:

Inclinación	Generación MWh/año	Altura máxima de marquesina (m)
15°	31,36	5
39°	32,70	7,23
40°	32,65	7,32

Tabla 6: Simulación para otras inclinaciones.

Finalmente se concluye el apartado de cálculos observando que la máxima generación se obtiene efectivamente con la inclinación de 39°, esto implica una mayor altura de las pérgolas y también mayores pérdidas por sombras.

A continuación, se muestra un cálculo rápido con el que se demuestra que la generación extra obtenida para una marquesina de 39°, no sale tan rentable económicamente:

Si con una inclinación de 39° se produce 32,7 MWh/año y con 15°, 31,36 MWh/año, si el precio de venta del KWh es de 0.12€:

$$(32,70 - 31,36) * 1000 * 0.12 = 160,8 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

Es decir, se obtendría de beneficio anual 160,8 € lo cual, no compensa al “sobre coste” que costaría comprar pérgolas de tamaño no estandarizado.

Las pérgolas son los elementos más caros de la instalación, si estas son más grandes y más altas, el extra de material hace que se encarezca enormemente el proyecto.

Por esta razón, lo más rentable sería instalar los paneles en pérgolas inclinadas 15°.

4.3. CÁLCULO DE LAS CURVAS DE DEMANDA ELÉCTRICA.

Tras conocer la cantidad de energía que se podría obtener con la instalación de los módulos en el parque, el siguiente punto, es ver si con éstos, podría cumplirse el objetivo de proporcionar energía, de forma continua, durante las horas de sol a un conjunto de consumidores que quieran formar parte de esta comunidad de energía.

Para ello, es necesario hacer un estudio del consumo de energía anual de una serie de usuarios y compararlo con la generación del parque solar.

Hasta ahora, hay un total de 10 de ellos que cumplen con las condiciones definidas al comienzo de este documento y que han mostrado interés en formar parte de este proyecto, han proporcionado sus curvas de consumo, para así, poder formar parte del estudio.

Los datos proporcionados, es el consumo horario en Wh de todo un año, en este caso, del 2019.

Un extracto de los datos estudiados es el siguiente:

Curvas de consumo											
Fecha	Generación Wh										TOTAL Wh
	CUP 1	CUP 2	CUP 3	CUP 4	CUP 5	CUP 6	CUP 7	CUP 8	CUP 9	CUP 10	
!019/01/01 01:00	229	217	129	185	1416	156	739	686	139	83	3979.00
!019/01/01 02:00	253	219	140	116	691	189	210	719	252	1035	3824.00
!019/01/01 03:00	253	282	95	169	689	191	126	698	124	97	2724.00
!019/01/01 04:00	356	310	197	211	669	169	133	548	202	81	2876.00
!019/01/01 05:00	266	231	132	109	957	96	132	163	333	77	2496.00
!019/01/01 06:00	242	231	132	179	101	152	193	91	274	109	1704.00
!019/01/01 07:00	257	239	114	250	133	179	233	88	232	190	1915.00
!019/01/01 08:00	257	211	126	205	221	96	164	123	343	88	1834.00
!019/01/01 09:00	251	243	127	611	111	134	177	80	211	75	2020.00
!019/01/01 10:00	245	252	106	532	120	232	286	73	126	75	2047.00
!019/01/01 11:00	345	274	158	398	136	146	183	147	279	190	2256.00
!019/01/01 12:00	311	293	93	243	105	251	243	162	223	1304	3228.00
!019/01/01 13:00	307	347	142	297	131	555	322	97	218	1466	3882.00
!019/01/01 14:00	331	453	130	707	295	992	455	168	351	179	4061.00
!019/01/01 15:00	252	927	111	1000	133	260	1201	390	519	242	5035.00
!019/01/01 16:00	262	344	144	299	97	172	682	1067	266	236	3569.00
!019/01/01 17:00	268	359	106	832	120	181	488	758	346	172	3630.00
!019/01/01 18:00	347	244	137	579	133	1416	653	440	158	172	4279.00
!019/01/01 19:00	511	244	118	332	124	741	243	505	201	362	3381.00
!019/01/01 20:00	447	278	114	704	1142	894	409	532	255	371	5146.00
!019/01/01 21:00	428	598	183	390	177	855	540	471	172	253	4067.00
!019/01/01 22:00	250	299	128	548	112	535	416	665	204	693	3850.00
!019/01/01 23:00	232	296	117	532	124	788	314	346	367	228	3344.00
!019/01/02 00:00	295	298	130	132	139	790	173	436	264	242	2899.00
!019/01/02 01:00	408	269	124	274	83	163	179	327	332	159	2318.00
!019/01/02 02:00	331	289	125	165	141	125	150	107	144	80	1657.00
!019/01/02 03:00	249	284	118	120	97	158	122	72	138	86	1444.00
!019/01/02 04:00	267	216	127	158	124	170	104	82	251	80	1579.00
!019/01/02 05:00	274	234	116	132	122	133	142	99	126	78	1456.00
!019/01/02 06:00	256	245	126	236	107	199	191	122	121	79	1682.00
!019/01/02 07:00	267	230	117	194	135	241	248	73	233	75	1813.00
!019/01/02 08:00	276	285	125	194	87	201	133	156	179	72	1708.00
!019/01/02 09:00	249	227	115	519	145	183	119	183	175	195	2110.00
!019/01/02 10:00	259	209	137	145	82	318	127	66	176	116	1635.00
!019/01/02 11:00	241	235	117	219	141	1053	99	90	147	1706	4048.00
!019/01/02 12:00	249	223	128	265	101	245	173	193	98	384	2059.00
!019/01/02 13:00	376	268	158	379	128	253	1097	289	175	81	3204.00
!019/01/02 14:00	342	370	112	306	397	697	1795	305	256	723	5303.00
!019/01/02 15:00	340	422	2029	1088	1272	1214	1094	133	120	367	8079.00

Ilustración 43: Consumo anual de los 10 usuarios.

Proyecto de instalación de generación fotovoltaica de 22 kWp en espacio público para una comunidad de energía urbana formada por 10 consumidores diversos.

Para poder visualizar de forma simplificada los datos, se ha representado, para los 10 usuarios, sus curvas de consumo anuales, siendo éstas:

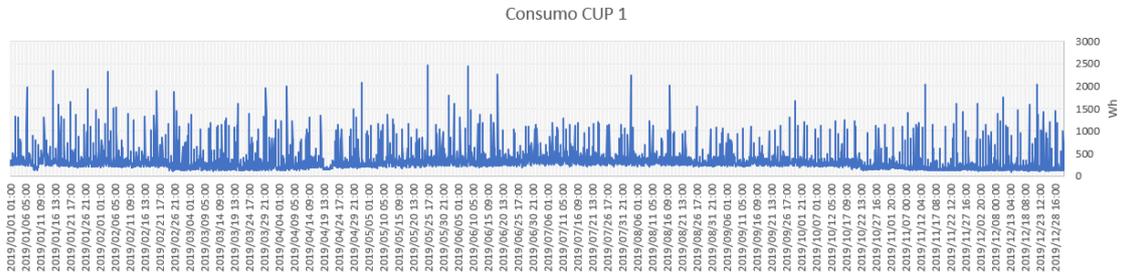


Gráfico 1: Consumo anual del usuario número 1.

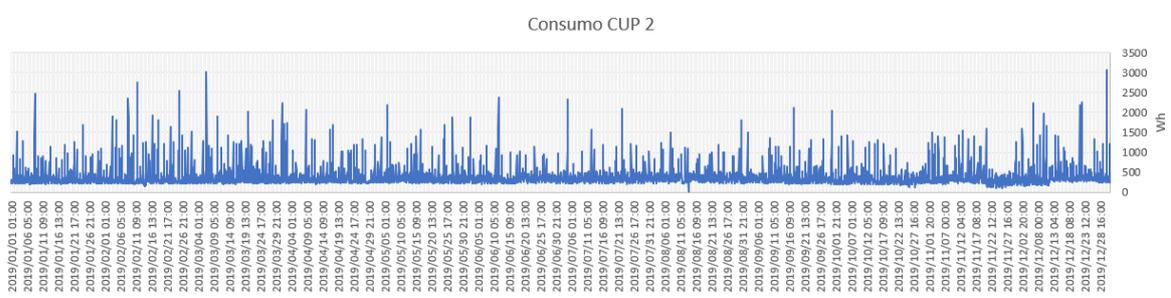


Gráfico 2: Consumo anual del usuario número 2.

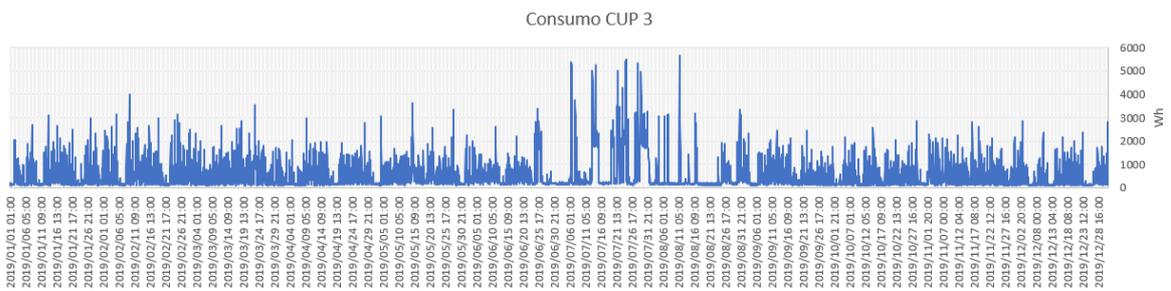


Gráfico 3: Consumo anual del usuario número 3.

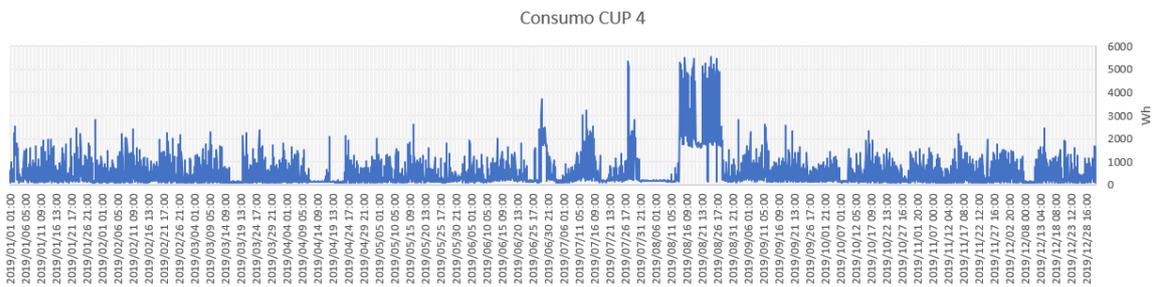


Gráfico 4: Consumo anual del usuario número 4.

Proyecto de instalación de generación fotovoltaica de 22 kWp en espacio público para una comunidad de energía urbana formada por 10 consumidores diversos.

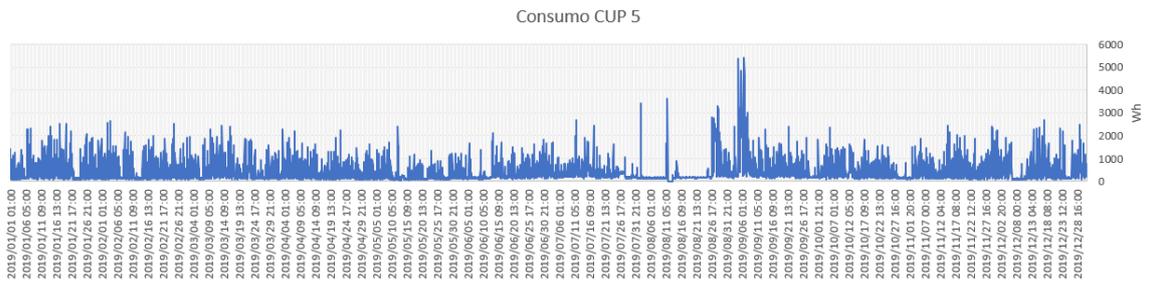


Gráfico 5: Consumo anual del usuario número 5.

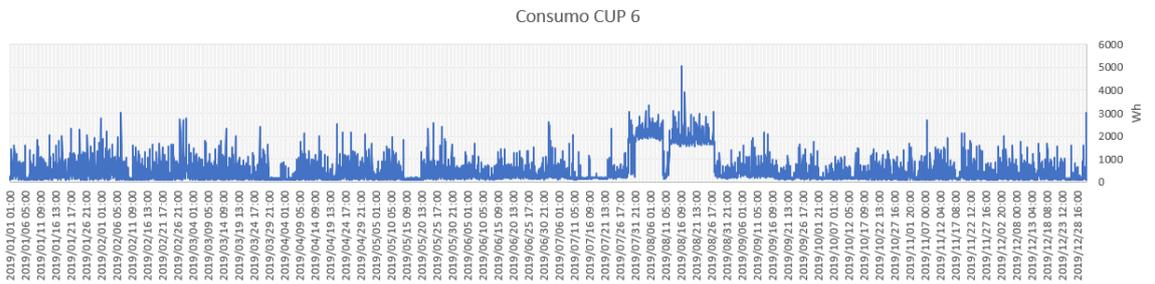


Gráfico 6: Consumo anual del usuario número 6.

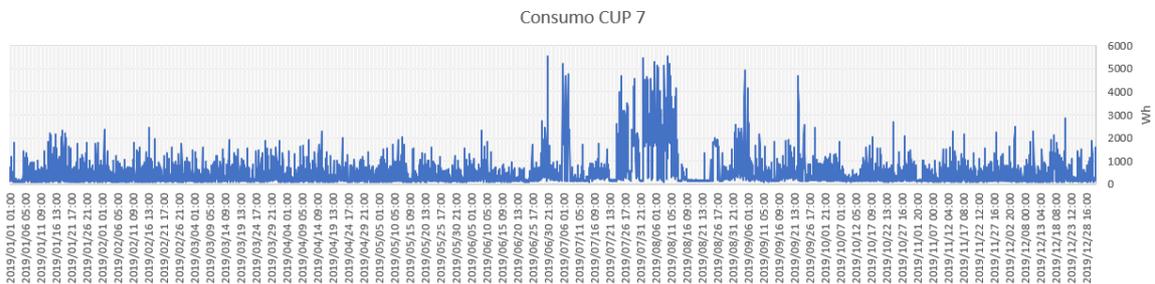


Gráfico 7: Consumo anual del usuario número 7.

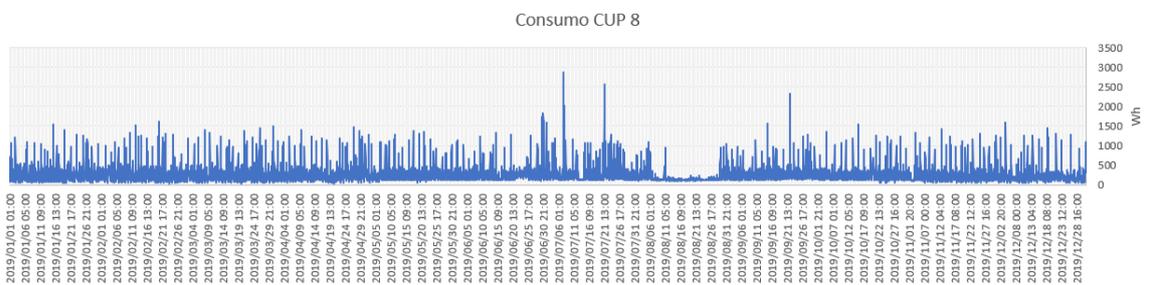


Gráfico 8: Consumo anual del usuario número 8.

Proyecto de instalación de generación fotovoltaica de 22 kWp en espacio público para una comunidad de energía urbana formada por 10 consumidores diversos.

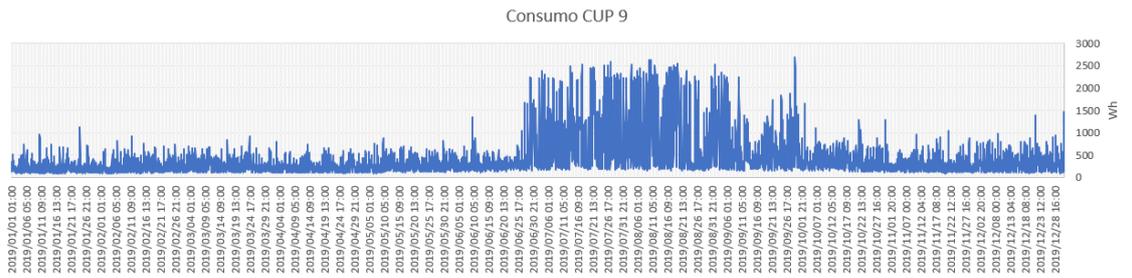


Gráfico 9: Consumo anual del usuario número 9.

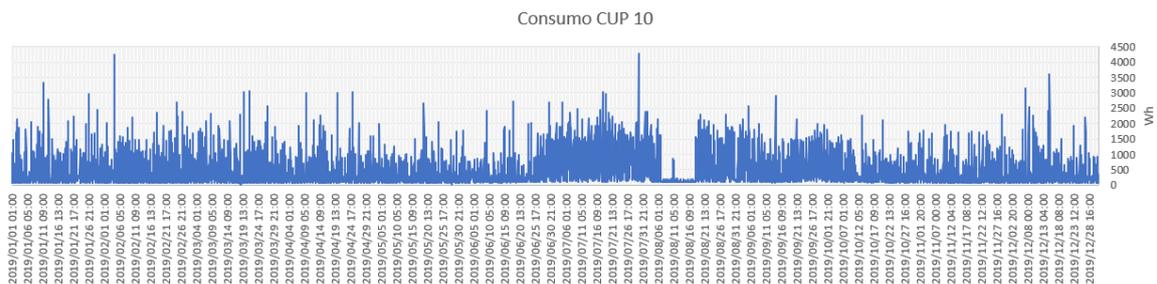


Gráfico 10: Consumo anual del usuario número 10.

Son 10 gráficas de consumidores totalmente anónimos, es decir, no se conoce el número de personas que viven en cada vivienda, ni el funcionamiento que hacen con la electricidad, ni lo que pagan por ese consumo. La única información disponible, es que son vecinos del entorno del parque, y que todos ellos son consumos de viviendas, es decir, no hay de ningún comercio.

Como se puede observar, son bastante dispares. Algunas de ellas, tienen su principal pico de consumo en los meses veraniegos, como el CUP 4, el CUP 7, y el CUP 9, en cambio, otros como el CUP 1 y el CUP 2, parece tener un consumo constante en picos a lo largo del año. El CUP 10 por ejemplo, muestra que para agosto a penas consume energía, sin embargo, en los meses de invierno y al empezar el verano es cuando más energía requieren.

Con estos valores, se ha representado la gráfica total anual del consumo de los 10 CUPS:

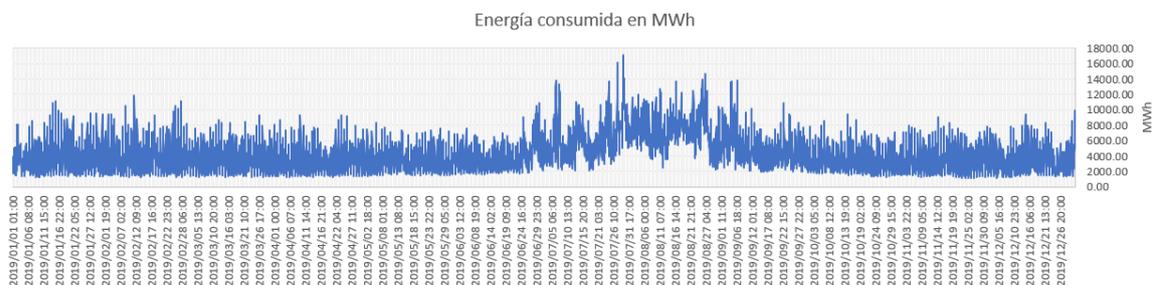


Gráfico 11: Energía total consumida por los 10 usuarios.

Proyecto de instalación de generación fotovoltaica de 22 kWp en espacio público para una comunidad de energía urbana formada por 10 consumidores diversos.

Teniendo esta gráfica, lo que se pretende es conocer cuál es el consumo total anual y en cuanto difiere a la generación que se obtendría de llevar a cabo el proyecto. El pico máximo de consumo de todos los CUPS es de 17,12 kWh y el mínimo de 1,1 kWh.

La energía total anual consumida es de 36,18 MWh/año, siendo tal y como se esperaba, un valor superior a la generación (31,36 MWh/año para una inclinación de 15°).

Como se comentó al inicio del documento, no se pretende que la generación cubra en su totalidad toda la energía que requieren los usuarios, puesto que toda energía generada será directamente inyectada a la red durante las horas que se esté generando, no habrá baterías para poder hacer uso de esta energía durante las horas nocturnas.

La idea perseguida, es que la curva de la generación sea tangente o quede por debajo de la demandada, así se garantiza que, toda la energía vertida a la red, es consumida por estos usuarios y el balance total que se produce en la red salga como que es una energía extraída, es decir, no existe vertido neto.

Para poder probarlo con la demanda que se tiene actualmente, es necesario tener la media mensual de la demanda (que son los consumos que tuvieron en el año 2019) y compararla con la de la generación obtenida anteriormente con PVsyst.

Recopilando todos estos valores:

En formato más visual:

Media generada al mes MWh/año	Energía consumida al mes MWh/año	Media mensual consumos MWh/año	Meses
1,664	2,800	3.763,82	Enero
2,084	2,514	3.741,02	Febrero
2,753	2,670	3.588,71	Marzo
3,150	2,330	3.236,66	Abril
3,307	2,435	3.272,31	Mayo
3,440	2,642	3.669,83	Junio
3,562	4,457	5.990,34	Julio
3,188	5,430	7.298,59	Agosto
2,622	3,449	4.790,71	Septiembre
2,379	2,477	3.324,57	Octubre
1,707	2,422	3.364,56	Noviembre
1,501	2,549	3.425,51	Diciembre

Tabla 7: Valores de demanda y generación.

En azul están marcados los valores de los meses en los que la generación es mayor que la demanda.

En formato de gráfica:

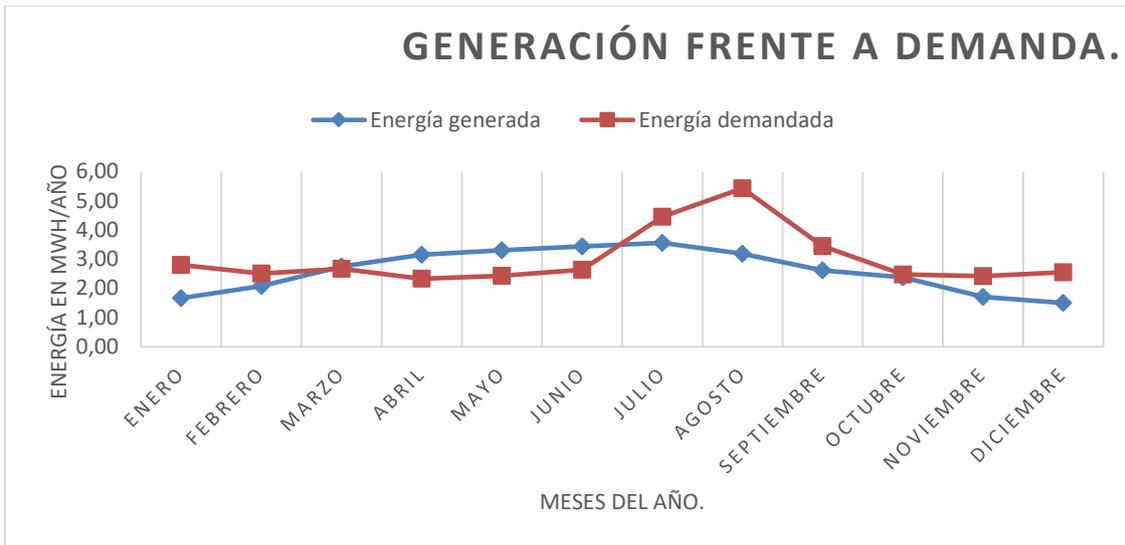


Gráfico 12: Gráfico de generación frente a demanda.

Se ha hecho un balance energético mensual puesto que, como se justificará en el siguiente capítulo, así resulta más conveniente para los usuarios.

Visualizando la gráfica se puede extraer que, para periodos de tiempo entre medias del verano e invierno, la generación se encuentra por encima de la demanda.

Este hecho supone un problema, ya que habría un excedente de energía que no estaría siendo consumida por los miembros de la comunidad, lo que supone que este excedente estaría vertiéndose en la red como vertido neto. Con esto, podría haber problemas de colapso en la red eléctrica y saturación de los cables, en caso de que este vertido supere demasiado a la demanda, en definitiva, el sistema diseñado estaría sobredimensionado.

Para hacer rentable la creación de una comunidad de energía, es necesario, encontrar una cantidad de usuarios que, el cómputo de demanda total sobre pase a la totalidad de la generación.

CAPÍTULO 5. PROPUESTA DE UNA COMUNIDAD DE ENERGÍA URBANA.

Con los datos verídicos de demanda energética que se tienen de los 10 CUPS, la comunidad de energía podría ponerse en funcionamiento, sin embargo, como se ha comentado en el capítulo anterior, lo ideal para sacarle el máximo partido a la instalación, es conseguir un mayor número de usuarios.

En una instalación fotovoltaica correctamente dimensionada, lo normal, es que se generen picos de potencia no continuos, en los que se exceda a la energía que demandan los usuarios.

No obstante, con el modelo obtenido anteriormente, la instalación tiene picos continuos de generación lo cual, se traducen en una pérdida económica.

Para este TFM se va a asumir un modelo basado en prácticas de la comercializadora de SOM ENERGIA.

SOM ENERGIA, es una cooperativa de consumo de energía verde sin ánimo de lucro, se trata de una comercializadora que compra y vende energía de origen 100% renovable.

Esta comercializadora funciona vendiéndole energía a distintos consumidores adscritos a ella, y les tramita la factura de acuerdo a lo que se indique en el contador de cada vivienda. Como en este caso, no se trata de usuarios particulares sino de toda una comunidad de usuarios, la idea es que el conjunto de esos X CUPS se unifique en un único CUPS.

Esta agregación unificada de consumos, estará compuesto por un único contador en el que se indique la energía que ha consumido la comunidad y la generada por la instalación fotovoltaica.

SOM ENERGIA (SE), para una tarifa 2.0 de un hogar (<10 kW), el precio de compra del kWh lo fijado en 0.127 €/kWh. Al empezar este proyecto, se definieron las comunidades de energía y se comentó, que, a día de hoy, no están reconocidas en la legislación española. Al ser necesaria una regulación, no puede fijarse un precio conciso de compra de la energía producida.

Para fijar un valor numérico y realista, de la posible compra de la energía que se produciría para la comunidad, se va a comparar esta comunidad como una pequeña y mediana empresa con una potencia contratada de > 10 kW. Según el cuadro de tarifas de luz de SE, para una tarifa 2.1 A (dirigida a usuarios con un mayor consumo en horas diurnas) y una potencia contratada de más de 10 kW, el precio lo fija a 0.138 €/kWh.

Por tanto, este sería el precio que la comercializadora pagaría por el kWh producido en la instalación y destinado a dicha comunidad. La importancia de tener un sistema correctamente dimensionado radica en los precios de compra de electricidad del mercado, puesto que, si los

usuarios de la comunidad no demandan la energía producida, las comercializadoras compensan el excedente a un precio inferior. En el caso de SE, los compensa a 0.05 € el kWh.

Posteriormente, realizando un análisis de viabilidad económica de la instalación, se justificará numéricamente la ventaja de que la demanda deba superar la generación.

Dicho esto, se va a proponer una comunidad de energía formada por un número de CUPS concreto en el que se garantice en todo momento, que la demanda supera a la generación.

5.1. DIMENSIONAMIENTO APROXIMADO DEL TAMAÑO DE LA COMUNIDAD.

Al no disponer de datos reales de las demandas de energía de un año entero, no se conocen las curvas de consumo de otros posibles miembros de la comunidad. Para proponer una solución, se van a generar nuevos CUPS, asumiendo unos consumos horarios constantes e iguales cada uno de ellos a la media horaria de las demandas de los 10 CUPS. No será una estimación exacta, pero permitirá aproximarse a la realidad.

A partir del siguiente fragmento de la hoja de Excel, se va a explicar el procedimiento:

Curvas de consumo													
	Demanda Wh												
Fecha	CUP 1	CUP 2	CUP 3	CUP 4	CUP 5	CUP 6	CUP 7	CUP 8	CUP 9	CUP 10	TOTAL Wh	CUP supuest 11	Total_11 Wh
2019/01/01 01:00	229	217	129	185	1416	156	739	686	139	83	3979,00	397,9	4376,90
2019/01/01 02:00	253	219	140	116	691	189	210	719	252	1035	3824,00	382,4	4206,40
2019/01/01 03:00	253	282	95	169	689	191	126	698	124	97	2724,00	272,4	2996,40
2019/01/01 04:00	356	310	197	211	669	169	133	548	202	81	2876,00	287,6	3163,60
2019/01/01 05:00	266	231	132	109	957	96	132	163	333	77	2496,00	249,6	2745,60

Ilustración 44: Fragmento del Excel para crear un nuevo CUP medio.

Se ha supuesto un nuevo CUP, llamado CUP 11, en el que su consumo horario:

$$Consumo_{CUP_{01-01-2019\ 01:00}} = \frac{\sum_{CUP\ 1}^{CUP\ 10} Demanda\ Wh}{10}$$

Ecuación 6

Y así se ha hecho lo mismo con todos los datos del año entero.

Posteriormente, se ha sacado la nueva demanda total horaria, mensual y anual con este nuevo usuario.

Sin embargo, representando la gráfica de Generación frente a Demanda, para 11 usuarios sigue estando sobredimensionado el sistema para los meses, en este caso de, abril, mayo y junio.

Proyecto de instalación de generación fotovoltaica de 22 kWp en espacio público para una comunidad de energía urbana formada por 10 consumidores diversos.

Se ha utilizado la función de *Solver* en Excel, para ver cuál es el número mínimo de CUPS que, garantizará que toda la generación este por debajo de la demanda.

Suponiendo que los nuevos CUPS tendrán la misma demanda (ya que se ha hecho la estimación anterior), se ha obtenido que con **14** ya cumpliría:

Media generada al mes MWh/año	Energía consumida al mes para 14 CUPS MWh/año	Meses
1,664	3,920	Enero
2,084	3,520	Febrero
2,753	3,738	Marzo
3,150	3,263	Abril
3,307	3,408	Mayo
3,440	3,699	Junio
3,562	6,240	Julio
3,188	7,602	Agosto
2,622	4,829	Septiembre
2,379	3,468	Octubre
1,707	3,391	Noviembre
1,501	3,568	Diciembre
31,36	50,646	Anual

Tabla 8: Tabla de Demanda frente a Generación mensual para 14 CUPS.

Siendo la gráfica:

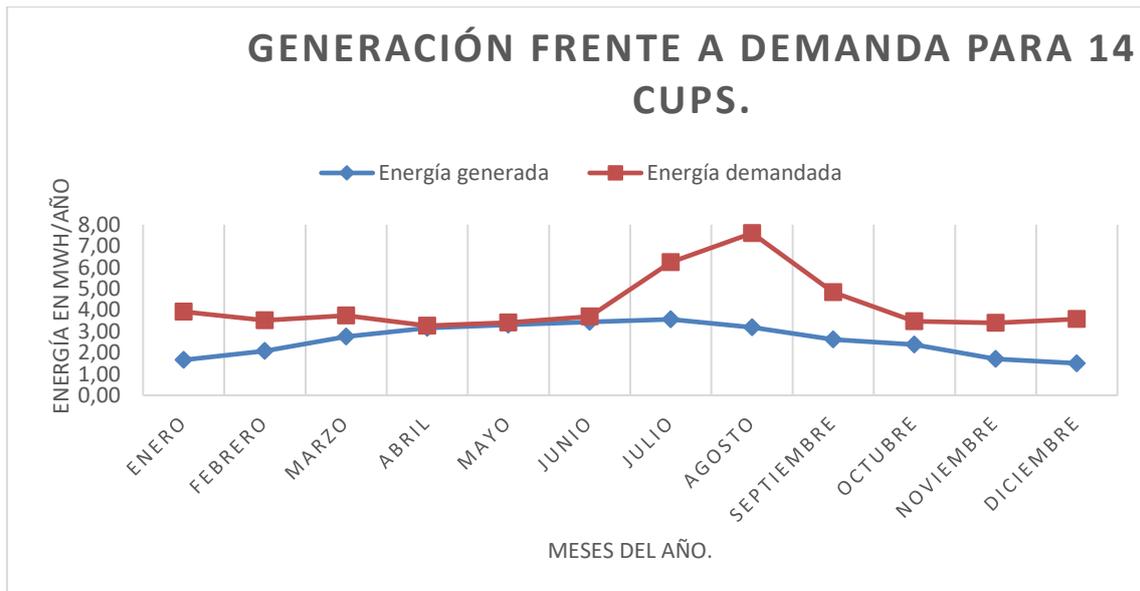


Gráfico 13: Generación frente a Demanda para 14 CUPS.

Finalmente, se ha obtenido un modelo con el que se le podrá sacar toda la rentabilidad de la energía generada por la instalación, lo ideal sería que la curva de generación fuera más tangente durante todo el año. Sin embargo, en las horas nocturnas de todo el año, en el período de invierno y sobre todo en verano, los usuarios de la comunidad deberán de obtener el resto de la energía demandada de la red.

Si a esta comunidad se le uniesen pequeños comercios situados próximos a la zona, en los que su demanda se focaliza en las horas de sol, gran parte de estas necesidades, se cubrirían con esta instalación.

5.2. ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA.

Una de las muchas motivaciones que puede impulsar a los ciudadanos a poner en funcionamiento y normalizar la creación de las comunidades de energía, es que económicamente, les genere beneficios durante la vida útil de la instalación.

Como se ha hablado en el capítulo dirigido a recalcar los beneficios de las instalaciones fotovoltaicas, una instalación de este tipo, tiene una vida útil de unos 25 años. Si se hacen los mantenimientos, revisiones y reparaciones necesarias, esta vida útil puede llegar a alargarse.

No obstante, se va a tomar como horizonte temporal 25 años.

Se va a comparar cual sería el beneficio de crear una CE con 10 y con 14 usuarios, tomando como base, la instalación fotovoltaica diseñada en este proyecto.

El análisis económico, consiste en un balance mensual de la energía demandada por los 10 usuarios, y los supuestos 14, con la generada por el PVsyst, ya que este software, desglosa la generación mes a mes.

Se recuerda, que los precios de venta de la energía para este análisis, son tomados de valores reales que pone en práctica la comercializadora SOM ENERGIA.

Dichos valores son 0,138 €/kWh por compra de energía y 0,05 €/kWh por compensación de excedentes.

El primer paso consiste en, sabiendo cuanta es la energía generada al mes compararla con la demandada. Si la energía demandada excede a la generada, el total de la consumida será toda la generada. En cambio, si la energía demandada es inferior a la generada, esto implica que habrá vertidos y la energía consumida será exactamente la demandada.

Si se compara la energía demandada de 10 CUPS con 14 CUPS, habrá meses en que con 10 CUPS habrá vertidos, por esta razón, el precio de la energía comprada al precio de la comercializadora, no será siempre el mismo.

Proyecto de instalación de generación fotovoltaica de 22 kWp en espacio público para una comunidad de energía urbana formada por 10 consumidores diversos.

Reflejando esta información en forma de tabla:

SOM ENERGIA		Media generada al mes MWh/mes	Para 14 usuarios	Para 10 usuarios
			Energía demandada al mes MWh/mes	Energía demandada al mes MWh/año
0,138 € kWh 0,05 € kWh	Enero	1,664	3,92	2,80
	Febrero	2,084	3,52	2,51
	Marzo	2,753	3,74	2,67
	Abril	3,15	3,26	2,33
	Mayo	3,307	3,41	2,43
	Junio	3,44	3,70	2,64
	Julio	3,562	6,24	4,46
	Agosto	3,188	7,60	5,43
	Septiembre	2,622	4,83	3,45
	Octubre	2,379	3,47	2,48
	Noviembre	1,707	3,39	2,42
	Diciembre	1,501	3,57	2,55

Tabla 9: Comparación entre energía demandada y generada para 10 y 14 CUPS.

Con esta primera tabla, se muestra mes a mes los datos de energía generada, obtenidos con la simulación del PVsyst, y a continuación, la que demandan los 10 y 14 CUPS.

Con esta información se obtiene los siguientes resultados, destacándose en azul los valores que difieren en ambas alternativas:

SOM ENERGIA		Para 14 usuarios	Para 10 usuarios	Para 14 usuarios	Para 10 usuarios	Diferencia de ganancias
		Energía comprada MWh/mes	Energía comprada MWh/mes	Ganancia mensual	Ganancia mensual	
0,138 € kWh 0,05 € kWh	Enero	1,66	1,66	229,63 €	229,63 €	0,00 €
	Febrero	2,08	2,08	287,59 €	287,59 €	0,00 €
	Marzo	2,75	2,67	379,91 €	372,61 €	7,30 €
	Abril	3,15	2,33	434,70 €	362,57 €	72,13 €
	Mayo	3,31	2,43	456,37 €	379,59 €	76,77 €
	Junio	3,44	2,64	474,72 €	404,52 €	70,20 €
	Julio	3,56	3,56	491,56 €	491,56 €	0,00 €
	Agosto	3,19	3,19	439,94 €	439,94 €	0,00 €
	Septiembre	2,62	2,62	361,84 €	361,84 €	0,00 €
	Octubre	2,38	2,38	328,30 €	328,30 €	0,00 €
	Noviembre	1,71	1,71	235,57 €	235,57 €	0,00 €
	Diciembre	1,50	1,50	207,14 €	207,14 €	0,00 €
	Anual			4.327,2660 €	4.100,8663 €	226,3997 €

Tabla 10: Ganancias en términos monetarios de la energía consumida.

En las dos primeras columnas, se muestra lo que demandarían de energía en función de los consumos de la tabla 9. Seguidamente se transforma esa energía en términos monetarios, si requieren de toda la energía que se genera, SE la pagaría a 0,138 € kWh/h. Por otro lado, si no es así, SE les compraría la energía necesaria a 0,138 €/kWh y el resto de generación a 0,05 €/kWh.

Esta diferencia del número de usuarios, se traduce a que, si la comunidad de energía se completa de la forma en que mes a mes la demanda exceda a la generación, las ganancias serán como mucho de 226,4 € al año.

Si aumentase el número de miembros, estas ganancias no se verían incrementadas, por tanto, una CE óptima para esta generación, debería de estar formada como mucho por 14 CUPS.

Una vez conocido el flujo de dinero que se ganaría al año, el siguiente paso es hacer un análisis, extendiendo esta cantidad de dinero a un futuro, para ver si saldría rentable emprender este proyecto.

El indicador que se va a utilizar es el del VAN (Valor Actual Neto), se trata de un criterio de inversión que actualiza cobros y pagos para conocer las ganancias o pérdidas futuras.

Para ello, es necesario conocer de cuanto es la inversión inicial, ver los flujos de caja actuales, y descontarlo mediante un tipo de interés.

Además, permitirá conocer a partir de qué año todo será ganancias, es decir, a partir de qué año se recuperaría el dinero de la inversión, conocido este valor como el *payback*.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$$

Ecuación 7

Siendo:

F_t = Los flujos de dinero cada periodo t.

I_0 = La inversión inicial realizada en (t=0).

n= El número de periodos de tiempo, en este caso años.

k= El tipo de descuento/ interés efectuada a la inversión.

- Si el $VAN > 0$: Actualizando el valor de cobros y pagos futuros de la inversión, y para el tipo de interés elegido, la propuesta genera beneficios.
- Si el $VAN = 0$: No habrá ni beneficios ni pérdidas, por tanto, realizar el proyecto no reflejaría ningún beneficio en términos económicos.
- Si $VAN < 0$: Habrá pérdidas por lo que, económicamente hablando, debería de rechazarse el proyecto.

Al final del documento de la memoria, se presenta en presupuesto total de inversión inicial y el presupuesto desglosado por partidas, este valor es de 33.095,84 €.

Sin embargo, va a haber un coste anual a tener en cuenta y son los costes de mantenimiento de la instalación, este valor se ha estimado que será un 1,5% anual de la inversión inicial (496,44€), y se contabilizará cada año en este análisis.

El tipo de descuento para este proyecto, se ha estimado que será de un 3%, ya que en proyectos de autoconsumo fotovoltaico se suele tomar entre el 3 y el 4%.

Proyecto de instalación de generación fotovoltaica de 22 kWp en espacio público para una comunidad de energía urbana formada por 10 consumidores diversos.

En cuanto a las ganancias anuales, se van a considerar que serán las mismas año a año, este valor dependerá del consumo de los usuarios, y de si este es mayor o no a la generación, para 10 usuarios, como los valores son tan próximos hay un grado de incertidumbre. En cuanto a los valores de generación, PVsyst proporciona unos valores de generación medios teniendo en cuenta las pérdidas de los paneles y del conjunto de la instalación, no obstante, cualquier fallo puntual no lo puede contabilizar en la simulación.

Sabiendo el procedimiento, a continuación, se va a mostrar este análisis.

Para 10 CUPS:

VAN	k=3	coste del mantenimiento anual (1.5%) = 496,438 €		
		10 CUPS		
Año	Ganancias anuales	Valor actualizado	Valor acumulado	PayBack
0	-33.095,844 €			
1	4.100,866 €	3.484,986 €	3.484,986 €	-29.610,858 €
2	4.100,866 €	3.369,022 €	6.854,008 €	-26.241,836 €
3	4.100,866 €	3.256,436 €	10.110,444 €	-22.985,400 €
4	4.100,866 €	3.147,129 €	13.257,573 €	-19.838,271 €
5	4.100,866 €	3.041,006 €	16.298,578 €	-16.797,266 €
6	4.100,866 €	2.937,973 €	19.236,552 €	-13.859,292 €
7	4.100,866 €	2.837,942 €	22.074,494 €	-11.021,350 €
8	4.100,866 €	2.740,824 €	24.815,318 €	-8.280,526 €
9	4.100,866 €	2.646,535 €	27.461,852 €	-5.633,992 €
10	4.100,866 €	2.554,992 €	30.016,844 €	-3.079,000 €
11	4.100,866 €	2.466,115 €	32.482,960 €	-612,884 €
12	4.100,866 €	2.379,827 €	34.862,787 €	1.766,943 €
13	4.100,866 €	2.296,053 €	37.158,840 €	4.062,996 €
14	4.100,866 €	2.214,718 €	39.373,558 €	6.277,714 €
15	4.100,866 €	2.135,752 €	41.509,310 €	8.413,466 €
16	4.100,866 €	2.059,087 €	43.568,397 €	10.472,553 €
17	4.100,866 €	1.984,654 €	45.553,051 €	12.457,207 €
18	4.100,866 €	1.912,389 €	47.465,440 €	14.369,596 €
19	4.100,866 €	1.842,229 €	49.307,669 €	16.211,825 €
20	4.100,866 €	1.774,113 €	51.081,782 €	17.985,937 €
21	4.100,866 €	1.707,980 €	52.789,762 €	19.693,918 €
22	4.100,866 €	1.643,774 €	54.433,535 €	21.337,691 €
23	4.100,866 €	1.581,437 €	56.014,973 €	22.919,129 €
24	4.100,866 €	1.520,917 €	57.535,889 €	24.440,045 €
25	4.100,866 €	1.462,159 €	58.998,048 €	25.902,204 €
		VAN =25.902,204 €		

Tabla 11: Análisis VAN para 10 CUPS.

Por tanto, al final de los 25 años en VAN>0, por lo que la inversión saldría rentable.

La inversión se recuperaría en 11 años, más o menos a mitad de la vida útil de la instalación.

El beneficio económico final, no es muy alto si se tiene en cuenta que no es el beneficio por usuario, sino por el conjunto de ellos.

Proyecto de instalación de generación fotovoltaica de 22 kWp en espacio público para una comunidad de energía urbana formada por 10 consumidores diversos.

Para 14 CUPS, sería el siguiente:

VAN		14 CUPS			
Año	Ganancias anuales	Valor actualizado	Valor acumulado	PayBack	
0					
1	4.327,266 €	3.704,791 €	3.704,791 €	-29.391,053 €	
2	4.327,266 €	3.582,426 €	7.287,217 €	-25.808,627 €	
3	4.327,266 €	3.463,624 €	10.750,841 €	-22.345,003 €	
4	4.327,266 €	3.348,282 €	14.099,123 €	-18.996,721 €	
5	4.327,266 €	3.236,300 €	17.335,423 €	-15.760,421 €	
6	4.327,266 €	3.127,579 €	20.463,002 €	-12.632,842 €	
7	4.327,266 €	3.022,026 €	23.485,028 €	-9.610,816 €	
8	4.327,266 €	2.919,546 €	26.404,574 €	-6.691,270 €	
9	4.327,266 €	2.820,051 €	29.224,625 €	-3.871,219 €	
10	4.327,266 €	2.723,455 €	31.948,080 €	-1.147,764 €	
11	4.327,266 €	2.629,671 €	34.577,751 €	1.481,907 €	
12	4.327,266 €	2.538,620 €	37.116,371 €	4.020,527 €	
13	4.327,266 €	2.450,220 €	39.566,591 €	6.470,747 €	
14	4.327,266 €	2.364,395 €	41.930,986 €	8.835,142 €	
15	4.327,266 €	2.281,070 €	44.212,056 €	11.116,212 €	
16	4.327,266 €	2.200,171 €	46.412,227 €	13.316,383 €	
17	4.327,266 €	2.121,629 €	48.533,857 €	15.438,013 €	
18	4.327,266 €	2.045,375 €	50.579,232 €	17.483,388 €	
19	4.327,266 €	1.971,342 €	52.550,573 €	19.454,729 €	
20	4.327,266 €	1.899,465 €	54.450,038 €	21.354,194 €	
21	4.327,266 €	1.829,681 €	56.279,719 €	23.183,875 €	
22	4.327,266 €	1.761,930 €	58.041,649 €	24.945,805 €	
23	4.327,266 €	1.696,152 €	59.737,801 €	26.641,957 €	
24	4.327,266 €	1.632,290 €	61.370,092 €	28.274,248 €	
25	4.327,266 €	1.570,289 €	62.940,380 €	29.844,536 €	
		VAN =29.844,536 €			

Tabla 12: Análisis VAN para 14 CUPS.

Para 14 usuarios, el VAN también es positivo, por tanto, sería una inversión rentable, la diferencia con el anterior caso, es que la inversión se recupera un año antes y que los beneficios al final del capítulo son mayores, concretamente, 3.942,33€ de más.

Otro indicador para medir la rentabilidad, en términos relativos, que ofrece una inversión, es la tasa interna de retorno (TIR), representa el porcentaje de beneficio o pérdida que esa inversión tendrá respecto al presupuesto inicial. Este valor también se le conoce como el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a 0.

La expresión que se utiliza para el cálculo es la siguiente:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1 + TIR)} + \frac{F_2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1 + TIR)^n} = 0$$

Ecuación 8

Proyecto de instalación de generación fotovoltaica de 22 kWp en espacio público para una comunidad de energía urbana formada por 10 consumidores diversos.

Siendo todos los términos de la ecuación conocidos.

El criterio a seguir para aceptar el proyecto es el siguiente:

- Si $TIR > k$, el proyecto de inversión se aceptará, ya que, la tasa de rendimiento interno obtenida es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida por la inversión.
- Si $TIR = k$, sucede un caso similar a cuando el VAN=0, se generaría rentabilidad si las condiciones del proyecto cambiasen o la mejora económica fuera mejor.
- Si $TIR < k$, se rechazaría llevar a cabo el proyecto. En este caso no se alcanza la rentabilidad mínima que se le exige al proyecto.

Para hallar el valor de la tasa de rendimiento interno se va a utilizar nuevamente la herramienta *Solver* de Excel.

Obteniéndose los siguientes resultados:

TIR	coste del mantenimiento anual (1.5%) = 496,438 €			
	10 CUPS		14 CUPS	
Año	Ganancias anuales	Valor actualizado	Ganancias anuales	Valor actualizado
		TIR = 7,55		TIR = 8,17593
0	-33.095,844 €		-33.095,844 €	
1	4.100,866 €	3.316,499 €	4.327,266 €	3.503,774 €
2	4.100,866 €	3.048,785 €	4.327,266 €	3.201,438 €
3	4.100,866 €	2.799,868 €	4.327,266 €	2.921,953 €
4	4.100,866 €	2.568,428 €	4.327,266 €	2.663,591 €
5	4.100,866 €	2.353,237 €	4.327,266 €	2.424,756 €
6	4.100,866 €	2.153,156 €	4.327,266 €	2.203,973 €
7	4.100,866 €	1.967,123 €	4.327,266 €	1.999,876 €
8	4.100,866 €	1.794,151 €	4.327,266 €	1.811,205 €
9	4.100,866 €	1.633,324 €	4.327,266 €	1.636,793 €
10	4.100,866 €	1.483,790 €	4.327,266 €	1.475,564 €
11	4.100,866 €	1.344,754 €	4.327,266 €	1.326,520 €
12	4.100,866 €	1.215,480 €	4.327,266 €	1.188,741 €
13	4.100,866 €	1.095,283 €	4.327,266 €	1.061,375 €
14	4.100,866 €	983,525 €	4.327,266 €	943,636 €
15	4.100,866 €	879,614 €	4.327,266 €	834,795 €
16	4.100,866 €	782,999 €	4.327,266 €	734,181 €
17	4.100,866 €	693,167 €	4.327,266 €	641,171 €
18	4.100,866 €	609,642 €	4.327,266 €	555,190 €
19	4.100,866 €	531,982 €	4.327,266 €	475,708 €
20	4.100,866 €	459,775 €	4.327,266 €	402,234 €
21	4.100,866 €	392,637 €	4.327,266 €	334,312 €
22	4.100,866 €	330,214 €	4.327,266 €	271,524 €
23	4.100,866 €	272,173 €	4.327,266 €	213,482 €
24	4.100,866 €	218,207 €	4.327,266 €	159,826 €
25	4.100,866 €	168,031 €	4.327,266 €	110,226 €
	VAN=	0,000	VAN=	-0,001

Tabla 13: Análisis de rentabilidad (TIR).

Se aceptaría la inversión en ambos casos, ya que el valor de la TIR (7,55 y 8,17) para ambos casos, es mayor que la tasa mínima de rentabilidad ($k=3$) que se le exigía a la inversión.

Una vez analizada la rentabilidad de la inversión, y visto que los resultados económicos son positivos, para concluir con la puesta en marcha del proyecto, sería necesario conocer el modelado o el cálculo de cómo sería el funcionamiento interno de dicha comunidad, de acuerdo a los miembros que la forman.

5.3. HIPÓTESIS DE GESTIÓN ECONÓMICA INTERNA DE LA COMUNIDAD.

La falta de una legislación y una normativa que ayude a impulsar y normalizar estos proyectos, junto con la falta de experiencia de cómo gestionarse internamente, es la principal causa de que todavía, en muchos países como España, no se hayan puesto en funcionamiento las comunidades energéticas.

En primer lugar, hay que encontrar una manera de relacionar la cantidad de dinero invertido por cada miembro con energía consumida individualmente. Como punto de partida puede ser que, si la comunidad se compone de X miembros, esos X miembros efectúen una inversión inicial a partes iguales, lo que implica que, tienen derecho a consumir la misma cantidad de energía. En la práctica, que consuman exactamente lo mismo es un hecho que no siempre se da.

Esto último podría dar problemas entre los miembros, puesto que, no sería ético ni viable que todos y cada uno de ellos pagasen lo mismo al principio, y no consuman lo mismo de la estación, esto provocaría problemas económicos y sociales.

En la práctica, habrá un contador que agregue todos los consumos de los usuarios e indique al final del período cuál ha sido la energía consumida por la comunidad, en caso de que este consumo se exceda a la cantidad que cada usuario tiene disponible para él, y en última instancia, a la energía generada, deberá obtener el resto de la red.

Una de las principales situaciones a resolver en esta gestión, es cómo se realizará el balance de energía en cuanto a lo consumido por la instalación y lo consumido por la red. Para este proyecto, se ha supuesto un balance de energía mensual ya que, así es como se le está proponiendo a las empresas comercializadoras.

En un balance mensual, el agregador de consumos, suma todo el balance de energía de la comunidad, teniendo en cuenta cuanto proviene de la instalación y cuanto de la red. Aquellos meses en los que el consumo supere a la generación, habrá una importación neta de electricidad y la comunidad deberá pagar esa electricidad a la comercializadora.

En cambio, los meses en los que haya más generación en la instalación, que consumo por parte de la comunidad, lo que habrá será una exportación/vertido neto mensual a la red y será comprado como tal por la comercializadora.

Por tanto, en la gestión económica de esta comunidad hay que tener en cuenta que los kWh de la instalación que consume la comunidad, son kWh que deja de consumir de la red, lo que supone un importante ahorro en el precio de electricidad en la red.

Si en vez de un balance mensual, se hiciese un balance horario, el sistema se complicaría ya que, a cada hora habría una agregación de consumos, otra de generación y por tanto un balance. Hacerlo así, podría perjudicar a la comunidad, por el hecho de existir horas donde haya vertidos y se pagaría a menos esa electricidad no consumida. En cambio, en un balance mensual, los vertidos quedan compensados con aquellas horas en las que hay un consumo extra.

Por esta razón, lo más conveniente para la comunidad es que los balances sean lo más largos posibles, mensuales, bimensuales, anuales... aunque es algo poco probable puesto que, el período de facturación suele hacerse cada mes, habría que negociarlo con la comercializadora.

Esta es la causa de haber hecho un balance mensual en este TFM. Si el balance fuese horario, probablemente los números no hubiesen salido tan bien y la rentabilidad fuese menor.

Como pega del balance mensual, es que podría no convenir a todos los miembros por igual, porque de esta forma, no permite que se fijen precios de compra-venta de energía entre los usuarios.

A raíz de esto, se propone como se gestionaría internamente la comunidad.

Primera hipótesis de funcionamiento; todos los miembros de la comunidad invierten el mismo capital inicial y se reparte la energía que pueden obtener de ella a partes iguales. Esto quiere decir; si la comunidad se compone de 14 miembros, cada uno de ellos debe aportar un capital inicial de 2.363,98 € y tiene derecho a consumir un 7,15% de la energía generada.

Con esto, cada miembro solo cuenta con ahorrarse de forma segura, la energía que les corresponde por la parte alícuota de su inversión.

Lo que puede ocurrir es que, los usuarios consuman todos ellos la energía de la que disponen particularmente y el resto de la red, pagando esa diferencia al precio impuesto. O bien, que uno de ellos consuma más del porcentaje que le toca, y en ese caso, deba abonarle ese extra de energía, en términos monetarios, al usuario que no lo haya consumido.

Es decir, si un usuario "X" consume más energía de la que le correspondía y el usuario "Y" ha consumido menos y la planta fotovoltaica ha generado en exceso, lo que ocurriría es que el usuario "X" en lugar de consumirlo de la red, lo consume de la energía no gastada por el usuario "Y" pagándole la diferencia a un precio, que podría ser el de la red.

El usuario "Y" se llevaría un beneficio económico por su parte de energía no consumida.

Por tanto, un planteamiento inicial es pagar este extra de consumo de la generación a precio de red. Otro planteamiento es pagarlo a un precio intermedio entre lo que vale el kWh a precio de red y lo que vale como vertido, por ejemplo, a 0,10 €/kWh.

Esto último, sería una forma de que todos salgan beneficiándose, ya que en lugar de pagarle la comercializadora ese extra a 0,05 €/kWh se lo pagaría a un precio mayor, y que el usuario que lo consume, debe pagarlo a un precio menor del que lo pagaría si lo consumiese de la red.

Como conveniente a esto último, sería que los usuarios se verían tentados a consumir de más. En la práctica esto no sucedería, ya que, serían ingresos que se estarían dejando de ganar.

Para este proyecto, no se ha contabilizado esta última parte, ya que todavía no se ha fijado un precio normalizado, por ello se considera que ese extra de energía que se consuma, será a precio de la red.

Este desarrollo será permitido si el balance es horario, ya que con balances mensuales no es tan fácil ni se suelen realizar balances internos.

La segunda hipótesis es que, cada usuario, invierta un capital inicial no equitativo y por tanto tenga solamente derecho a consumir energéticamente la parte proporcional a ese capital, gestionándose los balances internos de la misma forma que se ha comentado.

Para llevar todo esto a la práctica, sería necesario hacer negociaciones con las comercializadoras. Una de las razones por las que se ha hablado de SOM ENERGIA, es que es una comercializadora sin ánimo de lucro, lo que viene a decir que, esta comercializadora ganaría en caso de que haya vertidos para comprar esta electricidad y venderla al precio de red, o bien, comprarla a otra estación y vendérsela a los usuarios de la comunidad que necesiten de más, además de satisfacer su consumo en horas nocturnas.

Es decir, la comercializadora mientras no pierda dinero, y pueda ganar una parte del beneficio, aceptaría meterse en un proyecto así. Siempre y cuando la generación y consumo difieran al mes, la comercializadora ganará algo de beneficio. Por su parte, trataría de introducir a gente en la comunidad ya que así, minoraría el porcentaje a consumir de cada miembro, su consumo será mayor, y la comercializadora obtendría además un nuevo cliente.

Dicho esto, todavía quedan negociaciones tanto por usuarios interesados, como por empresas comercializadoras, para encontrar cuál sería el número óptimo de usuarios para formalizar una comunidad de energía, como se fijarían los precios del kWh y como se gestionaría internamente.

CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES.

La idea e interés en realizar este proyecto, es dar a conocer la existencia de una nueva modalidad de autoconsumo, en el que su ámbito de aplicación se extiende más allá de lo que se conoce como autoconsumo colectivo. Es un modelo de transición energética que incita a la colaboración de los ciudadanos, a iniciar un camino de aprendizaje conjunto en su propia gestión del consumo energético.

Su finalidad no es buscar exclusivamente ganancias financieras, esta iniciativa tiene un importante componente sentimental en lograr un beneficio medioambiental, económico y social de las zonas locales.

Además de esto, las entidades locales, como en este caso el Ayuntamiento de Valencia, participan de forma desinteresada en ayudar a toda comunidad que quiera poner en marcha este tipo de proyecto, ya sea participando en la inversión, como en la cesión de espacios de titularidad municipal.

La Generalitat Valenciana, está empezando a promover ayudas a entidades o personas física o jurídica de naturaleza pública y privada que constituyan una comunidad energética renovable. Este tipo de subvenciones, aportan un capital de aproximadamente el 65% del coste de un proyecto tipo de instalación fotovoltaica.

Sabiendo que instituciones importantes están poniendo su “granito de arena” en ayudar a impulsar las instalaciones de autoconsumo colectivo y, viendo los resultados obtenidos tras el análisis de este proyecto, es el momento reunirse y generar propuestas de gestión para dar el paso a esta iniciativa.

Analizando las líneas generales de este proyecto, todo empieza con la cesión de una parte de un espacio público para instalar la toma de generación, por tanto, los usuarios no están invirtiendo terrenos propios y privados que, podría llegar a generar problemas en caso de que algún miembro quiera dejar de formar parte de la comunidad.

El empleo de marquesinas como estructura de apoyo de los paneles, constituye una solución constructiva que combina la generación de energía, con propiedades de protección solar y contra condiciones meteorológicas adversas. Además de tratarse de elementos imprescindibles y costosos, el Ayuntamiento de Valencia, es quien va a llevar el peso de esta inversión, lo cual, abarata bastante la inversión inicial a efectuar por la comunidad.

El parque de Morvedre, es un lugar muy apropiado para instalar la estación fotovoltaica, tiene ya una pérgola con paneles que suministran electricidad para las necesidades del parque, lo cual, permitiría aprovechar parte de las zanjas para pasar el cableado.

Tiene vecinos a su alrededor, en concreto 10 de ellos, que ya han mostrado interés en este tipo de proyecto, además de, haber pequeños comercios que podrían mostrar predilección también por él.

En general, a pesar de tener árboles, plantas y estructuras por todo su alrededor, se ha estudiado con PVSyst que las sombras que podrían generar, apenas entorpecen la producción anual de energía.

Resaltando el análisis de viabilidad económica, para 10 CUPS, los resultados ya son positivos, el capital a invertir por usuario es mayor y el periodo de recuperación de la inversión se alarga en un año respecto a 14 CUPS, no obstante, la energía disponible a consumir por usuario es superior.

Se puede concluir que se trata de una evolución en el ámbito solar y social, y que se extiende a una gran pluralidad de personas. Por un lado, es interesante para los vecinos que quieran ser ecológicos y a la vez emprendedores, interesa a las comercializadoras, puesto que conseguir una comunidad implica afianzar clientes nuevos y ampliar su horizonte de actuación, por último, conviene a entidades como los ayuntamientos, puesto que, logran fomentar la reducción de las fuentes de energía convencionales y potenciar las renovables y lograr reducir las emisiones de CO₂.

Son todos estos beneficios los que están haciendo que las comunidades de energía se conviertan en figuras clave dentro de la transición energética, está empezando a darse a conocer como "Clean Energy for all Europeans".

CAPÍTULO 7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

BarrioLaPinada. (junio de 2020). Obtenido de: <https://www.barriolapinada.es/comunidad-local-de-energia-la-pinada/>

ENVINT. Guía para el desarrollo de proyectos comunitarios de energía renovable en América del Norte (ISBN: 978-2-923358-77-2).

BOE. Núm 83.Real Decreto 244/2019 de 5 abril. Pág 35674. Sec I.

IDAE. Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo (2019). Obtenido de:

<https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/autoconsumo>

Interempresas (29/08/2019). Obtenido de:

<https://www.interempresas.net/Electricidad/Articulos/253333-comunidades-ciudadanas-energeticas-pueden-desempenar-papel-clave-transicion-energetica.html>

Generalitat Valenciana. Comunidades energéticas locales 2020. Obtenido de:

https://www.gva.es/es/inicio/procedimientos?id_proc=21040&version=amp

SOMENERGIA: (Julio 2020). Obtenido de: <https://blog.somenergia.coop/tarifas-y-precios-de-la-luz/>

Censolar. Legislación fotovoltaica en España (2019). Obtenido de:

<https://www.censolar.org/legislacion-fotovoltaica-es-2019/>

Greenpeace. Energía comunitaria renovable. (Marzo 2019). Obtenido de:

https://es.greenpeace.org/es/wp-content/uploads/sites/3/2019/03/desatando_potencial_energia_renovable_comunitaria.pdf

Comisión Europea. Marco sobre energía y clima para 2030. Obtenido de:

https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_es

E-Ficiencia. Autoconsumo compartido en comunidades de propietarios. (julio 2020). Obtenido

de: <https://e-ficiencia.com/autoconsumo-compartido-comunidades-de-propietarios/>

Fundación de energías renovables. (marzo 2017). Obtenido de:

https://fundacionrenovables.org/wp-content/uploads/2017/05/Autoconsumo_Pag.pdf

WeatherSpark. Clima Valenciano. Obtenido de: <https://es.weatherspark.com/y/42614/Clima-promedio-en-Valencia-Espa%C3%B1a-durante-todo-el-a%C3%B1o>

Ajuntament de Valencia. Proyecto de instalación aislada de pérgola fotovoltaica en el jardín de Morvedre. (Marzo 2017).

TarifaLuzHora. Código Universal de Punto de Suministro. Obtenido de:

<https://tarifaluzhora.es/info/cups>

Proyecto de instalación de generación fotovoltaica de 22 kWp en espacio público para una comunidad de energía urbana formada por 10 consumidores diversos.

Oficina de l'Energia. Comunidades Energéticas (2020). Obtenido de:

<http://canvclimatic.org/es/oficina-de-l-energia/comunidades-energeticas/>

Apuntes de la asignatura de Instalaciones Fotovoltaicas, Máster en Ingeniería Industrial, UPV, ETSII. (2019).



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCOLA TÈCNICA
SUPERIOR ENGINYERIA
INDUSTRIAL VALÈNCIA

PRESUPUESTO.

PROYECTO DE INSTALACIÓN DE GENERACIÓN
FOTOVOLTAICA DE 22 kW_p EN ESPACIO PÚBLICO
PARA UNA COMUNIDAD DE ENERGÍA URBANA
FORMADA POR 10 CONSUMIDORES DIVERSOS.

PRESUPUESTO

1.NECESIDAD DEL PRESUPUESTO

Para poder afirmar la viabilidad del proyecto y que los usuarios interesados en formar parte de la comunidad de energía, emprendan con este proyecto, es necesario un presupuesto que refleje de cuánto sería la inversión inicial.

Posteriormente, este presupuesto servirá para poder hacer un análisis de viabilidad económica, ver si se recuperaría la inversión y en ese caso, a partir de qué año se sacarían beneficios.

2. CONTENIDO DEL PRESUPUESTO

A continuación, se va a representar el presupuesto estimado de la instalación fotovoltaica.

Este presupuesto se compone de todos los elementos necesarios para llevar a cabo el proyecto, además representa el coste de la inversión que tendrían que hacer los miembros de la comunidad.

No obstante, no se tendrá en cuenta el coste de las marquesinas, puesto que las necesarias para ser instaladas en el parque, son unas marquesinas especiales y muy caras para la viabilidad de este proyecto.

Para seguir con la estética de las ya instaladas en el parque, el departamento urbanístico del Ayuntamiento de Valencia, será el que se hará cargo de esta inversión, ya que desde un principio iban a ser construidas para sombrear el parque.

Por tanto, sería ponerse de acuerdo con esta entidad, para instalar los paneles sobre estas estructuras.

Otro punto a tener en cuenta, sobre todo en el análisis de viabilidad, es que un 1.5% del coste del presupuesto final, se computará como otro coste a tener en cuenta para operaciones de mantenimiento y revisiones anuales.

Proyecto de instalación de generación fotovoltaica de 22 kWp en espacio público para una comunidad de energía urbana formada por 10 consumidores diversos.

2.1 Descomposición de las mediciones:

DESCOMPOSICIÓN DE LAS MEDICIONES					
C001	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA				
	DESCRPCIÓN	MEDICIÓN	UNIDAD	PRECIO	COSTE
C001.1	PANELES FOTOVOLTAICOS				
	Módulo fotovoltaico de 72 células de 310 W incluido el transporte y la colocación.				
	Oficial 1ª electricidad	h.	0,35 h	17,31 €	6,06 €
	Especialista de electricidad	h.	0,35 h	15,94 €	5,58 €
	Módulo fotovoltaico	u.	1 u	138 €	138,00 €
	Costes directos	%	1 %	149,6375 €	1,50 €
				Suma total de la partida	151,13 €
				Costes indirectos del 3%	4,53 €
				TOTAL DE LA PARTIDA	155,67 €

C001	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA				
	DESCRPCIÓN	MEDICIÓN	UNIDAD	PRECIO	COSTE
C001.2	INVERSORES				
	Inversores multifuncionales y trifásicos, conmutador de CA incluido el transporte y la colocación.				
	Oficial 1ª electricidad	h.	0,2 h	17,31 €	3,46 €
	Inversor de 6 kW PLATINUM	u.	2 u	940,7 €	1881,40 €
	Inversor de 5 kW PLATINUM	u.	1 u	671,76 €	671,76 €
	Inversor de 7 kW SOLAR POWER	u.	1 u	999,35 €	999,35 €
	Costes directos	%	1 %	3555,972 €	35,56 €
				Suma total de la partida	3591,53 €
				Costes indirectos del 3%	107,75 €
				TOTAL DE LA PARTIDA	3699,28 €

C001	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA				
	DESCRPCIÓN	MEDICIÓN	UNIDAD	PRECIO	COSTE
C001.3	SISTEMA DE MONITORIZACIÓN.				
	Sistema de monitorización de la instalación fotovoltaica incluido el transporte y la colocación.				
	Oficial 1ª electricidad	h.	0,3 h	17,31 €	5,19 €
	Sistema de monitorización	u.	1 u	1500 €	1500,00 €
	Plantilla LED para visualización	u.	1 u	200 €	200,00 €
	Costes directos	%	1 %	1705,193 €	17,05 €
				Suma total de la partida	1722,24 €
				Costes indirectos del 3%	51,67 €
				TOTAL DE LA PARTIDA	1773,91 €

Proyecto de instalación de generación fotovoltaica de 22 kWp en espacio público para una comunidad de energía urbana formada por 10 consumidores diversos.

C001		INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA			
	DESCRPCIÓN	MEDICIÓN	UNIDAD	PRECIO	COSTE
C001.4	INSTALACIÓN DEL ARMARIO				
	Armario ind/com 1250x1000x300 mm incluido el transporte y la colocación.				
	Oficial 1ª electricidad	h.	0,64 h	17,31 €	11,08 €
	Oficial 2ª electricidad	u.	0,64 u	15,94 €	10,20 €
	Armario de 1250x1000x300 mm	u.	1 u	345,86 €	345,86 €
	Costes directos	%	1 %	367,14 €	3,67 €
				Suma total de la partida	370,81 €
				Costes indirectos del 3%	11,12 €
				TOTAL DE LA PARTIDA	381,94 €

C001		INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA			
	DESCRPCIÓN	MEDICIÓN	UNIDAD	PRECIO	COSTE
C001.5	INSTALACIÓN DEL CUADRO ELÉCTRICO				
	Caja general de protección, equipada con bornes de conexión bases unipolares, incluido el transporte y la colocación.				
	Oficial 1ª electricidad	h.	0,6 h	17,31 €	10,39 €
	Especialista de electricidad	u.	0,6 h	15,94 €	9,56 €
	Cuadro montado	u.	1 u	965,45 €	965,45 €
	Temporizador minuterio	u.	1 u	421,85 €	421,85 €
	Costes directos	%	1 %	1407,25 €	14,07 €
				Suma total de la partida	1421,32 €
				Costes indirectos del 3%	42,64 €
				TOTAL DE LA PARTIDA	1463,96 €

Proyecto de instalación de generación fotovoltaica de 22 kWp en espacio público para una comunidad de energía urbana formada por 10 consumidores diversos.

C002		INSTALACIÓN ELÉCTRICA			
	DESCRPCIÓN	MEDICIÓN	UNIDAD	PRECIO	COSTE
C002.1	CABLE SOLAR				
	Cable multipolar de tensión asignada 0,6/1 kV con conductor de cobre de 6 mm2 de sección con aislamiento en XLPE				
	Oficial 1ª electricidad	h.	0,06 h	17,31 €	1,04 €
	Especialista de electricidad	h.	0,06 h	15,94 €	0,96 €
	Cable unipolar de 6mm2 con aislamiento en XLPE	m.	1 ml	1,14 €	1,14 €
	Costes directos	%	1 %	3,135 €	0,03 €
				Suma total de la partida	3,17 €
				Costes indirectos del 3%	0,09 €
				TOTAL DE LA PARTIDA	3,26 €

C002		INSTALACIÓN ELÉCTRICA			
	DESCRPCIÓN	MEDICIÓN	UNIDAD	PRECIO	COSTE
C002.2	CABLE ELÉCTRICO PARA BAJA TENSIÓN				
	Cable multiconductor de tensión asignada 0,6/1 kV con conductor de cobre de 4x35 mm2 de sección con aislamiento en PVC				
	Oficial 1ª electricidad	h.	0,07 h	17,31 €	1,21 €
	Especialista de electricidad	h.	0,07 h	15,94 €	1,12 €
	Cable eléctrico multiconductor 1x4C/35mm2	m.	1 ml	15,32 €	15,32 €
	Costes directos	%	1 %	17,6475 €	0,18 €
				Suma total de la partida	17,82 €
				Costes indirectos del 3%	0,53 €
				TOTAL DE LA PARTIDA	18,36 €

C002		INSTALACIÓN ELÉCTRICA			
	DESCRPCIÓN	MEDICIÓN	UNIDAD	PRECIO	COSTE
C002.3	TOMA DE TIERRA CON PICA				
	Toma de tierra con una pica de acero de 2 m de longitud				
	Oficial 1ª electricidad	h.	0,25 h	17,31 €	4,33 €
	Ayudante electricista	h.	0,25 h	15,94 €	3,99 €
	Peón ordinario construcción	h.	0,001 h	15,23 €	0,02 €
	Conductor de cobre de 35 mm2, incluyendo la arqueta para la toma a tierra, el electrodo y el material auxiliar.	u.	1 u	142,02 €	142,02 €
	Costes directos	%	1 %	150,34773 €	1,50 €
				Suma total de la partida	151,85 €
				Costes indirectos del 3%	4,56 €
				TOTAL DE LA PARTIDA	156,41 €

Proyecto de instalación de generación fotovoltaica de 22 kWp en espacio público para una comunidad de energía urbana formada por 10 consumidores diversos.

2.2 Cuadro de precios descompuestos:

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CAPÍTULO C001 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA					
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
C001.1	Módulo fotovoltaico JinkoSolar 310W (1956x992x40 mm).	Uds	70	155,7 €	10.896,8 €
C001.2	Inversores de las marquesinas (2 de 6 kW, 1 de 5 kW y 1 de 7 kW).	Uds	1	3699,3 €	3.699,3 €
C001.3	Sistema de monitorización.	Uds	1	1773,9 €	1.773,9 €
C001.4	Instalación de armario incluido transporte y colocación.	Uds	1	51,2 €	51,2 €
C001.5	Instalación del cuadro eléctrico, montajes, elementos de protección y mano de obra	Uds	1	1464,0 €	1.464,0 €
				TOTAL	17.885,1 €

** Las marquesinas no se tienen en cuenta para este presupuesto por lo justificado al principio del capítulo del presupuesto.*

CAPÍTULO C002 INSTALACIÓN ELÉCTRICA					
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
C002.1	Suministro e instalación de cable unipolar de cobre con aislamiento XLPE 1x6mm2 de 1000V.	m.	191,576	3,26 €	624,8 €
C002.2	Suministro e instalación de cable unipolar de cobre con aislamiento XLPE 1x3C/35mm2 de 0,6/1kV.	m.	125	18,36 €	2.294,8 €
C002.3	sistema de puesta a tierra formador por conductores de protección de 35 mm2 y picas normalizadas de 2m de longitud y 14,6 mm de diámetro	Uds	4	156,4 €	625,6 €
C002.4	Bandeja lisa para el tendido de los cables solares.	m.	142,5	6,3 €	899,2 €
C002.5	Caja de protección en CC con fusibles tipo gG de 16A de calibre para polo positivo y negativo	Uds	4	80,5 €	322,2 €
				TOTAL	4.766,6 €

CAPÍTULO C003 INGENIERÍA.					
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
C003.1	Costes de ingeniería	Uds	0,05	22.651,7 €	1.132,6 €

2.3 Presupuesto total del proyecto:

PRESUPUESTO FINAL		
CAPÍTULO	DESCRIPCIÓN	IMPORTE
C001	Instalación fotovoltaica.	17.885,1 €
C002	Instalación eléctrica.	4.766,6 €
C003	Ingeniería.	1.132,6 €
PRESUPUESTO TOTAL DE EJECUCIÓN DEL MATERIAL		23.784,3 €
10% Gastos Generales		2.378,4 €
5% Beneficio Industrial		1.189,2 €
PRESUPUESTO TOTAL DE EJECUCIÓN POR CONTRATA		27.351,9 €
21% IVA		5.743,9 €
TOTAL DEL PRESUPUESTO		33.095,8 €

El presupuesto general asciende a:

TRENTA Y TRES MIL NOVENTA Y CINCO EUROS CON OCHENTA CÉNTIMOS.



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCOLA TÈCNICA
SUPERIOR ENGINYERIA
INDUSTRIAL VALÈNCIA

ANEXOS.

PROYECTO DE INSTALACIÓN DE GENERACIÓN
FOTOVOLTAICA DE 22 kWp EN ESPACIO PÚBLICO
PARA UNA COMUNIDAD DE ENERGÍA URBANA
FORMADA POR 10 CONSUMIDORES DIVERSOS.

ANEXOS

1. CÁLCULO DE LA SECCIÓN DE LOS CONDUCTORES.

Los cálculos realizados para hallar la sección óptima de los cables, se rigen por:

- IEC 60364-5-52 Instalaciones eléctricas de baja tensión, selección y montaje de equipos eléctricos y del cableado.
- IEC 60287 Cables eléctricos. Cálculo de la calificación actual.
- IEC 60228 Conductores de cables aislados.
- IEC 60502 Cables de alimentación con aislamiento extruido y sus accesorios para tensiones desde 1 kV hasta 30 kV.
- IEC 60909 Corrientes de cortocircuito en sistemas de corriente alterna.

Como instalaciones, se han considerado:

- Cables solares (DC) instalados en la parte posterior de las estructuras fotovoltaicas y uno los módulos de los strings hasta la entrada del inversor.
- Cables de inversor (AC) enterrados en tierra y discurren desde el inversor hasta el punto de conexión a la red.

Se ha aplicado el Criterio Térmico y el Criterio de Caída de Tensión para su selección. Se debe garantizar que las corrientes que circulan no supongan un peligro para la integridad del cable, y la sección del conductor no permita que la caída máxima de tensión supere el 1.5 %.

Se parte de los siguientes valores de diseño:

- Temperatura del terreno: 20°C.
- Temperatura ambiente: 40°C.
- Coeficiente térmico de resistividad del terreno: 1.5 k.m/W.
- Profundidad de los cables enterrados: 0.5 para baja tensión.

1.1 Tramo del cable solar en CC.

Criterio Térmico.

Los Strings se conectarán a los inversores mediante una extensión del cable solar de 6 mm², los parámetros que determinan este valor de la sección:

- Voltaje del string a la máxima potencia (V_{mpp}): 14x 37 V = 518 V.
17x37 V= 629 V
18x37 V= 666 V.
21x37V= 777 V.
- Intensidad del string a la máxima potencia (I_{mpp}): 1x 8,38 A= 8,38 A.
- Máxima corriente del string (I_{sc}): 1x 8,96 A.

La sección transversal del cable, se dimensiona de acuerdo al criterio de máxima corriente. Esta es la máxima corriente que puede circular por el cable, se determina de la siguiente forma:

$$I_z = I_{SC PV} - I_{SC String}$$

Ecuación 9

El cable se dimensiona para ese nivel de corriente. Su capacidad de transporte depende de varios factores como es el caso de la temperatura ambiente, el agrupamiento de los cables, y la configuración de la instalación.

Por tanto, se emplea la siguiente fórmula para calcular la máxima corriente continua permitida para los cables:

$$I_{z cable} = I_N \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3$$

Ecuación 10

Siendo los valores de:

- $I_{z cable}$: Máxima corriente en continua permitida para el cable solar en las condiciones de servicio.
- I_N : Corriente nominal para condiciones estándar.
- f_1 : Factor corrector por temperatura ambiente.
- f_2 : Factor corrector por agrupamiento de los cables.
- f_3 : Factor corrector por la resistividad térmica del terreno.

El cable solar se diseña para colocarse a lo largo de los paneles, en la parte posterior de ellos, directamente al aire libre ya que todas las uniones de módulos se encuentran en la misma pérgola.

Proyecto de instalación de generación fotovoltaica de 22 kWp en espacio público para una comunidad de energía urbana formada por 10 consumidores diversos.

De acuerdo con la norma IEC 60364-5-52 cuyas tablas son la B.52.1 y B.52.3, para cables de cobre con aislamiento de XLPE, 30°C de temperatura ambiente y 20°C de temperatura del suelo, los valores de corriente nominal para los dos casos de estudio son:

Table B.52.3 – Current-carrying capacities in amperes for methods of installation in Table B.52.1 – XLPE or EPR insulation, two loaded conductors/copper or aluminium – Conductor temperature: 90 °C, ambient temperature: 30 °C in air, 20 °C in ground

Nominal cross-sectional area of conductor mm ²	Installation methods of Table B.52.1						
	A1	A2	B1	B2	C	D1	D2
1							
	2	3	4	5	6	7	8
Copper							
1,5	19	18,5	23	22	24	25	27
2,5	26	25	31	30	33	33	35
4	35	33	42	40	45	43	46
6	45	42	54	51	58	53	58
10	61	57	75	69	80	71	77
16	81	76	100	91	107	91	100
25	106	99	133	119	138	116	129
35	131	121	164	146	171	139	155
50	158	145	198	175	209	164	183
70	200	183	253	221	269	203	225
95	241	220	306	265	328	239	270
120	278	253	354	305	382	271	306
150	318	290	393	334	441	306	343
185	362	329	449	384	506	343	387
240	424	386	528	459	599	395	448
300	486	442	603	532	693	446	502

1 → Cable solar al aire: método C $I_{N,C} = 58$ A.

Los factores correctores:

El factor de temperatura se extrae de la tabla B.52.14 para el método C.

Proyecto de instalación de generación fotovoltaica de 22 kWp en espacio público para una comunidad de energía urbana formada por 10 consumidores diversos.

Table B.52.14 – Correction factor for ambient air temperatures other than 30 °C to be applied to the current-carrying capacities for cables in the air

Ambient temperature ^a °C	Insulation			
	PVC	XLPE and EPR	Mineral ^a	
			PVC covered or bare and exposed to touch 70 °C	Bare not exposed to touch 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
30	1,00	1,00	1,00	1,00
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,78	0,88
50	0,71	0,82	0,87	0,84
55	0,61	0,76	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	–	0,65	–	0,70
70	–	0,58	–	0,65
75	–	0,50	–	0,60
80	–	0,41	–	0,54
85	–	–	–	0,47
90	–	–	–	0,40
95	–	–	–	0,32

^a For higher ambient temperatures, consult the manufacturer.

$$f_{1,c} = 0,91$$

Para obtener el factor corrector del agrupamiento de los cables, se emplea la tabla B.52.17, para el método C.

En este caso hay cuatro tipos de strings, 1 con 14 módulos, otro con 17, otro con 18 y otro con 21, si se coge el caso más desfavorable que son 21 módulos el cable solar estará compuesto por 42 agrupaciones, como la siguiente tabla es para circuitos multi-core:

Table B.52.17 – Reduction factors for one circuit or one multi-core cable or for a group of more than one circuit, or more than one multi-core cable, to be used with current-carrying capacities of Tables B.52.2 to B.52.13

Item	Arrangement (cables touching)	Number of circuits or multi-core cables												To be used with current-carrying capacities, reference
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20	
1	Bunched in air, on a surface, embedded or enclosed	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	B.52.2 to B.52.13 Methods A to F

$$f_{2,c} = 0,38$$

Teniendo estos valores, se puede calcular la máxima corriente que el cable es capaz de soportar (la ampacidad del cable).

Cable solar al aire:

$$I_{Z,C} = I_{N,C} \cdot f_{1,C} \cdot f_{2,C} = 58 \cdot 0,91 \cdot 0,38 = 20,05 \text{ A}$$

De acuerdo con el IEC 60364-7-712, el cable de los strings debe ser capaz de soportar 1,25 veces la corriente de cortocircuito:

$$I_{Z \text{ cable}} \geq 1,25 \cdot I_{SC \text{ String}}$$

Ecuación 11

Por tanto,

$$I_{Z \text{ cable}} = 20,05 \text{ Amps} \geq 1,25 \cdot 8,96 = 12,2 \text{ Amps}$$

Se concluye, que la capacidad de la carga de corriente para un cable de 6 mm² de sección, es superior al 125% de la corriente máxima calculada, por esta razón, el cable cumple con los requisitos.

Con una sección menor también cumpliría este criterio, sin embargo, la Iz del cable no llegaría a los 16 A, y el fusible viene normalizado intensidades nominales de 10 y para 16 A.

Como debe cumplirse que:

$$I_{Z \text{ cable}} \geq I_p \geq 1,25 \cdot I_{SC \text{ String}}$$

Ecuación 12

Con una sección de 6 mm², se garantiza que el fusible de 16 A proteja la instalación frente a cortocircuitos.

Criterio de Máxima Caída de Tensión.

Para este criterio se emplea la siguiente fórmula:

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{2 \cdot I \cdot R}{U} \cdot 100\% = \frac{2 \cdot I_{mpp}}{V_{mpp}} \cdot L \cdot R \cdot 100\%$$

Ecuación 13

Es necesario calcular previamente la resistencia del cable a temperatura máxima. Se obtiene primero la máxima temperatura del cable y posteriormente, la resistencia a esa temperatura:

$$T = T_0 + (T_{max} - T_0) \cdot (I/I_{max})^2$$

Ecuación 14

Donde:

T: Temperatura actual del conductor.

T₀: Temperatura ambiente (del conductor sin carga). Considerada 40°C.

T_{max}: Máxima temperatura del cable (90°C).

I: Corriente que circula por el cable.

I_{max}: Máxima capacidad de la corriente que circula por el cable en las condiciones dadas.

$$T = 40 + (90 - 40) \cdot \left(\frac{8,38}{20,05}\right)^2 = 48,73 \text{ } ^\circ\text{C}$$

La resistencia a esa temperatura será:

$$R_T = R_{20^\circ\text{C}} \cdot \left(1 + \left(\frac{3,93}{1000}\right) \cdot (T - 20)\right)$$

Sustituyendo:

$$R_T = 3,39 \cdot \left(1 + \left(\frac{3,93}{1000}\right) \cdot (48,73 - 20)\right) = 3,77 \text{ } \Omega/\text{km}$$

Considerando de acuerdo a los planos, que la longitud significativa para el cable solar (tanto positivo como negativo y mayorada un 10 %) es de: 43.73m para la pérgola 1, 38,98m para la pérgola 5, 62,42m para la pérgola 14 y 46,43m para la número 17.

Se obtiene:

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{2 \cdot 8,38}{629} \cdot \frac{0,04373}{2} \cdot 3,77 \cdot 100\% = 0,22\%$$

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{2 \cdot 8,38}{518} \cdot \frac{0,03898}{2} \cdot 3,77 \cdot 100\% = 0,237\%$$

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{2 \cdot 8,38}{777} \cdot \frac{0,06242}{2} \cdot 3,77 \cdot 100\% = 0,253\%$$

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{2 \cdot 8,38}{666} \cdot \frac{0,04643}{2} \cdot 3,77 \cdot 100\% = 0,22\%$$

La caída media de tensión máxima para los cables de 0,253 %, que es menor al valor indicado por la norma de 1,5%, por tanto, cumple el criterio de caída de tensión.

1.2 Tramo de corriente alterna.

Criterio Térmico.

Siguiendo con la misma metodología anterior, se emplea de nuevo la siguiente fórmula para hallar la corriente máxima del cable:

$$I_{Z \text{ cable}} = I_N \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3$$

Ecuación 15

En la hoja de especificaciones de los inversores, se conoce que la máxima corriente permitida es de 30,6 A para el fusible de 7 kW, y 9,8 A para el de 5 kW, y 11,9 para el de 6 kW.

Se va a tomar la misma sección de cable para los 4 conductores y se va a seleccionar como sección, aquella que sea válida para los 4.

La Intensidad de diseño será la del inversor de 7 kW.

Los cables de los inversores, se diseñan para que bajen por los postes hasta la zanja y discurren por ella hasta el punto de inyección a la red. Se definirá como método el 2.

De acuerdo con el IEC 60364-5-52 de la tabla B.52.4, para hallar la corriente de conductores de cobre con un aislamiento en PVC, 30° de temperatura ambiente y 20°C de temperatura del terreno.

Proyecto de instalación de generación fotovoltaica de 22 kWp en espacio público para una comunidad de energía urbana formada por 10 consumidores diversos.

Table B.52.4 – Current-carrying capacities in amperes for methods of installation in Table B.52.1 – PVC insulation, three loaded conductors/copper or aluminium – Conductor temperature: 70 °C, ambient temperature: 30 °C in air, 20 °C in ground

Nominal cross-sectional area of conductor mm ²	Installation methods of Table B.52.1						
	A1	A2	B1	B2	C	D1	D2
1	2	3	4	5	6	7	8
Copper							
1,5	13,5	13	15,5	15	17,5	18	19
2,5	18	17,5	21	20	24	24	24
4	24	23	28	27	32	30	33
6	31	29	36	34	41	38	41
10	42	39	50	48	57	50	54
16	56	52	68	62	76	64	70
25	73	68	89	80	96	82	92
35	89	83	110	99	119	98	110
50	108	99	134	118	144	116	130
70	136	125	171	149	184	143	162
95	164	150	207	179	223	169	193
120	188	172	239	206	259	192	220
150	216	196	262	225	299	217	246
185	245	223	296	255	341	243	278
240	286	261	346	297	403	280	320
300	328	298	394	339	464	316	359
Aluminium							
2,5	14	13,5	16,5	15,5	18,5	18,5	
4	18,5	17,5	22	21	25	24	
6	24	23	28	27	32	30	
10	32	31	39	38	44	39	
16	43	41	53	48	59	50	53
25	57	53	70	62	73	64	69
35	70	65	86	77	90	77	83
50	84	78	104	92	110	91	99
70	107	98	133	116	140	112	122
95	129	118	161	139	170	132	148
120	149	135	186	160	197	150	169
150	170	155	204	176	227	169	189
185	194	176	230	199	259	190	214
240	227	207	269	232	305	218	250
300	261	237	306	265	351	247	282

$$I_N = 110 \text{ A}$$

D. El factor corrector de temperatura se toma de la tabla B.52.15 para el método

Proyecto de instalación de generación fotovoltaica de 22 kWp en espacio público para una comunidad de energía urbana formada por 10 consumidores diversos.

Table B.52.15 – Correction factors for ambient ground temperatures other than 20 °C to be applied to the current-carrying capacities for cables in ducts in the ground

Ground temperature °C	Insulation	
	PVC	XLPE and EPR
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
20	1,00	1,00
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	–	0,60
70	–	0,53
75	–	0,46
80	–	0,38

$$f_1 = 1,00$$

Para el factor corrector del agrupamiento se emplea la tabla B.52.18, se van a considerar cuatro circuitos de cables en contacto.

Table B.52.18 – Reduction factors for more than one circuit, cables laid directly in the ground – Installation method D2 in Tables B.52.2 to B.52.5 – Single-core or multi-core cables

Number of circuits	Cable to cable clearance ^a				
	Nil (cables touching)	One cable diameter	0,125 m	0,25 m	0,5 m
2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85
4	0,60	0,60	0,70	0,75	0,80
5	0,55	0,55	0,65	0,70	0,80
6	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80
7	0,45	0,51	0,59	0,67	0,76
8	0,43	0,48	0,57	0,65	0,75
9	0,41	0,46	0,55	0,63	0,74
12	0,36	0,42	0,51	0,59	0,71
16	0,32	0,38	0,47	0,56	0,66
20	0,29	0,35	0,44	0,53	0,66

$$f_2 = 0,6$$

Por último, el factor corrector por la resistividad del terreno, se obtiene mediante la tabla B.52.16 para cables enterrados.

Table B.52.16 – Correction factors for cables buried direct in the ground or in buried ducts for soil thermal resistivities other than 2,5 K·m/W to be applied to the current-carrying capacities for reference method D

Thermal resistivity, K·m/W	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5	3
Correction factor for cables in buried ducts	1,28	1,20	1,18	1,1	1,05	1	0,96
Correction factor for direct buried cables	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,90

$$f_3 = 1,28$$

Conociendo todos los factores correctores, es posible conocer la capacidad máxima de corriente de los cables enterrados:

$$I_{Z\ cable} = I_N \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 = 110 \cdot 1,00 \cdot 0,6 \cdot 1,28 = 84,48\ A$$

La condición que debe cumplir es:

$$I_{Z\ cable} > I_{design}$$

Siendo en este caso:

$$I_{Z\ cable} = 84,48\ A$$

$$I_{design} = 30,6\ A$$

El cable será por tanto de 4C/35 mm².

Con una sección menor, también sería válido para cumplir el criterio térmico, sin embargo, como no se conoce cuál es el punto de inyección a la red, si se quieren limitar las pérdidas óhmicas y que no perjudique a la generación anual, hay que tomar un valor de sección tal que, para una distancia tomada como valor aproximado, estas pérdidas no sean muy altas.

En el análisis del PVsyst, se ha tomado como valor anual aproximado de pérdidas un 0.9%, lo que equivale a una longitud de 125 m para una sección de 35 mm².

Es sobre coste de tener una sección mayor, reflejado en el presupuesto de inversión inicial, resulta a la larga más rentable que el que representaría las pérdidas anuales de energía.

Criterio de Caída de Tensión

Para este criterio se emplea la siguiente fórmula:

$$\Delta U(\%) = \sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \frac{100}{U_n \cdot S \cdot \mu}$$

Ecuación 16

Siendo:

- I = Corriente en Amperios = 30,6 A.
- $U_n = 840$ V.
- S = Sección del conductor.
- μ = conductividad del cobre a 90°C, para el caso más desfavorable, tiene un valor de 44 m/ $\Omega \cdot \text{mm}^2$.
- L = Longitud de los cables, como no se conoce el punto de inyección se va a estimar una longitud de 125m.

$$\Delta U(\%) = \sqrt{3} \cdot 125 \cdot 30,6 \cdot \frac{100}{840 \cdot 35 \cdot 44} = 0,51\% \leq 1,5\%$$

Cumpléndose el criterio de caída de tensión también.

2. CÁLCULO DE PROTECCIONES.

Protección frente a cortocircuitos.

En corriente continua, este fallo se produce cuando la corriente eléctrica pasa de un polo al otro, es decir entre el conductor positivo y el negativo. Por esta razón, el comienzo de la línea se instalará un elemento de protección, un fusible tipo gG normalizados según la UNE 60296 y que protege frente a sobrecargas y cortocircuitos.

Estos dispositivos estarán protegiendo el lado de continua y se ubicarán en diferentes cajas de protección junto a los inversores.

Proyecto de instalación de generación fotovoltaica de 22 kWp en espacio público para una comunidad de energía urbana formada por 10 consumidores diversos.

Siguiendo la guía técnica de BT-22, el fusible debe satisfacer la siguiente ecuación [Ecuación 12]:

$$1,25 \cdot I_{sc} \leq I_p \leq I_z$$

Siendo todos los valores conocidos por el cálculo de sección excepto I_p que representa la intensidad que se le asigna al dispositivo de protección.

En el capítulo anterior, se ha justificado que el fusible óptimo para las condiciones de esta instalación, es uno de calibre de 16 A.

Para el tramo de AC un fusible de calibre 50 A cumpliría con la ecuación anterior.

3. HOJAS CARACTERÍSTICAS.

Paneles fotovoltaicos:

Engineering Drawings

Electrical Performance & Temperature Dependence

Current-Voltage & Power-Voltage Curves (305W)

Temperature Dependence of I_{sc} , V_{oc} , P_{max}

Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156x156mm (6 inch)
No. of cells	72 (6x12)
Dimensions	1956x992x40mm (77.01x39.05x1.57 inch)
Weight	26.5 kg (58.4 lbs.)
Front Glass	4.0mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1x4.0mm ² , Length:900mm

Packaging Configuration

(Two boxes =One pallet)

25pcs/ box, 50pcs/pallet, 550 pcs/40'HQ Container

Proyecto de instalación de generación fotovoltaica de 22 kWp en espacio público para una comunidad de energía urbana formada por 10 consumidores diversos.

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM290P		JKM295P		JKM300P		JKM305P		JKM310P	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	290Wp	214Wp	295Wp	218Wp	300Wp	221Wp	305Wp	225Wp	310Wp	230Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	35.8V	33.2V	36.2V	33.5V	36.6V	33.7V	36.8V	34.0V	37.0V	34.4V
Maximum Power Current (Imp)	8.11A	6.44A	8.15A	6.50A	8.20A	6.56A	8.30A	6.62A	8.38A	6.68A
Open-circuit Voltage (Voc)	44.9V	41.8V	45.1V	41.9V	45.3V	42.3V	45.6V	42.4V	45.9V	42.7V
Short-circuit Current (Isc)	8.69A	7.03A	8.76A	7.09A	8.84A	7.16A	8.91A	7.21A	8.96A	7.26A
Module Efficiency STC (%)	14.95%		15.20%		15.46%		15.72%		15.98%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	15A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.41%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.31%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

STC:  Irradiance 1000W/m²  Cell Temperature 25°C  AM=1.5

NOCT:  Irradiance 800W/m²  Ambient Temperature 20°C  AM=1.5  Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

Ilustración 45: Catálogo de paneles.

Inversor SolarX Power.

Proyecto de instalación de generación fotovoltaica de 22 kWp en espacio público para una comunidad de energía urbana formada por 10 consumidores diversos.



	X3-4.0-T	X3-5.0-T	X3-6.0-T	X3-7.0-T	X3-8.0-T	X3-9.0-T	X3-10.0-T
INPUT (DC)							
Max.DC power [W]	5200	6500	7800	8400	9600	10800	12000
Max.DC voltage [V]	800	800	800	1000	1000	1000	1000
Nominal DC operating voltage [V]	600	600	600	600	600	600	600
Max. input current (input A/input B) [A]	11/11	11/11	11/11	11/11	11/11	11/11	11/11
Max. short circuit current (input A/input B) [A]	14/14	14/14	14/14	14/14	14/14	14/14	14/14
Operating voltage range [V]	160-750	160-750	160-750	160-900	160-900	160-900	160-900
MPPT voltage range [V] (full load)	190-750	240-750	285-750	330-800	380-800	425-800	470-800
Start up DC voltage [V]	140	140	140	140	140	140	140
Start output DC voltage [V]	180	180	180	180	180	180	180
Shut down DC voltage [V]	100	100	100	100	100	100	100
No. of MPP trackers	2	2	2	2	2	2	2
Strings per MPP tracker	1	1	1	1	1	1	1
DC disconnection switch	optional	optional	optional	optional	optional	optional	optional
OUTPUT (AC)							
Normal AC power [W]	4000	5000	6000	7000	8000	9000	10000
Max. apparent AC power [W]	4000	5000	6000	7000	8000	9000	10000
Rated grid voltage (AC voltage range) [V]	3/N/PE, 230/400(310-480)						
Rated grid Frequency [Hz]	50/60; ±5						
Max. AC current [A]	6.4	8.0	9.6	11.2	12.8	14.4	16.0
Displacement power factor	0.8leading-0.8lagging						
THDi, rated power [%]	<2						
EFFICIENCY							
MPPT efficiency [%]	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9
Euro-efficiency [%]	97.8	97.8	97.8	98	98	98	98
Max. efficiency [%]	98.3	98.3	98.3	98.4	98.4	98.5	98.5
POWER CONSUMPTION							
Night consumption [W]	<3						
STANDARD							
Safety	EN62109-1/-2						
EMC	EN61000-6-1;EN61000-6-2;EN61000-6-3;EN61000-3-2;EN61000-3-3						
Certification	AS4777.2-2015; VDE4105						
ENVIRONMENT LIMIT							
Protection class	IP65						
Operating temperature range [°C]	-25--+60(derating at 45)						
Humidity [%]	0-100, condensing						
Altitude[m]	4000 (derating at 3000)						
Storage temperature [°C]	-25--60						
Noise emission(typical.)[dB]	<35						
Over voltage category	III(electric supply side), II(PV side)						
GENERAL							
Dimensions(WxHxD) [mm]	460*400*180						
Weight [kg]	23	23	23	26	26	26	26
DC input type	MC4						
Cooling concept	Natural						
Topology	Transformerless						
Earth fault alarm	Yes(80dB)						
Communication	RS485 /DRM / WIFI(optional) / LAN (optional) / USB / RF						
LED	3						
LCD display	Backlight 20*4 character						
Warranty [year]	5						

*Can be modified without notice.(V3)

Ilustración 46: Inversor SolarX Power.

Inversor Platinum GmbH

5500 R3-S2 Platinum		
SPECIFICATIONS	DESCRIPTION	DOWNLOADS
DC		
Power		5,7 KW
Power Max.		5,7 KW
Current		9,5 A
Current Max.		19,0 A
Voltage		150,0 V
Voltage Max.		900,0 V
MPP Min.		150,0 V
MPP Max.		720,0 V
MPPT		2
String Inputs		2
AC		
Power		5,0 KW
Power Max.		5,6 KW
Current		9,9 A
Current Max.		29,7 A
Efficiency		
Efficiency EU		98.5 %
Measurements		
Length		n/a
Width		n/a
Height		n/a
Weight		n/a
Manufacturer warranty		
Product warranty		n/a
Certificates		

4. CAPTURA DEL TRATAMIENTO DE DATOS DE LOS CONSUMOS HORARIOS.

Proyecto de instalación de generación fotovoltaica de 22 kWp en espacio público para una comunidad de energía urbana formada por 10 consumidores diversos.

Curvas de consumo											
Fecha	Demanda Wh										TOTAL Wh
	CUP 1	CUP 2	CUP 3	CUP 4	CUP 5	CUP 6	CUP 7	CUP 8	CUP 9	CUP 10	
2019/01/01 01:00	229	217	129	185	1416	156	739	686	139	83	3979.00
2019/01/01 02:00	253	219	140	116	691	189	210	719	252	1035	3824.00
2019/01/01 03:00	253	282	95	169	689	191	126	698	124	97	2724.00
2019/01/01 04:00	356	310	197	211	669	169	133	548	202	81	2876.00
2019/01/01 05:00	266	231	132	109	957	96	132	163	333	77	2496.00
2019/01/01 06:00	242	231	132	179	101	152	193	91	274	109	1704.00
2019/01/01 07:00	257	239	114	250	133	179	233	88	232	190	1915.00
2019/01/01 08:00	257	211	126	205	221	96	164	123	343	88	1834.00
2019/01/01 09:00	251	243	127	611	111	134	177	80	211	75	2020.00
2019/01/01 10:00	245	252	106	532	120	232	286	73	126	75	2047.00
2019/01/01 11:00	345	274	158	398	136	146	183	147	279	190	2256.00
2019/01/01 12:00	311	293	93	243	105	251	243	162	223	1304	3228.00
2019/01/01 13:00	307	347	142	297	131	555	322	97	218	1466	3882.00
2019/01/01 14:00	331	453	130	707	295	992	455	168	351	179	4061.00
2019/01/01 15:00	252	927	111	1000	133	260	1201	390	519	242	5035.00
2019/01/01 16:00	262	344	144	299	97	172	682	1067	266	236	3569.00
2019/01/01 17:00	268	359	106	832	120	181	488	758	346	172	3630.00
2019/01/01 18:00	347	244	137	579	133	1416	653	440	158	172	4279.00
2019/01/01 19:00	511	244	118	332	124	741	243	505	201	362	3381.00
2019/01/01 20:00	447	278	114	704	1142	894	409	532	255	371	5146.00
2019/01/01 21:00	428	598	183	390	177	855	540	471	172	253	4067.00
2019/01/01 22:00	250	299	128	548	112	535	416	665	204	693	3850.00
2019/01/01 23:00	232	296	117	532	124	788	314	346	367	228	3344.00
2019/01/02 00:00	295	298	130	132	139	790	173	436	264	242	2899.00
2019/01/02 01:00	408	269	124	274	83	163	179	327	332	159	2318.00
2019/01/02 02:00	331	289	125	165	141	125	150	107	144	80	1657.00
2019/01/02 03:00	249	284	118	120	97	158	122	72	138	86	1444.00
2019/01/02 04:00	267	216	127	158	124	170	104	82	251	80	1579.00
2019/01/02 05:00	274	234	116	132	122	133	142	99	126	78	1456.00
2019/01/02 06:00	256	245	126	236	107	199	191	122	121	79	1682.00
2019/01/02 07:00	267	230	117	194	135	241	248	73	233	75	1813.00
2019/01/02 08:00	276	285	125	194	87	201	133	156	179	72	1708.00
2019/01/02 09:00	249	227	115	519	145	183	119	183	175	195	2110.00
2019/01/02 10:00	259	209	137	145	82	318	127	66	176	116	1635.00
2019/01/02 11:00	241	235	117	219	141	1053	99	90	147	1706	4048.00
2019/01/02 12:00	249	223	128	265	101	245	173	193	98	384	2059.00
2019/01/02 13:00	376	268	158	379	128	253	1097	289	175	81	3204.00
2019/01/02 14:00	342	370	112	306	397	697	1795	305	256	723	5303.00
2019/01/02 15:00	340	422	2029	1088	1272	1214	1094	133	120	367	8079.00
2019/01/02 16:00	436	371	868	1135	820	1585	193	92	103	193	5796.00
2019/01/02 17:00	527	346	667	2244	252	1532	134	413	151	183	6449.00
2019/01/02 18:00	624	296	902	2022	126	1291	143	394	179	2139	8116.00
2019/01/02 19:00	1190	1522	1479	2160	213	796	98	292	100	268	8118.00
2019/01/02 20:00	1051	306	1719	2535	577	315	147	333	97	235	7315.00
2019/01/02 21:00	1331	253	1043	2413	513	323	107	365	207	306	6861.00
2019/01/02 22:00	449	249	2040	1747	92	669	126	394	141	631	6538.00
2019/01/02 23:00	446	418	1218	1880	268	459	126	305	97	283	5500.00
2019/01/03 00:00	434	527	643	1721	576	551	105	1217	95	228	6097.00
2019/01/03 01:00	392	368	920	1369	387	552	142	599	172	228	5129.00
2019/01/03 02:00	250	276	870	1531	500	675	83	74	202	116	4577.00
2019/01/03 03:00	268	256	315	1295	174	142	145	107	158	80	2940.00
2019/01/03 04:00	274	246	251	1302	165	144	78	87	164	83	2794.00
2019/01/03 05:00	264	252	208	1451	82	180	149	62	178	78	2904.00
2019/01/03 06:00	289	259	238	1265	141	228	176	83	179	75	2933.00
2019/01/03 07:00	332	251	235	1480	107	166	234	85	104	74	3068.00
2019/01/03 08:00	292	289	274	1398	92	191	96	74	171	74	2951.00
2019/01/03 09:00	270	208	577	1475	154	267	188	222	274	103	3738.00
2019/01/03 10:00	252	229	384	1651	83	277	102	162	160	280	3580.00
2019/01/03 11:00	253	234	422	1559	149	462	133	167	111	1868	5358.00
2019/01/03 12:00	264	241	1215	1788	101	434	106	170	111	737	5167.00
2019/01/03 13:00	264	228	139	1675	112	320	122	124	113	170	3267.00

Proyecto de instalación de generación fotovoltaica de 22 kWp en espacio público para una comunidad de energía urbana formada por 10 consumidores diversos.

2019/12/29 08:00	178	246	209	360	236	121	132	349	108	62	2001.00
2019/12/29 09:00	124	243	615	276	468	96	506	216	107	86	2737.00
2019/12/29 10:00	156	244	256	140	493	140	468	242	314	191	2644.00
2019/12/29 11:00	199	252	129	180	918	79	252	201	353	195	2758.00
2019/12/29 12:00	275	607	355	257	764	149	245	171	256	248	3327.00
2019/12/29 13:00	118	1219	269	157	2498	78	164	282	272	269	5326.00
2019/12/29 14:00	120	524	640	131	2066	160	881	236	320	189	5267.00
2019/12/29 15:00	1177	1068	929	186	1097	77	430	215	696	104	5979.00
2019/12/29 16:00	259	408	528	1139	851	240	114	941	303	98	4881.00
2019/12/29 17:00	203	456	564	597	369	273	1000	445	425	62	4394.00
2019/12/29 18:00	233	507	635	845	1636	230	440	207	415	104	5252.00
2019/12/29 19:00	143	313	737	414	1785	181	714	332	407	147	5173.00
2019/12/29 20:00	131	280	912	315	1842	82	358	297	230	205	4652.00
2019/12/29 21:00	127	271	1633	937	1363	137	304	454	228	241	5695.00
2019/12/29 22:00	180	265	1739	715	1242	99	113	236	483	310	5382.00
2019/12/29 23:00	170	332	1400	633	831	119	778	130	524	257	5174.00
2019/12/30 00:00	260	378	1009	706	1191	114	1134	196	527	169	5684.00
2019/12/30 01:00	179	363	204	747	898	101	183	149	419	160	3403.00
2019/12/30 02:00	150	338	196	113	788	130	129	85	284	95	2308.00
2019/12/30 03:00	127	328	171	204	114	83	113	58	150	91	1439.00
2019/12/30 04:00	136	300	90	147	153	147	158	131	120	106	1488.00
2019/12/30 05:00	135	316	165	101	88	75	82	115	227	166	1470.00
2019/12/30 06:00	142	294	266	184	205	153	233	154	128	98	1857.00
2019/12/30 07:00	150	285	171	234	177	75	259	85	117	66	1619.00
2019/12/30 08:00	166	304	163	234	295	132	206	227	175	926	2828.00
2019/12/30 09:00	119	312	210	315	421	99	378	98	361	452	2765.00
2019/12/30 10:00	121	319	628	304	247	109	313	61	181	167	2450.00
2019/12/30 11:00	133	436	486	512	417	120	1392	100	95	167	3858.00
2019/12/30 12:00	115	396	523	359	237	87	349	131	158	152	2507.00
2019/12/30 13:00	122	252	1331	296	196	143	192	100	388	179	3199.00
2019/12/30 14:00	135	261	1242	259	221	536	723	52	135	288	3852.00
2019/12/30 15:00	129	466	718	784	457	886	1874	241	95	895	6545.00
2019/12/30 16:00	141	394	708	389	292	209	1694	179	104	181	4291.00
2019/12/30 17:00	149	444	382	687	685	306	1322	204	183	269	4631.00
2019/12/30 18:00	256	377	117	353	1535	594	1224	211	155	275	5097.00
2019/12/30 19:00	556	280	315	521	1624	279	559	268	100	235	4737.00
2019/12/30 20:00	148	262	369	577	909	759	373	395	99	270	4161.00
2019/12/30 21:00	119	1221	981	1158	1662	1581	252	295	162	180	7611.00
2019/12/30 22:00	155	3056	807	460	1008	998	241	429	682	679	8515.00
2019/12/30 23:00	276	892	944	379	927	661	209	343	753	156	5540.00
2019/12/31 00:00	245	328	613	610	502	736	180	280	411	124	4029.00
2019/12/31 01:00	206	345	353	312	593	154	111	118	576	176	2944.00
2019/12/31 02:00	123	277	153	732	172	151	142	76	316	198	2340.00
2019/12/31 03:00	144	272	155	117	180	134	103	121	132	116	1474.00
2019/12/31 04:00	133	256	132	128	150	177	139	79	155	72	1421.00
2019/12/31 05:00	123	253	129	191	115	110	99	87	203	183	1493.00
2019/12/31 06:00	141	248	157	134	191	138	209	195	115	124	1652.00
2019/12/31 07:00	114	289	154	155	165	217	198	63	116	82	1553.00
2019/12/31 08:00	122	288	132	262	507	235	196	76	195	75	2088.00
2019/12/31 09:00	119	290	364	263	405	403	160	379	394	115	2892.00
2019/12/31 10:00	135	303	908	436	198	268	160	97	149	238	2892.00
2019/12/31 11:00	157	328	1489	661	335	198	273	100	101	198	3840.00
2019/12/31 12:00	217	379	505	556	346	407	147	170	99	164	2990.00
2019/12/31 13:00	563	333	327	116	1178	409	255	140	220	209	3750.00
2019/12/31 14:00	988	341	147	1673	302	654	247	70	209	918	5549.00
2019/12/31 15:00	674	292	156	540	291	117	221	325	164	371	3151.00
2019/12/31 16:00	279	407	149	303	297	109	164	314	125	238	2385.00
2019/12/31 17:00	259	396	153	484	254	136	209	951	167	218	3227.00
2019/12/31 18:00	240	425	148	1648	328	88	203	729	208	330	4347.00
2019/12/31 19:00	690	518	1045	954	577	232	186	321	259	258	5040.00
2019/12/31 20:00	749	1208	1361	578	258	651	274	1103	392	291	6865.00
2019/12/31 21:00	124	583	1577	743	758	2731	165	582	1400	108	8771.00
2019/12/31 22:00	114	258	2807	159	295	3015	1583	463	1158	80	9932.00
2019/12/31 23:00	134	253	2006	107	200	2245	1189	652	1468	81	8335.00

Tabla 14: Tratamiento de datos horarios del 2019.

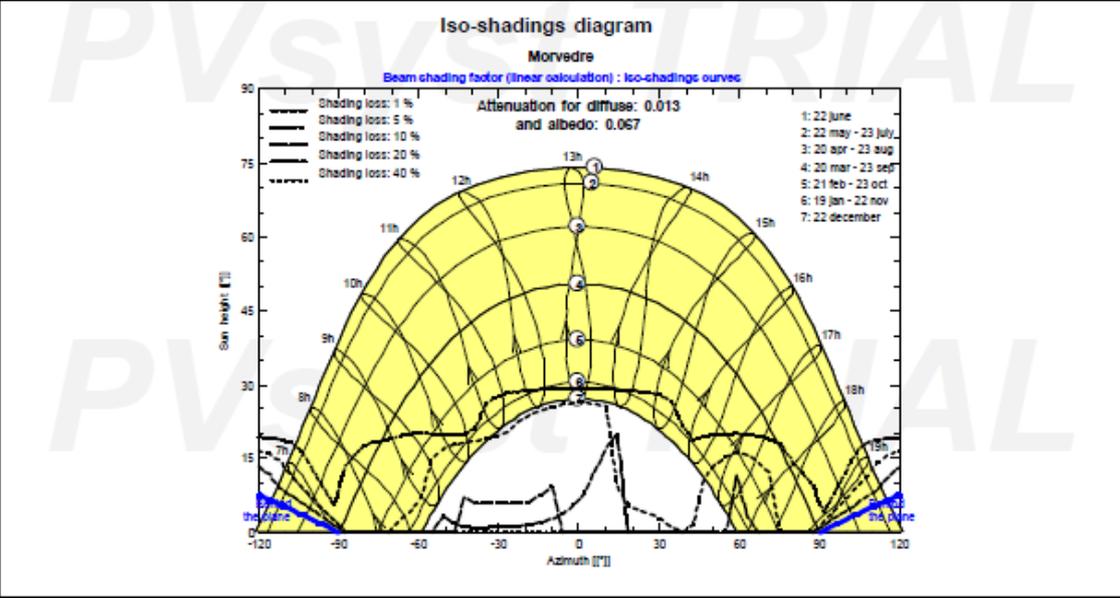
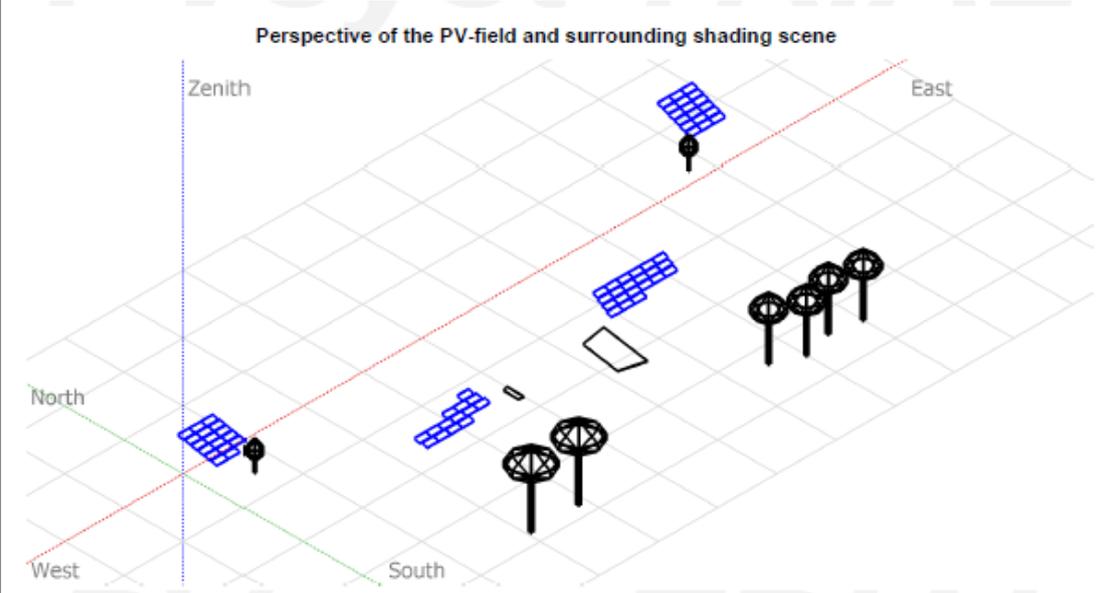
5. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN CON PVSYS.

PVSYST V6.87		05/09/20	Page 1/5
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project :	Morvedre		
Geographical Site	Trinitat	Country	Spain
Situation	Latitude	39.48° N	Longitude -0.37° W
Time defined as	Legal Time	Time zone UT+1	Altitude 13 m
Meteo data:	Trinitat	Meteonorm 7.2 (1997-2006), Sat=4% - Synthetic	
Simulation variant :	Prueba-310-15-6mm		
	Simulation date	05/09/20 09h29	
Simulation parameters	System type	Tables on a building	
Collector Plane Orientation	Tilt	15°	Azimuth 0°
Sheds configuration	Nb. of sheds	70	Identical arrays
	Sheds spacing	1.03 m	Collector width 0.99 m
Shading limit angle	Limit profile angle	74.4°	Ground cov. Ratio (GCR) 96.3 %
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	Linear shadings		
User's needs :	Unlimited load (grid)		
PV Array Characteristics			
PV module	Si-poly	Model	JKMS310PP-72V Maxim
Original PVsyst database	Manufacturer	Jinkosolar	
Maxim integrated optimizers	Model	MAX20800A	Unit Nom. Power 3 x 128 W
Number of PV modules	In series	14 modules	In parallel 5 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	70	Unit Nom. Power 310 Wp
Array global power	Nominal (STC)	21.70 kWp	At operating cond. 19.58 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	449 V	I mpp 44 A
Total area	Module area	136 m²	Cell area 123 m²
Inverter			
Original PVsyst database	Model	Platinum 7000 R3-MDX-10 752658	
Characteristics	Manufacturer	Platinum GmbH (Diehl)	
	Operating Voltage	350-720 V	Unit Nom. Power 6.00 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	4 units	Total Power 24 kWac
			Pnom ratio 0.90
PV Array loss factors			
Array Soiling Losses		Loss Fraction	1.5 %
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	115 mOhm	Loss Fraction 1.0 % at STC
LID - Light Induced Degradation			Loss Fraction 1.0 %
Module Quality Loss			Loss Fraction 1.0 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param. 0.05
System loss factors			
Wiring Ohmic Loss	Wires: 3x35.0 mm²	125 m	Loss Fraction 0.9 % at STC
Auxiliaries loss	constant (fans)	100 W	... from Power thresh. 0.0 kW

Grid-Connected System: Near shading definition

Project : Morvedre
Simulation variant : Prueba-310-15-6mm

Main system parameters	System type	Tables on a building	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt 15°	azimuth	0°
PV modules	Model JKMS310PP-72V Maxim	Pnom	310 Wp
PV Array	Nb. of modules 70	Pnom total	21.70 kWp
Inverter	Platinium 7000 R3-MDX-10 752658	Pnom	6.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units 4.0	Pnom total	24.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		



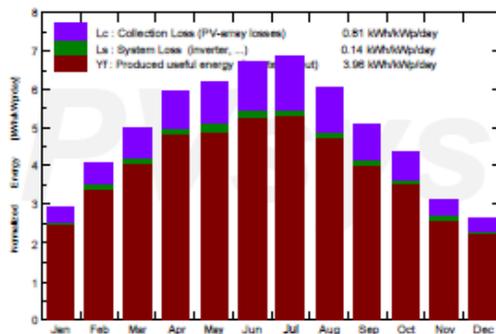
Grid-Connected System: Main results

Project : Morvedre
Simulation variant : Prueba-310-15-6mm

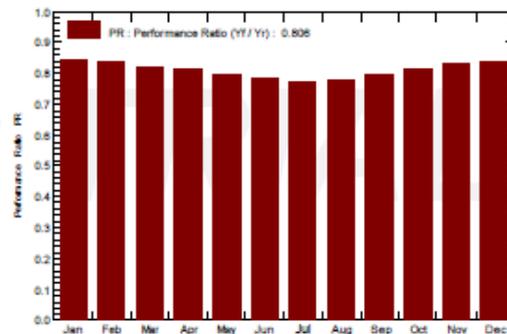
Main system parameters		System type Tables on a building	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth 0°
PV modules	Model	JKMS310PP-72V Maxim	Pnom 310 Wp
PV Array	Nb. of modules	70	Pnom total 21.70 kWp
Inverter	Platinum	7000 R3-MDX-10 752658	Pnom 6.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	4.0	Pnom total 24.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results	
System Production	Produced Energy 31.36 MWh/year Performance Ratio PR 80.57 %
	Specific prod. 1445 kWh/kWp/year

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 21.70 kWp



Performance Ratio PR



Prueba-310-15-6mm Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	
January	67.2	27.39	9.91	90.6	84.8	1.728	1.664	0.847
February	90.7	33.07	11.05	113.9	107.6	2.159	2.084	0.843
March	134.8	52.23	13.82	154.2	146.4	2.850	2.753	0.823
April	166.5	67.83	15.52	178.2	169.1	3.258	3.150	0.814
May	188.5	77.16	19.12	191.4	181.6	3.425	3.307	0.796
June	202.4	83.55	23.32	201.8	191.3	3.558	3.440	0.785
July	209.7	78.00	26.03	212.0	201.5	3.685	3.562	0.774
August	178.8	78.83	26.11	187.9	178.2	3.300	3.188	0.782
September	137.0	57.31	22.65	152.2	144.3	2.716	2.622	0.794
October	110.3	41.86	19.21	134.5	127.2	2.465	2.379	0.815
November	71.6	29.09	13.62	94.4	88.7	1.775	1.707	0.833
December	59.8	25.49	10.86	82.4	76.6	1.562	1.501	0.839
Year	1617.4	651.80	17.64	1793.5	1697.4	32.480	31.358	0.806

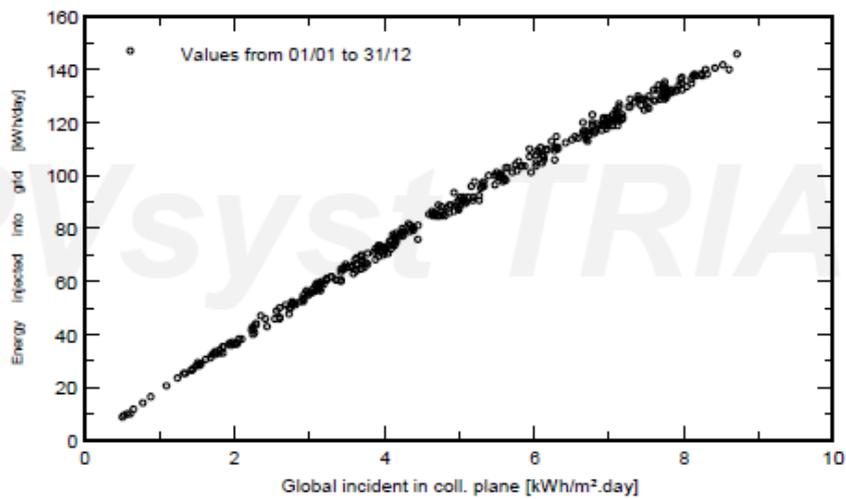
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T_Amb T amb. E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane PR Performance Ratio

Grid-Connected System: Special graphs

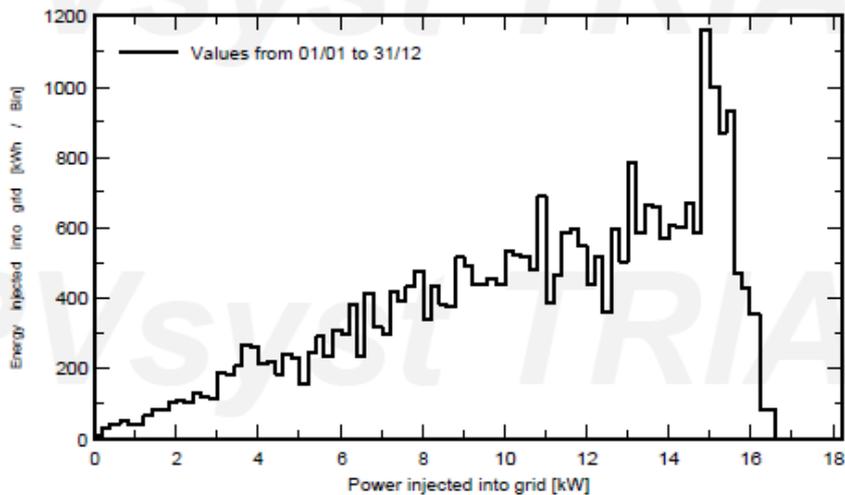
Project : Morvedre
Simulation variant : Prueba-310-15-6mm

Main system parameters	System type	Tables on a building		
Near Shadings	Linear shadings			
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth	0°
PV modules	Model	JKMS310PP-72V Maxim	Pnom	310 Wp
PV Array	Nb. of modules	70	Pnom total	21.70 kWp
Inverter	Platinum 7000 R3-MDX-10	752658	Pnom	6.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	4.0	Pnom total	24.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

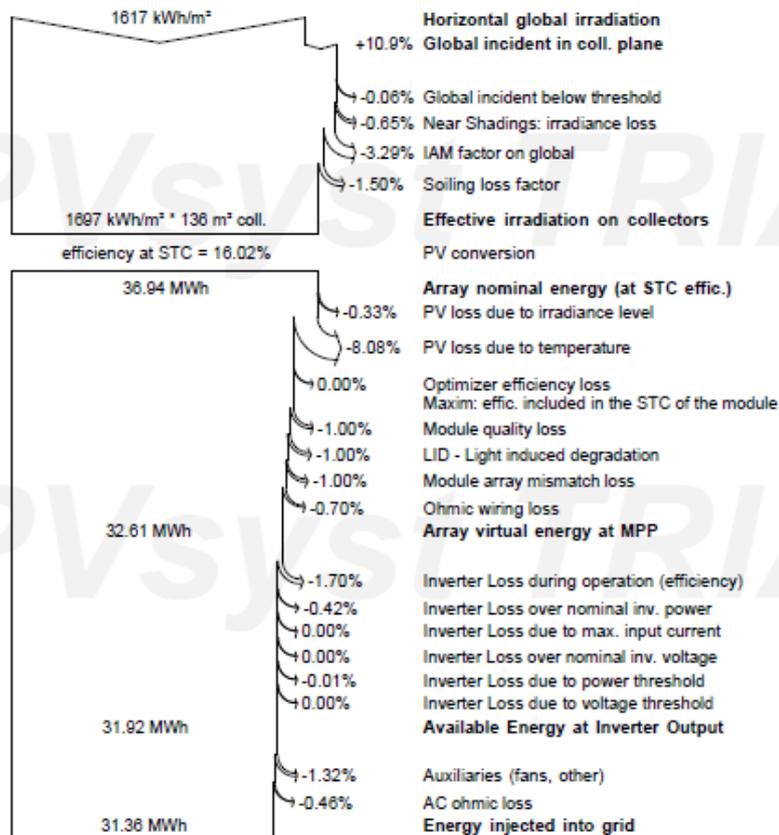


Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Morvedre
Simulation variant : Prueba-310-15-6mm

Main system parameters	System type	Tables on a building	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth 0°
PV modules	Model	JKMS310PP-72V Maxim	Pnom 310 Wp
PV Array	Nb. of modules	70	Pnom total 21.70 kWp
Inverter	Platinum 7000 R3-MDX-10	752658	Pnom 6.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	4.0	Pnom total 24.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



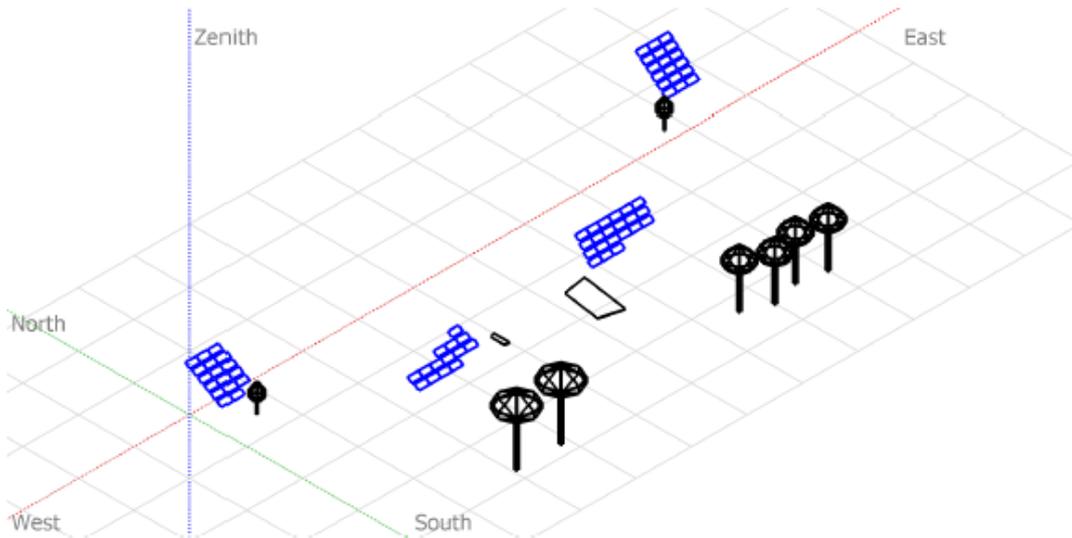
PVSYST V6.87		05/09/20	Page 1/5
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project : Morvedre			
Geographical Site	Tritinat	Country	Spain
Situation	Latitude	Longitude	-0.37° W
Time defined as	Legal Time	Time zone	UT+1
	Albedo	Altitude	13 m
Meteo data:	Tritinat	Meteonorm 7.2 (1997-2006), Sat=4% - Synthetic	
Simulation variant : Prueba-310-39			
	Simulation date	05/09/20 10h09	
Simulation parameters	System type	Tables on a building	
Collector Plane Orientation	Tilt	39°	Azimuth 0°
Sheds configuration	Nb. of sheds	70	Identical arrays
	Sheds spacing	1.03 m	Collector width 0.99 m
Shading limit angle	Limit profile angle	67.5°	Ground cov. Ratio (GCR) 96.3 %
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	Linear shadings		
User's needs :	Unlimited load (grid)		
PV Array Characteristics			
PV module	Si-poly	Model	JKMS310PP-72V Maxim
Original PVSyst database	Manufacturer	Jinkosolar	
Maxim integrated optimizers	Model	MAX20800A	Unit Nom. Power 3 x 128 W
Number of PV modules	In series	14 modules	In parallel 5 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	70	Unit Nom. Power 310 Wp
Array global power	Nominal (STC)	21.70 kWp	At operating cond. 19.58 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	449 V	I mpp 44 A
Total area	Module area	136 m ²	Cell area 123 m ²
Inverter			
Original PVSyst database	Model	Platinum 7000 R3-MDX-10 752658	
Characteristics	Manufacturer	Platinum GmbH (Diehl)	
	Operating Voltage	350-720 V	Unit Nom. Power 6.00 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	4 units	Total Power 24 kWac
			Pnom ratio 0.90
PV Array loss factors			
Array Soiling Losses		Loss Fraction	1.5 %
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (wind) 0.0 W/m ² K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	115 mOhm	Loss Fraction 1.0 % at STC
LID - Light Induced Degradation			Loss Fraction 1.0 %
Module Quality Loss			Loss Fraction 1.0 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param. 0.05
System loss factors			
Wiring Ohmic Loss	Wires: 3x35.0 mm²	125 m	Loss Fraction 0.9 % at STC
Auxiliaries loss	constant (fans)	100 W	... from Power thresh. 0.0 kW

Grid-Connected System: Near shading definition

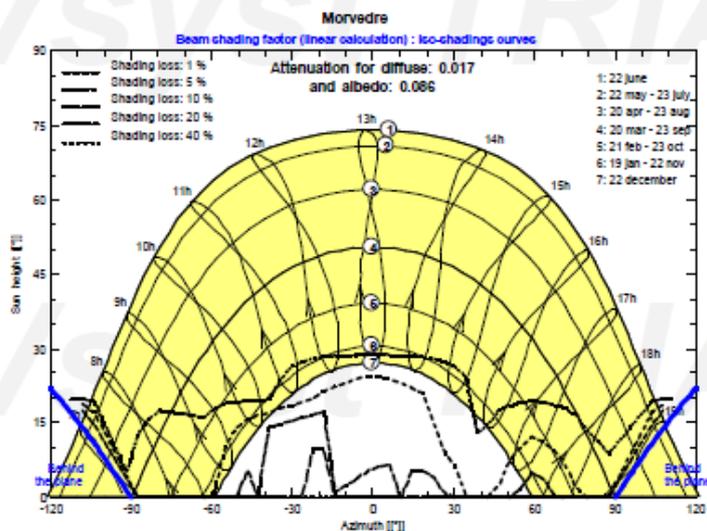
Project : Morvedre
Simulation variant : Prueba-310-39

Main system parameters	System type	Tables on a building
Near Shadings	Linear shadings	
PV Field Orientation	tilt 39°	azimuth 0°
PV modules	Model JKMS310PP-72V Maxim	Pnom 310 Wp
PV Array	Nb. of modules 70	Pnom total 21.70 kWp
Inverter	Platinum 7000 R3-MDX-10 752658	Pnom 6.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units 4.0	Pnom total 24.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)	

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram



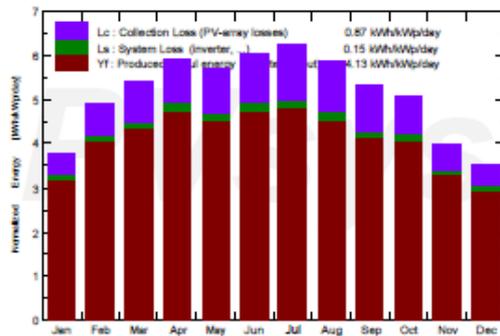
Grid-Connected System: Main results

Project : Morvedre
Simulation variant : Prueba-310-39

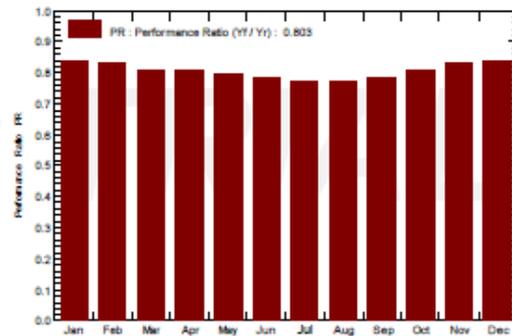
Main system parameters	System type Tables on a building
Near Shadings	Linear shadings
PV Field Orientation	tilt 39° azimuth 0°
PV modules	Model JKMS310PP-72V Maxim Pnom 310 Wp
PV Array	Nb. of modules 70 Pnom total 21.70 kWp
Inverter	Platinum 7000 R3-MDX-10 752658 Pnom 6.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units 4.0 Pnom total 24.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)

Main simulation results	Produced Energy 32.70 MWh/year	Specific prod. 1507 kWh/kWp/year
System Production	Performance Ratio PR 80.26 %	

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 21.70 kWp



Performance Ratio PR



Prueba-310-39

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	67.2	27.39	9.91	117.2	111.8	2.217	2.142	0.842
February	90.7	33.07	11.05	137.2	131.2	2.554	2.471	0.830
March	134.8	52.23	13.82	167.4	159.6	3.040	2.940	0.809
April	166.5	67.83	15.52	177.2	167.7	3.208	3.102	0.807
May	188.5	77.16	19.12	176.7	166.7	3.161	3.048	0.795
June	202.4	83.55	23.32	181.0	170.5	3.199	3.088	0.786
July	209.7	78.00	26.03	193.7	183.0	3.369	3.252	0.774
August	178.8	78.83	26.11	181.9	172.0	3.176	3.067	0.777
September	137.0	57.31	22.65	159.4	151.4	2.805	2.709	0.783
October	110.3	41.86	19.21	157.3	150.3	2.837	2.743	0.804
November	71.6	29.09	13.62	119.6	114.3	2.227	2.150	0.829
December	59.8	25.49	10.86	108.8	103.6	2.055	1.985	0.841
Year	1617.4	651.80	17.64	1877.4	1782.2	33.848	32.696	0.803

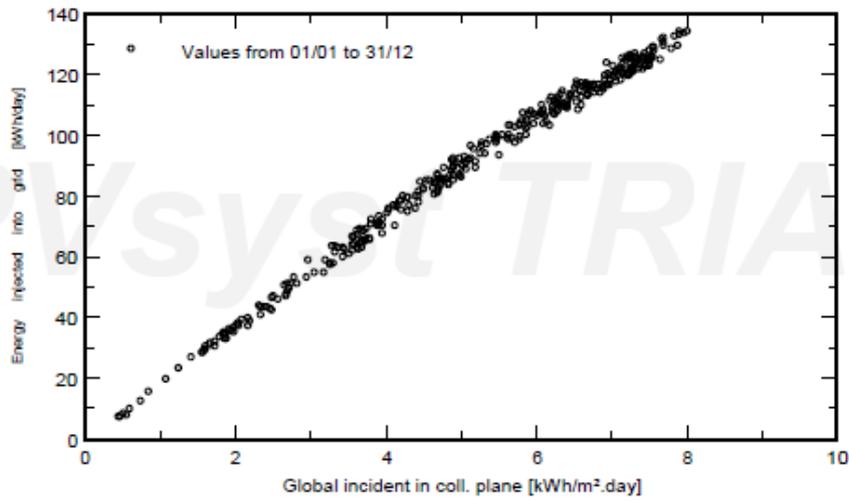
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation
 T_Amb T. amb.
 GlobInc Global incident in coll. plane
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 EArray Effective energy at the output of the array
 E_Grid Energy injected into grid
 PR Performance Ratio

Grid-Connected System: Special graphs

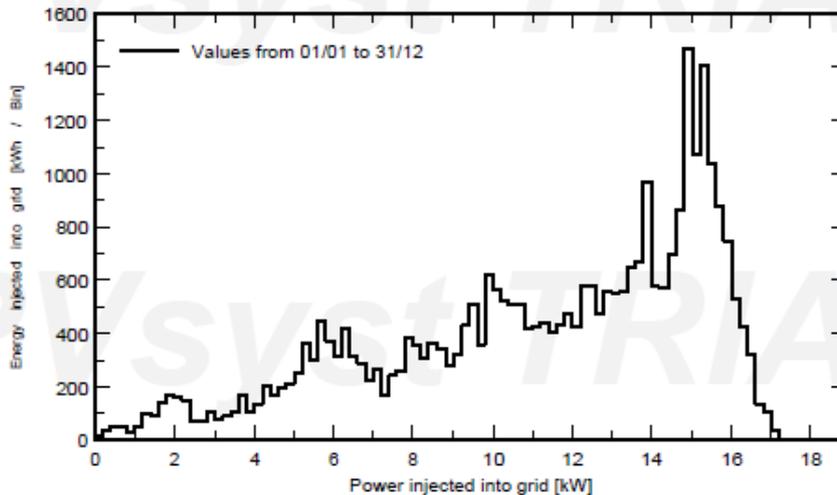
Project : Morvedre
Simulation variant : Prueba-310-39

Main system parameters	System type	Tables on a building		
Near Shadings	Linear shadings			
PV Field Orientation	tilt	39°	azimuth	0°
PV modules	Model	JKMS310PP-72V Maxim	Pnom	310 Wp
PV Array	Nb. of modules	70	Pnom total	21.70 kWp
Inverter	Platinum 7000 R3-MDX-10	752658	Pnom	6.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	4.0	Pnom total	24.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

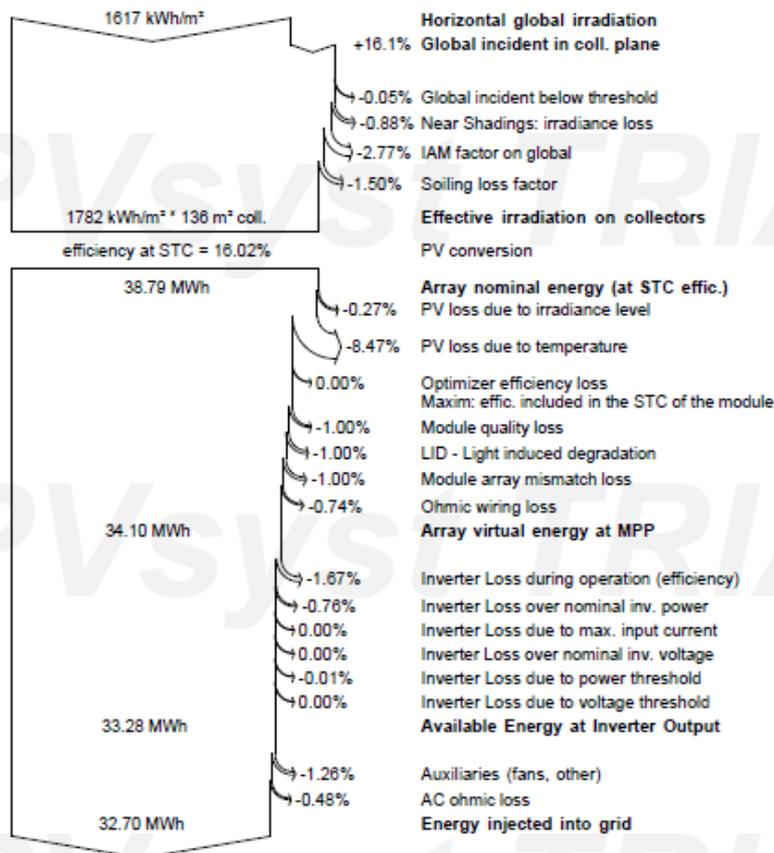


Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Morvedre
Simulation variant : Prueba-310-39

Main system parameters	System type	Tables on a building
Near Shadings	Linear shadings	
PV Field Orientation	tilt 39°	azimuth 0°
PV modules	Model JKMS310PP-72V Maxim	Pnom 310 Wp
PV Array	Nb. of modules 70	Pnom total 21.70 kWp
Inverter	Platinum 7000 R3-MDX-10 752658	Pnom 6.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units 4.0	Pnom total 24.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)	

Loss diagram over the whole year





UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



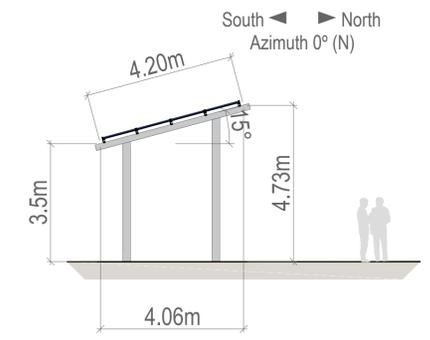
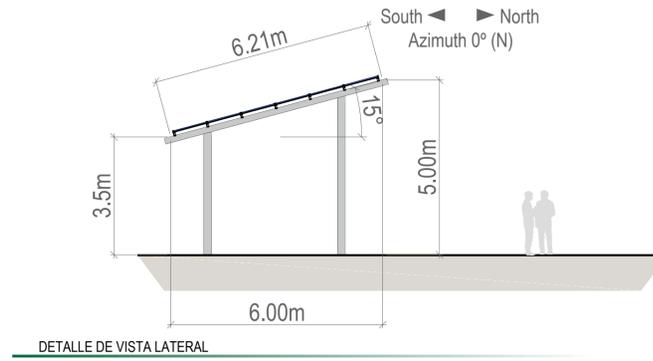
ESCOLA TÈCNICA
SUPERIOR ENGINYERIA
INDUSTRIAL VALÈNCIA

PLANOS.

PROYECTO DE INSTALACIÓN DE GENERACIÓN
FOTOVOLTAICA DE 22 kWp EN ESPACIO PÚBLICO
PARA UNA COMUNIDAD DE ENERGÍA URBANA
FORMADA POR 10 CONSUMIDORES DIVERSOS.



- Leyenda**
- Estructura
 - Área disponible para los paneles
 - Inversor
 - Paneles JinkoSolar 310 Wp



DETALLE DE VISTA LATERAL



Marquesina 1
17 módulos
5,27 kWp

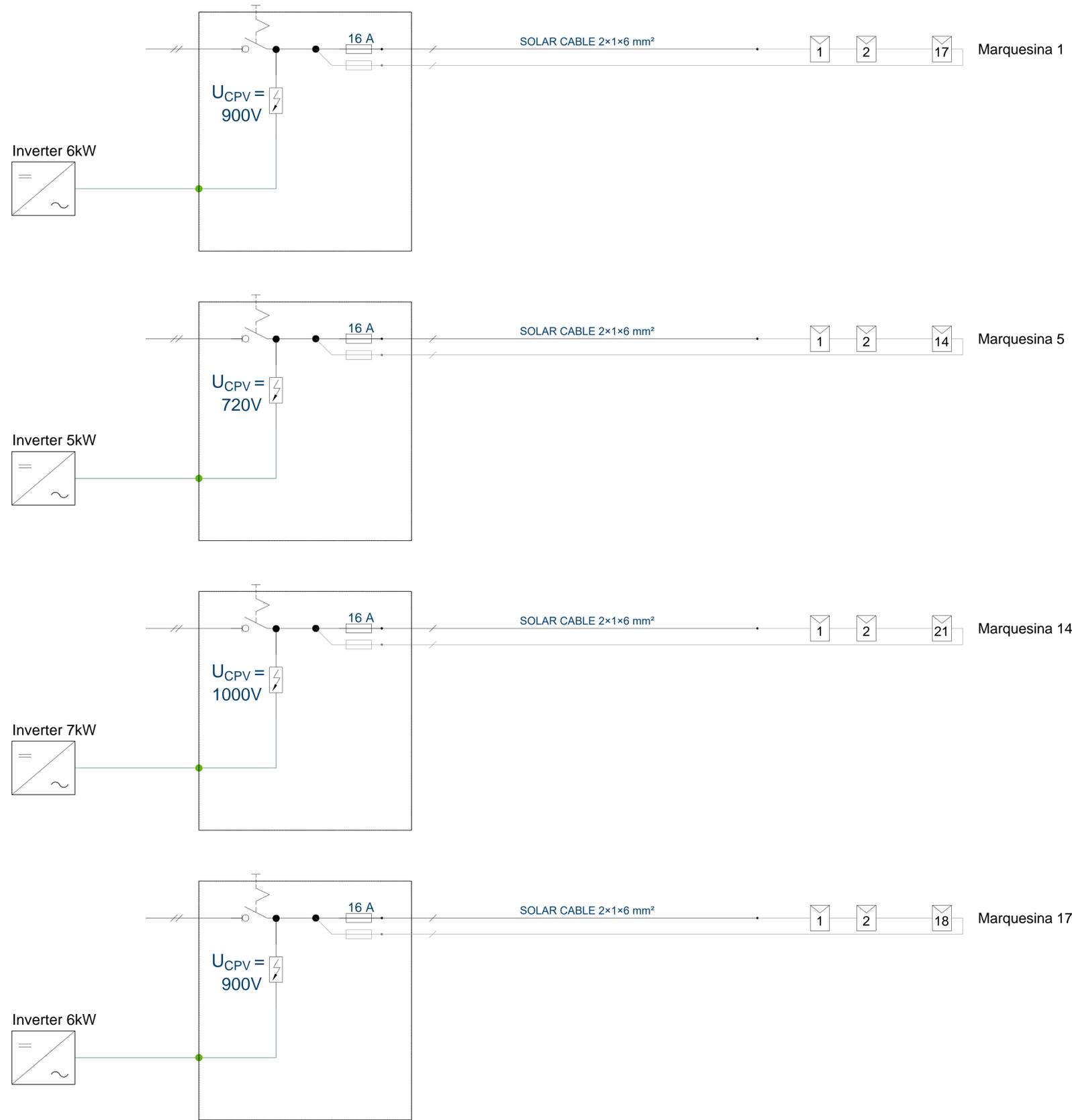
Marquesina 17
18 módulos
5,58 kWp

Marquesina 5
14 módulos
4,34 kWp

Marquesina 14
21 módulos
6,51 kWp

N.	REV.	DATE	ISSUED FOR	DRAWN	REVIEWED	APPROVED	COMMENTS
A1		15/09/2020					FIRST ISSUE

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA ESCUELA EN INGENIERÍA INDUSTRIAL	UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA ESCUELA EN INGENIERÍA INDUSTRIAL	DATE: 03/09/2020	SCALE: 1:175
NAME: Andrea Valeria López Contreras	PROJECT: Proyecto Final de Máster	PROJECT LOCATION: 39.48° N -0.37° E	REV: A1 Valencia
DRAWING TITLE: Layout de la Instalación		DRAWING NUMBER: L1	SHEET: 1/1



Nº	REV	DATE	ISSUED FOR	DRAWN	REVIEWED	APPROVED	COMMENTS
A	1	15/09/2020					FIRST ISSUE

APPROVAL STAMP		UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA ESCUELA EN INGENIERÍA INDUSTRIAL	DATE: 03/09/2020 SCALE: NTS
NAME: Andrea Valeria López Contreras	PROJECT: Proyecto Final de Máster	PROJECT LOCATION: 39.48° N -0.37° E	STATUS: PRELIMINARY REV: A 1 València
DRAWING TITLE: Diagrama Unificar de la instalación		DRAWING NUMBER: L1	SHEET: 1/1