



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

Curso Académico:

Agradecimientos

“Quiero aprovechar la ocasión para agradecer el apoyo de mis seres queridos y de todas aquellas personas que han dedicado parte de su tiempo en cuidar de nuestra generación por la esperanza de un futuro mejor para todos.

Especialmente a mis padres y a mis abuelos.”

RESUMEN

El objeto del proyecto es diseñar la instalación fotovoltaica de mediana potencia 36,45 kWp con almacenamiento en baterías de litio de capacidad 50 kWh conectada a la red de baja tensión para el autoconsumo colectivo entre 17 residencias en Valencia. De acuerdo con el RD 244/2019, el objeto se acoge a la modalidad “con excedentes con el mecanismo de compensación simplificada”. El uso de la planta generadora es privado, la propiedad compartida entre los vecinos interesados y la titularidad es solidaria, ya que trata de satisfacer únicamente los consumos de las viviendas. Se ha considerado 13 viviendas habitadas durante todo el año y 4 viviendas con el mismo perfil, pero deshabitadas en Julio y Agosto por vacaciones.

En cuanto al alcance, el diseño se basa en los datos de entrada y en la viabilidad técnica y económica. Se parte de las condiciones de contorno y de los perfiles de las curvas de demanda. A partir de estos, en la viabilidad técnica se analizan las alternativas candidatas para la solución final adoptada, haciendo una comparativa de la producción eléctrica, del coste de producción, del performance ratio y de las pérdidas. Seguidamente, se simula la operación de la planta durante el primer curso, estimando el pronóstico de los flujos energéticos individualizados. Al final, en el estudio económico se valora la rentabilidad para los asociados y se analiza el efecto de los coeficientes de reparto dinámicos.

Respecto a los resultados obtenidos, el ahorro energético total debido al autoconsumo y vertido de excedentes es del 72%. En general, se han superado las expectativas, variadas según el perfil del consumidor y del tipo de contrato con la comercializadora. El periodo de retorno está comprendido entre 8 y 9 años, el TIR entre 9 y 11% y el ahorro económico entre 72% y 80%.

Palabras Clave: Energías renovables; fotovoltaica; autoconsumo; autoconsumo colectivo;

RESUM

L'objecte del projecte és dissenyar la instal·lació fotovoltaica de mitjana potència 36,45 kWp amb emmagatzemament en bateries de liti de capacitat 50 kWh connectada a la xarxa de baixa tensió per a l'autoconsum col·lectiu entre 17 residències a València. D'acord amb el RD 244/2019, l'objecte s'acull a la modalitat con excedents amb el mecanisme de compensació simplificada. L'ús de la planta generadora és privat, la propietat compartida entre els veïns interessats i la titularitat és solidària, ja que tracta de satisfer únicament els consums de les vivendes. S'ha considerat 13 vivendes habitades durant tot l'any i 4 vivendes amb el mateix perfil, però deshabitades al Juliol i Agost per vacances.

Quant a l'abast, el disseny es basa en les dades d'entrada i en la viabilitat tècnica i econòmica. Es partix de les condicions de contorn i dels perfils de les corbes de demanda. A partir d'estos, en la viabilitat tècnica s'analitzen les alternatives candidates per a la solució final adoptada, fent una comparativa de la producció elèctrica, del cost de producció, del performance ràtio i de les pèrdues. A continuació, se simula l'operació de la planta durant el primer curs, estimant el pronòstic dels fluxos energètics individualitzats. Al final, en l'estudi econòmic es valora la rendibilitat per als associats i s'analitza l'efecte dels coeficients de repartiment dinàmics.

Respecte als resultats obtinguts, l'estalvi energètic total a causa de l'autoconsum i abocament d'excedents és del 72%. En general, s'han superat les expectatives, variades segons el perfil del consumidor i del tipus de contracte amb la comercialitzadora. El període de retorn està comprés entre 8 i 9 anys, el TIR entre 9 i 11% i l'estalvi econòmic entre 72% i 80%.

Paraules clau: Energies renovables; fotovoltaica; autoconsum; autoconsum col·lectiu.

ABSTRACT

The aim of the project is to design the photovoltaic installation of medium-power 36.45 kWp with storage in lithium batteries with a capacity of 50 kWh connected to the low-voltage network for collective self-consumption among 17 residences in Valencia. In accordance with RD 244/2019, the object is assigned by the modality "with surpluses with the simplified compensation mechanism". The use of the generating plant is private, the property is shared between the interested neighbors and the ownership is solidarity since it tries to satisfy only the consumption of the dwellings. It has been considered 13 dwellings inhabited throughout the year and 4 dwellings with the same profile, but uninhabited in July and August for holidays.

In terms of scope, the design is based on input data and technical and economic feasibility. The starting point is the boundary conditions and the profiles of the demand curves. Based on these, in the technical feasibility, the candidate alternatives for the final solution adopted are analyzed, making a comparison of electricity production, production cost, performance ratio and losses. Next, the operation of the plant is simulated during the first year, estimating the forecast of individualized energy flows. In the end, the economic study assesses the profitability for the associates and analyzes the effect of the dynamic coefficients.

Regarding the results obtained, the total energy savings due to self-consumption and discharge of surpluses is 72%. In general, expectations have been exceeded, varying according to the profile of the consumer and the type of contract with the marketer. The return period is between 8 and 9 years, the IRR between 9 and 11% and the economic savings between 72% and 80%.

Keywords: Renewable energy; photovoltaic; self-consumption; collective self-consumption;

Índice general

Resumen	III
Índice general	VII
I.- Memoria	
II.- Presupuesto	
III.- Planos	

Memoria

1. Definición del objeto y del alcance del proyecto	1
1.1. La estructura del desglose del trabajo (EDT)	3
1.2. La recopilación de los requisitos del proyecto.....	5
2. Antecedentes y estado del arte	6
2.1. La evolución de la normativa del autoconsumo colectivo y algunas propuestas de mejora.....	6
2.1.1. La liberalización del sector eléctrico	7
2.1.2. La reforma del sector eléctrico	7
2.1.3. La transición energética con la promulgación del RD 244/2019	9
2.1.4. Tipos de modalidades de autoconsumo colectivo y clasificación de conexiones a red	9
2.1.5. Uso, propiedad y titularidad de la instalación FV	12
2.1.6. Acuerdo de coeficientes de reparto de la generación	13
2.1.7. Mecanismo de compensación simplificada para los excedentes y las tarifas de peaje de acceso a la red	15
2.1.8. Marco regulatorio autonómico y local para instalaciones próximas a red de mediana potencia.....	16
2.1.9. Reglamento Electrotécnico de baja tensión y Código Técnico de Edificación	17
2.2. Los fundamentos de las comunidades energéticas solares en residencias.....	18
2.2.1. El almacenamiento energético y la hibridación de las energías	18
2.2.2. La gestión del CECRE y de la administración local	19
2.2.3. Las fases de ejecución de un proyecto de autoconsumo colectivo residencial.....	19
2.3. La tecnología solar fotovoltaica	21
2.3.1. Factores clave del desarrollo de la tecnología	21
2.3.2. Estado del arte de las células fotovoltaicas	22
2.3.3. Efecto de la irradiación y de la temperatura de la célula.....	24
2.3.4. Clasificación de los inversores según el tipo de conexión, el número de fases y la potencia en la salida y la compatibilidad con baterías	25
2.3.5. Tipos de estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos.....	26
2.3.6. El pronóstico y las ventajas del almacenamiento energético	27
2.3.7. Barreras de la energía solar fotovoltaica	28
2.4. Las metas de la revolución energética mundial y nacional	29
2.4.1. La descarbonización mundial	29
2.4.2. La electrificación de la economía	30
2.4.3. El modelo eléctrico español en el horizonte 2030	30

3. Condiciones de contorno	32
3.1. La ubicación del emplazamiento y la superficie disponible.....	32
3.2. La irradiación, la irradiancia y la temperatura.....	33
3.3. Las curvas de consumo de los consumidores asociados y la estimación de la demanda total	35
4. Descripción de las soluciones planteadas	38
4.1. Estudio del mercado de los módulos, inversores, estructuras de soporte y baterías ..	39
4.2. Estimación de pérdidas, potencia aparente-nominal, performance ratio y producción anual esperada según el Pliego de Condiciones Técnicas de IDAE	42
4.2.1. Cálculo de las pérdidas de orientación e inclinación, por sombras y cableado	42
4.2.2. Cálculo de la potencia aparente-nominal a la salida (CA), del performance ratio y de la producción anual esperada	47
4.3. Análisis comparativo energético y económico entre las alternativas propuestas	49
4.3.1. Superficie aprovechable	50
4.3.2. Ventajas e inconvenientes de las alternativas propuestas	51
5. Descripción de la solución adoptada	58
5.1. La estimación de la producción anual esperada y el performance ratio de la solución adoptada	64
5.2. La estimación de la carga, de la descarga y del estado de carga de las baterías	68
5.3. Simulación de los resultados del aprovechamiento energético de la planta FV con almacenamiento en baterías de litio.....	69
Caso 1: Gran generación y demanda alta.....	71
Caso 2: Pequeña generación y demanda alta	72
Caso 3: Gran generación y demanda baja.....	73
5.4. Cálculos y simulación de los resultados de la producción, el consumo, el autoconsumo y el excedente neto individualizado.....	73
Caso práctico: Acuerdo de reparto con coeficientes dinámicos.....	75
5.5. Los índices del autoconsumo, del consumo de la red, de la carga y la descarga de las baterías y del vertido de excedentes a la red	76
5.6. Estudio de cargas de viento: cálculo de la presión estática, de la fuerza de levantamiento y del peso de lastre	78
5.6.1. Resultados del estudio de cargas de viento.....	81
5.7. Cableado.....	82
5.7.1. Cálculo de sección de cable por intensidad admisible y diseño de los cuadros de las protecciones CC y CA.....	84
5.7.2. Comprobación de la caída de tensión.....	87
5.8. Protecciones y aislamiento de los equipos	89

5.9. Red de comunicación entre los dispositivos inteligentes para la gestión de la energía	90
6. Pliego de condiciones técnicas y facultativas.....	92
7. Conclusiones.....	94

Estudio económico

8.1. Estudio de la viabilidad económica individualizada del proyecto.....	100
8.1.1. Datos de entrada	101
8.1.2. Los ahorros económicos con el contrato de coeficientes dinámicos en el primer año	102
8.1.3. Los costes e ingresos acumulados, los flujos de cajas actualizado y acumulado	104
8.1.4. VAN, TIR, ahorros totales y periodo de retorno	106
8.1.5. Tabla-resumen de los parámetros de la viabilidad económica.....	107
8.2. Presupuesto	110
8.2.1. Presupuesto de ejecución material de las alternativas	110
8.2.2. Presupuestos parciales de ejecución material de la solución final adoptada	111
8.2.3. Presupuesto Base de Licitación de la solución adoptada	114

Planos

Planos	116
Plano 1. Situación y emplazamiento	118
Plano 2. Configuración de medida en Frontera de cada cliente (PFs) y en generación neta (PG).....	118
Plano 3. Zona de actuación.....	118
Plano 4. Plano vista 3D y en vista planta de la instalación de generación	118
Plano 5. Esquema unifilar del campo FV, del sistema de almacenamiento y de las protecciones	118
Plano 6. Replanteo de la estructura de soporte y montaje de los módulos FV	118
Plano 7. Distribución eléctrica de la planta fotovoltaica	118
Plano 8. Redes de comunicación y potencia entre dispositivos para la gestión inteligente de la energía.....	118

Índice de tablas

Tabla 1. Modalidades del autoconsumo colectivo. (Nota: Se resalta en estilo negrita la modalidad aplicada en el caso de estudio.) Fuente: RD 244/2019. [2]	10
Tabla 2. Clasificación de los tipos de conexión para las modalidades de autoconsumo. Nota: Se resalta en estilo negrita el tipo de conexión que se aplica al caso de estudio. Fuente: REE [3]	10
Tabla 3. Variedad de opciones del uso, la propiedad y la titularidad de la instalación. (Nota: Se resalta en estilo negrita el uso, la propiedad y la titularidad que se aplica al caso de estudio.) Fuente: IDAE [7]	13
Tabla 4. Los precios de consumo y de excedentes según las comercializadoras del contrato de luz. Fuente: Curso académico UPV [5]	15
Tabla 5. Las características de los nuevos periodos tarifarios. Fuente: REE. [10]	15
Tabla 6. Resumen del marco regulatorio en CV para instalaciones próximas a red de mediana potencia. Fuente: Curso académico UPV [5]	17
Tabla 7. Comparativa entre monocristalino y policristalino. Fuente: Catálogo.[18]	23
Tabla 8. Registro de las eficiencias máximas de la familia de semiconductores certificados en Laboratorio Nacional de Energía Renovable. Fuente: NREL [19]	24
Tabla 9. Tipos de estructuras según la cubierta. Fuente: Curso académico UPV [5]	26
Tabla 10. Para azimuth $\alpha = 5^\circ$, se muestra la irradiación en plano horizontal e inclinados ($\beta_1 = 35^\circ$, $\beta_2 = 18^\circ$) y la irradiación directa sobre plano normal (kWh/m ² /mes).	34
Tabla 11. Leyenda traducida de los datos mensuales y diarios.	34
Tabla 12. Número de autoconsumidores asociados al autoconsumo colectivo.	35
Tabla 13. Comparativa entre módulos FV solares fotovoltaicas. A-335P GS [30], ERA-340w [31], JINKO 400 [32], A-450M GS.) [33], A-540M GS [34].	40
Tabla 14. Inversores de red trifásicos en el mercado de la Comunidad Valenciana. Zeverlution Pro 33K [35], SUN2000-36KTL-M3 [36], SUN2000-17KTL-M0 [37], SUNNY TRIPOWER 15000TL [38], SUNNY TRIPOWER 20000TL [38]	41
Tabla 15. Las características típicas de las estructuras de soporte para cubiertas planas. Fuente: Catálogos. [20] y [21]	42
Tabla 16. El coeficiente k según la latitud dada ϕ . [39]	44
Tabla 17. Límites de pérdidas de orientación, inclinación y sombras por generación con ángulo distinto al óptimo. [39]	47
Tabla 18. La irradiancia, la temperatura ambiente y la temperatura de la célula en cada mes a las 12 h (UTC).	48
Tabla 19. Parámetros constantes para ambas zonas.	49
Tabla 20. La producción energética, el coste de la inversión y el coste de producción unitario (€/kWh) de las 6 alternativas.	53
Tabla 21. Especificaciones técnicas de los inversores. Fuente: SMA[38]	55
Tabla 22. La distribución de las filas por MPPT del inversor principal y secundario.	59
Tabla 23. Potencia aparente-nominal a la salida de los inversores (CA).	65
Tabla 24. El performance ratio según el mes.	65
Tabla 25. Producción anual esperada total.	67
Tabla 26. Los coeficientes de reparto de contrato estático (A) y dinámico (B).	74
Tabla 27. La producción horaria neta individualizada, el consumo horario neto individualizado, el autoconsumo horario neto individualizado y el excedente horario neto individualizado en el contrato B.	75
Tabla 28. Porción de autoconsumo y de consumo de red en el consumo global.	77
Tabla 29. Porción de autoconsumo FV y de descarga de baterías en autoconsumo global.	77
Tabla 30. Porción de autoconsumo FV, de carga de baterías y de excedente de red en la producción solar FV.	78
Tabla 31. Coeficientes k,L,Z para cada tipo de entorno.	79

Tabla 32. Coeficiente de exposición y parámetros. _____	81
Tabla 33. *Si se usa 1 lastre de 42 kg. ** Si se usa 2 lastres de 42 kg de lastre por Solarbloc. _____	82
Tabla 34. Intensidades de diseño, nominal de interruptor diferencial y máxima admisible del cableado; la sección y la caída de tensión del lado de continua y alterna. _____	84
Tabla 35. Longitudes por string. _____	84
Tabla 36. Tabla B.52-1. Métodos de instalación de referencia” y la “tabla C.52-1 bis. Intensidades admisibles en amperios” de la UNE – HD 60364-5-52. _____	85
Tabla 37. La caída de tensión y las pérdidas de los tramos. _____	89
Tabla 38. Factores del estudio de la viabilidad económica. _____	101
Tabla 39. Término de facturación de energía y precio de la enegía excedentaria del autoconsumo. _____	
Fuente: REE[10] _____	102
Tabla 40. Orden de tarifas según los ahorros acumulados al final de la vida útil. _____	104
Tabla 41. Valor neto actual en el último año de la vida útil, los ahorros totales, el TIR y el retorno para el perfil 1 en el contrato B. _____	107
Tabla 42. Valor neto actual en el último año de la vida útil, los ahorros totales, el TIR y el retorno para el perfil 2 en el contrato B. _____	107
Tabla 43. Resumen de los resultados de los contratos A (estáticos) y B (dinámicos). _____	109
Tabla 44. Capítulos del presupuesto de ejecución de material de las 6 alternativas. _____	111
Tabla 45. Irradiación y temperatura para azimuth $\alpha = 5^\circ$ y $\beta_1 = 18^\circ$. [51] _____	iii
Tabla 46. Irradiación y temperatura para azimuth $\alpha = 5^\circ$ y $\beta_1 = 35^\circ$. _____	v
Tabla 47. Irradiancia global, difusa y directa en plano fijo para la inclinación Azimuth $\alpha = 5^\circ$ y $\beta_1 = 35^\circ$ a las 12.00h (UTC). _____	v
Tabla 48. Irradiancia global, difusa y directa en plano fijo para la inclinación Azimuth $\alpha = 5^\circ$ y $\beta_2 = 18^\circ$ a las 12.00h (UTC). _____	v
Tabla 49. Especificaciones técnicas del rack de baterías.[46] _____	viii
Tabla 50. Especificaciones técnicas de Sunny Boy Storage 6.0. _____	ix
Tabla 51. Diagrama de Tabla V-1 para inclinación $\beta = 35^\circ$ y azimuth $\alpha = 0^\circ$. Perfil del obstáculo coloreado en naranja: fila de módulos. _____	xiii
Tabla 52. Casillas de cada proporción para calcular las sombras entre filas de módulos en la zona Oeste. _____	xiii
Tabla 53. Casillas que representan el nivel de parcialidad de las sombras. _____	xiii
Tabla 54. Distancia mínima y de diseño, ángulo de incidencia y pérdidas por sombras en la zona Oeste. _____	xiv
Tabla 55. Diagrama de Tabla V-1 para inclinación $\beta = 35^\circ$ y azimuth $\alpha = 0^\circ$. Perfil del obstáculo coloreado en naranja: fila de módulos. _____	xiv
Tabla 56. Casillas de cada proporción para calcular las sombras entre filas de módulos en la zona Este. _____	xv
Tabla 57. Casillas que representan el nivel de parcialidad de las sombras. _____	xv
Tabla 58. Distancia mínima y de diseño, ángulo de incidencia y pérdidas por sombras en la zona Este. _____	xvi
Tabla 59. Diagrama de Tabla V-1 para inclinación $\beta = 35^\circ$ y azimuth $\alpha = 0^\circ$. Perfil del obstáculo coloreado en naranja: cuartillo. _____	xvi
Tabla 60. Casillas de cada proporción para calcular las sombras entre filas de módulos en la zona Oeste. _____	xvi
Tabla 61. Casillas que representan el nivel de parcialidad de las sombras. _____	xvi
Tabla 62. Distancia mínima y de diseño, ángulo de incidencia y pérdidas por sombra del cuartillo en la zona Oeste. _____	xvii

Índice de figuras

Figura 1. Vista 3D de la planta FV realizada con Solaredge Designer. Fuente: autor.	2
Figura 2. Las fases del diseño de un proyecto de autoconsumo colectivo solar en Valencia. Fuente: Curso académico UPV [5]	3
Figura 3. Diagrama del flujo de potencia eléctrica desde la planta FV hasta los puntos finales. Abajo se señalan los factores, las pérdidas y los rendimientos considerados en el estudio. Fuente: IDAE. [19]	4
Figura 4. Estructura del desglose del trabajo (EDT)	5
Figura 5. Evolución temporal de la normativa del autoconsumo durante la primera fase "liberalización del sector eléctrico". Fuente: Autor.	7
Figura 6. Evolución temporal de la normativa del autoconsumo durante la segunda fase "reforma del sector eléctrico". Fuente: Autor.	8
Figura 7. Evolución temporal de la normativa del autoconsumo durante la tercera fase "transición energética". Fuente: Autor.	9
Figura 8. A la izq. se ilustra el autoconsumo colectivo de red interior y a la der. la instalación con conexión a red próxima. Fuente: IDAE [4]	11
Figura 9. Condiciones para efectuar un autoconsumo colectivo con instalación próxima a red. Fuente: Curso académico UPV [5]	11
Figura 10. Los contadores bidireccionales para el Virtual Net Metering. Ya no es necesario añadir otro contador bidireccional en los consumos. Fuente: UNEF[6]	12
Figura 11. Periodos de horas punta, llano y valle según la demanda nacional. Fuente: El País [9]	15
Figura 12. Tarifa 2.0TD de PVPC en el día 1 de junio de 2021. Fuente: REE. [10]	16
Figura 13. Precio de la electricidad a lo largo de 2021. Fuente: El País [11]	16
Figura 14. Ejemplo de comunidad energética. Fuente: Alianza por el autoconsumo[12]	18
Figura 15. Imagen de la planta "La Plana" ubicada en Zaragoza. Fuente: Siemens Gamesa. [15]	18
Figura 16. El primer barrio solar ubicado en Zaragoza. Fuente: EDP [16]	19
Figura 17. Fases de ejecución de un proyecto de autoconsumo colectivo solar en Valencia. Fuente: Curso académico UPV [5]	20
Figura 18. Cronograma de las fases de ejecución del proyecto de autoconsumo colectivo de mediana potencia en zona residencial en Valencia. Fuente: Autor.	21
Figura 19. Autoconsumo según la demanda en 2020. Fuente: UNEF [20]	21
Figura 20. Promedio del LCOE y valores de subasta de la tecnología FV durante 2010-2021. Fuente: IRENA[21]	22
Figura 21. Promedio del coste total por potencia instalada, del factor de capacidad y del LCOE de las tecnologías durante 2010-2019. Fuente: IRENA [22]	22
Figura 22 Comparativa de las capas de una célula convencional y una célula PERC. Fuente: Energías Renovables [24]	23
Figura 23. Estado de la tecnología solar FV. Fuente: NREL [25]	24
Figura 24. Mejores eficiencias de los módulos según el semiconductor. Este gráfico es cortesía de National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO. Fuente: NREL [26]	24
Figura 25. A la izq., el comportamiento de la intensidad (A) con respecto a la variación de la irradiancia (W/m ²) y a la der., comportamiento de la tensión (V) con respecto a la variación de la temperatura (1/°C) para el modelo A-450M GS. Fuente: Catálogo [27]	25
Figura 26. Triángulos metálicos [20] y hormigón pretensado.[21] Fuente: Atersa.	26
Figura 27. Salvatejas para apoyar las guías[22], varilla roscada que perfora la teja [23] y anclaje con tornillos [22]. Fuente: Atersa.	26
Figura 28. Solarblocs: Disposición de los módulos. Fuente: Solarblocs [21]	27
Figura 29. Lastre de los Solarblocs. Fuente: Solarblocs [24]	27
Figura 30. A la izquierda se encuentran la grapa intermedia y a la derecha la grapa final de la fila de módulos. Fuente: Atersa [25]	27

Figura 31. Mapa de interconexiones existentes. Ratio de interconexión en 2011 (izda.) y 2020 (dcha.) Fuente. ENTSO-E. [26]	28
Figura 32. Emisiones CO2 equivalente por sector. Histórico y proyección a 2030 (kt). Fuente: PNIIEC.[35]	30
Figura 33. Capacidad instalada de tecnologías renovables (MW). Fuente: PNIIEC.[35]	31
Figura 34. Ubicación del proyecto de autoconsumo colectivo.[28]	32
Figura 35. Azotea del colegio donde se ubica el proyecto de autoconsumo colectivo.[28]	33
Figura 36. Para azimuth $\alpha = 5^\circ$, se muestra la irradiación en plano horizontal e inclinados (18° y 35°) y la irradiación directa sobre plano normal (kWh/m ² /mes).	34
Figura 37. Irradiancia global, difusa y directa en plano fijo para la inclinación Azimuth $\alpha = 5^\circ$ y $\beta = 18^\circ$ a las 12.00h (UTC).	35
Figura 38. Perfil de los consumidores diario normalizado.	35
Figura 39. Los consumos individualizados del perfil 1 (arriba) y del perfil 2 (abajo).	36
Figura 40. Reducción del consumo total diario y desplazamiento de consumos de hora punta a hora valle.[29]	36
Figura 41. Perfiles de los consumidores mensual.	37
Figura 42. Demanda anual y diaria esperada durante todo el año.	37
Figura 43. Diagrama de bloques de la instalación conectada a red con baterías en el cual se observan los componentes, extraída del informe SMA. Fuente: SMA [18]	39
Figura 44. Ángulo de inclinación (izq.) y de Azimuth α (der.). [39]	43
Figura 45. Gráfico que muestra los rendimientos según el ángulo de inclinación y de Azimuth α para la latitud de $\phi = 41^\circ$. [39]	43
Figura 46. Zona de actuación: Oeste y Este. Imagen y leyenda extraída del plano 3. Fuente: Autor.	44
Figura 47. Parámetros para medir la distancia entre filas de módulos y también entre obstáculos. [39]	44
Figura 48. Croquis de la zona de actuación y la profundidad disponible en la zona Oeste (12 m) y en la zona Este (4,5 m). Fuente: Autor.	45
Figura 49. Diagrama de trayectorias del Sol. Los grados de ambas escalas son sexagesimales. A la derecha, la tabla V-1 para inclinación $\beta = 35^\circ$ y azimuth $\alpha = 0^\circ$. Porcentaje de pérdidas de irradiación global anual según la trayectoria solar. [39]	45
Figura 50. Diagrama del flujo de potencia eléctrica desde la planta FV hasta los puntos finales. Abajo se señalan los factores, las pérdidas y los rendimientos considerados en el estudio. Fuente: IDAE. [39]	47
Figura 51. Hipotética disposición de las filas delante (parte sur) y detrás (parte norteña) del cuartillo.	51
Figura 52. Los parámetros de diseño de la instalación de la planta FV.	52
Figura 53. Gestión de la energía de la instalación. Aparecen la instalación fotovoltaica, el inversor de red, el inversor/cargador de las baterías, el rack de baterías, el SMA Data Manager, el Sunny Portal y el Sunny Home [43]	55
Figura 54 Estado de los equipos en Sunny Portal, análisis de la energía en Sunny Portal. (Sunny Portal powered by ennexOS SMA Solar, s. f.)	56
Figura 55. Símbolo de la conexión en paralelo de 3 racks de baterías. Fuente: BYD.[46]	56
Figura 56. Lastre de los Solarblocs. [24]	57
Figura 57. Extracto del plano 2 sobre la configuración de medida en los puntos frontera y en el punto de generación.	58
Figura 58. Imágenes del plano 4 Vista 3D y en planta de la planta FV realizada con Solaredge Designer. Fuente: autor.	59
Figura 59. Extracto del plano 7 de la distribución eléctrica del campo FV.	59
Figura 60. Extracto del plano 5. Esquema unifilar de la parte fotovoltaica.	60
Figura 61. Extracto del plano 5. Esquema unifilar donde figura la parte del sistema de almacenamiento.	61
Figura 62. Extracto del plano de redes de comunicación y de potencia entre los dispositivos de gestión de energía inteligente.	62
Figura 63. Potencia aparente-nominal a la salida de los inversores (CA).	65
Figura 64. Rendimientos: fabricante, módulo FV, cableado, temperatura, rendimiento variable y performance ratio.	66
Figura 65. Producción mensual y diaria esperada.	67

Figura 66. Simulación de la producción horaria esperada en cada mes.	67
Figura 67. Carga (-) y descarga (+) de las baterías en cada hora a lo largo del día durante todo el año.	68
Figura 68. Estado de carga de las baterías en cada hora a lo largo del día durante todo el año.	69
Figura 69. Flujograma de la simulación del aprovechamiento de la planta FV con baterías. Fuente: Autor.	70
Figura 70. Promedio del consumo, producción, autoconsumo, carga y descarga de las baterías, excedentes vertidos a la red y estado de cargas de las baterías a lo largo de las 24 h en un día de Junio.	71
Figura 71. Promedio del consumo, producción, autoconsumo, carga y descarga de las baterías, excedentes vertidos a la red y estado de cargas de las baterías a lo largo de las 24 h en un día de Diciembre.	72
Figura 72. Promedio del consumo, producción, autoconsumo, carga y descarga de las baterías, excedentes vertidos a la red y estado de cargas de las baterías a lo largo de las 24 h en un día de Julio.	73
Figura 73. Simulación de la producción neta individualizada, el consumo neto individualizado, el autoconsumo neto individualizado y el excedente neto individualizado del perfil 1 en contrato B.	76
Figura 74. Simulación de la producción neta individualizada, el consumo neto individualizado, el autoconsumo neto individualizado y el excedente neto individualizado del perfil 2 en contrato B.	76
Figura 75. Diferencia del autoconsumo entre dinámicos y estáticos.	78
Figura 76. Valor básico de la velocidad del viento v_b .	79
Figura 77. Marquesina a un agua (estructura tipo cubierta sobre plano horizontal). Fuente: CTE.	80
Figura 78. Tabla D.10 Marquesinas a un agua.	80
Figura 79. Componentes f_1 y f_2 de la fuerza perpendicular de viento.[48]	81
Figura 80. Canal protectora a la intemperie e interior (ITC-BT 30, pto. 2.1.2.)	83
Figura 81. Caída de tensión máxima en continua y en alterna.	88
Figura 82. Extracto del plano de redes de comunicación y de potencia entre los dispositivos de gestión de energía inteligente.	91
Figura 83. Ahorro anual de cada tarifa para el perfil 1 en el contrato B.	103
Figura 84. Ahorro anual de cada tarifa para el perfil 2 en el contrato B.	103
Figura 85. Ahorros en la vida útil según las tarifas del perfil 1.	104
Figura 86. Costes fijos y variables del perfil 2.	105
Figura 87. Ingresos fijos y variables del perfil 2 con la tarifa 2.OTD con comercializadora libre.	105
Figura 88. Flujo de caja actualizado del perfil 2 en el contrato B.	106
Figura 89. Flujo de caja acumulado del perfil 2 en el contrato B.	106
Figura 90. Conexión de la comunicación entre SBS 6.0 y BYD Battery-Box Premium HVS y HVM. Fuente: SMA [63]	x

Parte I

Memoria

Capítulo 1

1. Definición del objeto y del alcance del proyecto

El objeto del proyecto es diseñar la instalación fotovoltaica con almacenamiento en baterías conectada a la red pública BT para autoconsumo compartido entre 17 residencias para un caso práctico ubicado en un colegio en el barrio de Marchalenes (Valencia). Se supone que un grupo de vecinos de un edificio no tienen suficiente espacio para instalar los paneles FV y han llegado a un acuerdo con el colegio, muy próximo a su ubicación, para ceder su azotea por alquiler.

De acuerdo con el RD 244/2019, el objeto de estudio se define como un autoconsumo colectivo con instalaciones próximas a la red que se acoge a la modalidad de autoconsumo con excedentes con el mecanismo de compensación simplificada.¹ Debido a la corta distancia entre el colegio y los puntos de suministro, cumple con cualquiera de las condiciones ii, iii o iv establecidas para el autoconsumo colectivo.² También dispone de un equipo de medida para la producción como se exige para estos sistemas.³

El uso es privado, la propiedad particular compartida entre los vecinos interesados y la titularidad es solidaria entre los mismos. La instalación fotovoltaica trata de satisfacer únicamente los consumos de las viviendas y todos los consumidores son propietarios de la instalación -financiada por todos- y asumen equitativamente su responsabilidad. La particularidad de este caso es que el colegio recibe una recompensación económica por el alquiler.⁴

El supuesto acuerdo de reparto de la generación se basa en coeficientes de reparto dinámicos (contrato B), lo único que, para profundizar y sacar conclusiones sobre la diferencia entre los tipos de coeficientes, se han elaborado cálculos con coeficientes estáticos para comparar los resultados. En el estudio económico se ha considerado los contratos de facturación eléctrica con comercializadora libre y regulada, según el nuevo cambio legislativo. Se ha pretendido estimar los precios tarifarios de la nueva tarifa 2.0TD, y compararlo con los resultados dados con las antiguas tarifas.

¹ Explicado en el apartado 1.1.7.

² Véase las condiciones que cumplir en el apartado 1.1.4.

³ Explicado en el apartado 1.1.7.

⁴ Resumen de los tipos de uso, titularidad y propiedad en 1.1.5.

En cuanto al montaje, se supone que el colegio, ajeno a la propiedad de la instalación, no da permiso de perforar la azotea para anclar con pernos y taco químico por posibles filtraciones de agua y daños ocasionados.

En resumen, tras analizar las diversas soluciones que se desarrollan en una sección posterior, la solución final adoptada para el diseño de la instalación fotovoltaica está compuesta por 81 módulos A-450M GS de potencia pico 450 Wp que da lugar a una potencia pico total de 36,45 kWp. La potencia máxima de los dos inversores SUNNY TRIPOWER 15000TL y 20000TL es de 15 kW y 20 kW, respectivamente, y el almacenamiento de la energía eléctrica se realiza con 3 racks de 6 módulos de baterías de litio Battery-Box Premium HVM (2,76 kWh) con una capacidad de almacenamiento total de 50 kWh (3 x 16,6 kWh). Cada rack de baterías está conectados a un inversor / cargador de baterías Sunny Boy Storage 6.0 de potencia nominal máxima de 6 kW. La optimización y la monitorización del funcionamiento de la planta las realiza el SMA Data Manager M, el Sunny Home Manager 2.0 y el Sunny Portal. La estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos son los bloques de hormigón pretensado autolastrados de 18° de inclinación con lastre añadido. Se muestra una imagen de la vista 3D del campo fotovoltaico del plano 4 adjuntado.

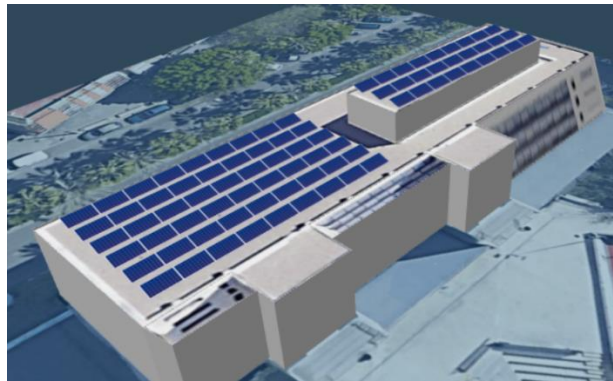


Figura 1. Vista 3D de la planta FV realizada con Solaredge Designer. Fuente: autor.

Generalmente, para legalizar un proyecto fotovoltaico de autoconsumo colectivo ante los agentes y las administraciones competentes (citados en paréntesis) requiere de un conjunto de entregables:

- Proyecto técnico (instaladora)
- Permiso de acceso y de conexión (Distribuidora)
- Licencia de obra (local)
- Inspección inicial y periódicas (autonómica)
- Certificado instalación (autonómica)
- Certificado fin de obra (autonómica)
- Acuerdo de coeficientes de reparto dinámicos (distribuidora o comercializadora).
- Contrato de compensación de excedentes: *Mecanismo de compensación simplificada. Con excedentes.* (distribuidora o comercializadora)
- Registro Autonómico de autoconsumo: (autonómica)
- Registro Administrativo de autoconsumo: (autonómica)

El alcance del proyecto se ha llevado a cabo con una estructura de desglose del trabajo definida para asegurar la fiabilidad de los resultados obtenidos.

1.1. La estructura del desglose del trabajo (EDT)

El diseño de la planta generadora pretende optimizar los beneficios energéticos y económicos a partir del estudio de la viabilidad técnica y económica. Lo más razonable es ajustarse a la demanda con el mayor grado de autoconsumo individualizado y el mínimo grado de vertido de excedentes. Para ello se necesita la información de datos del consumo al detalle. El progreso de la tecnología de la información digital facilitará que las instalaciones se realicen con mayor agilidad. El procedimiento sigue estos pasos ordenados:

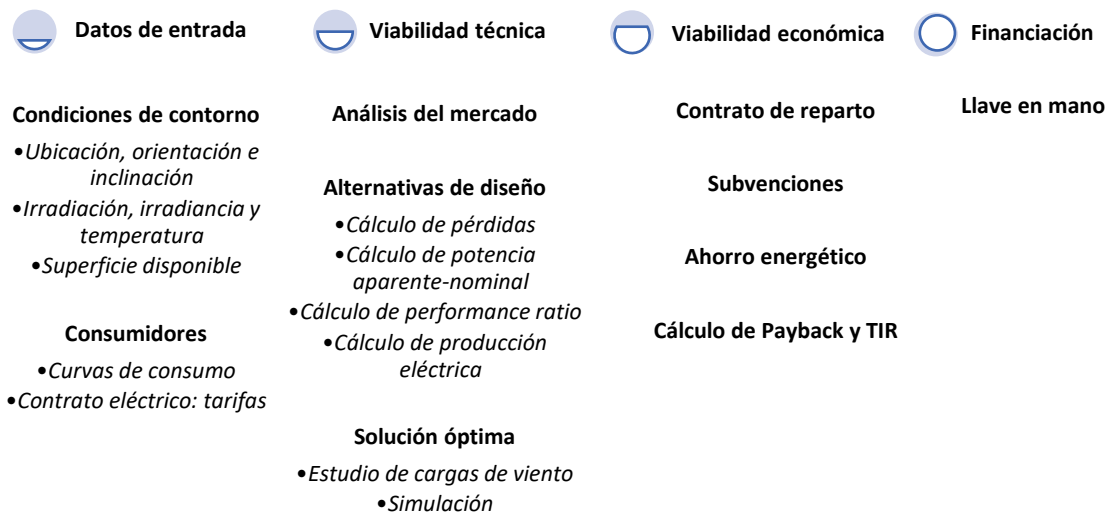


Figura 2. Las fases del diseño de un proyecto de autoconsumo colectivo solar en Valencia. Fuente: Curso académico UPV [5]

Los datos de entrada son las condiciones de contorno y los perfiles de los consumidores. Por un lado, se recopila los promedios de irradiación, irradiancia y temperatura en función de la orientación e inclinación de los paneles FV. Y por el otro, se cuantifica el número de consumidores interesados, sus perfiles de consumo y sus tarifas del contrato de la factura eléctrica.

Seguidamente, se analiza en el mercado actual los distintos tipos de soluciones para cada uno de los equipos y se seleccionan aquellos que se ajustan a las necesidades. Tener en consideración las opciones existentes en el mercado es fundamental para el diseño del caso práctico. Las especificaciones técnicas de los componentes y sus precios son la base para el análisis técnico de las mejores alternativas posibles. Las alternativas planteadas se evalúan según su producción eléctrica (kWh/año), el coste de inversión (€) y el coste por unidad de producción (€/kWh/año) -en este caso se estudian 3 alternativas para las zonas Oeste y Este de la azotea-.

En consecuencia, para cada una de las alternativas se estima la producción de energía eléctrica (diaria, mensual y anual), la potencia aparente-nominal máxima a la salida de los inversores y el rendimiento global de la instalación CC/CA. Todo ello incluye un análisis de las pérdidas: por polvo, por dispersión, por reflectancia, por defecto de fabricación, por sombras generadas entre filas de módulos y por obstáculos, por orientación e inclinación, por la temperatura de célula y pérdidas por efecto Joule en el cableado. Para comparar la inversión inicial de las alternativas se elaboran 6 presupuestos de ejecución material y se proyecta el coste de una unidad de producción energética (€/kWh/año).

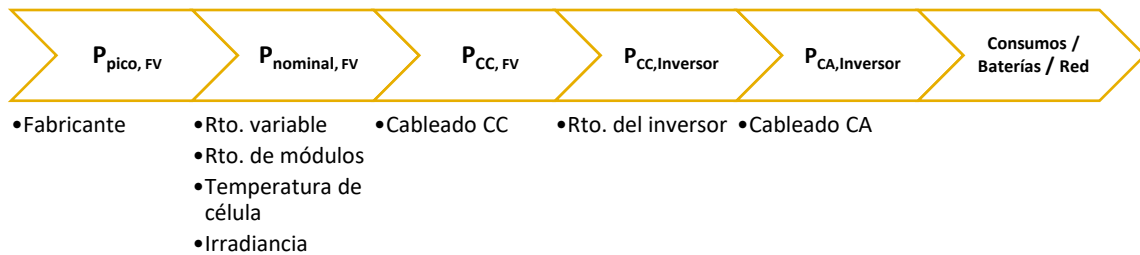


Figura 3. Diagrama del flujo de potencia eléctrica desde la planta FV hasta los puntos finales. Abajo se señalan los factores, las pérdidas y los rendimientos considerados en el estudio. Fuente: IDAE. [19]

De acuerdo con la demanda y la producción anual esperada de la solución adoptada se estima la energía producida, el autoconsumo, el almacenamiento de energía por baterías y el excedente en términos horario, diario, mensual y anual individualizados. A partir de la suma de los “hipotéticos” excedentes individualizados, se diseña la capacidad de almacenamiento de las baterías de litio de la instalación necesaria para optimizar el suministro eléctrico de origen fotovoltaico en horas nocturnas.

Respecto al análisis de la viabilidad económica, según los expertos del sector, con el autoconsumo colectivo se minimiza más la inversión inicial y se maximiza más la rentabilidad en contraste con el formato individual. El análisis parte de los coeficientes de reparto, de la tarifa eléctrica de los contratos de luz, de las subvenciones en la CV y de los datos energéticos individualizados.

De hecho, la comparación entre los coeficientes estáticos y los dinámicos es interesante para evaluar el grado de mejora de la nueva modificación en el Real Decreto 244/2019. Para ambas casuísticas se calculan: ⁵

1. La inversión inicial acordada entre los asociados según el contrato de coeficientes de reparto β_i .
2. El ahorro económico mensual por autoconsumo (ahorro del coste del término de energía (€/kWh) por la generación y el almacenamiento en baterías) y por el descuento por los excedentes por el mecanismo de compensación simplificada.⁶
3. La rentabilidad individual, concluyéndose con el valor neto acumulado (VAN) al final de la vida útil, los ahorros totales, la tasa interna de retorno (TIR) y el periodo de retorno de la inversión.

⁵ Se consideran las tasas, el ICIO y el IBI y sus bonificaciones, la deducción de la renta por IVACE, coste de operación y mantenimiento, inflación, alquiler, beneficio industrial, reducción de la eficiencia de paneles, etc.

⁶ No se incluye el ahorro por disminuir la potencia contratada (kW) debido a la reducción de los picos máximos para aplicar el criterio más restrictivo.

Todo lo expuesto en esta sección se esquematiza en la siguiente estructura del desglose del trabajo (EDT):

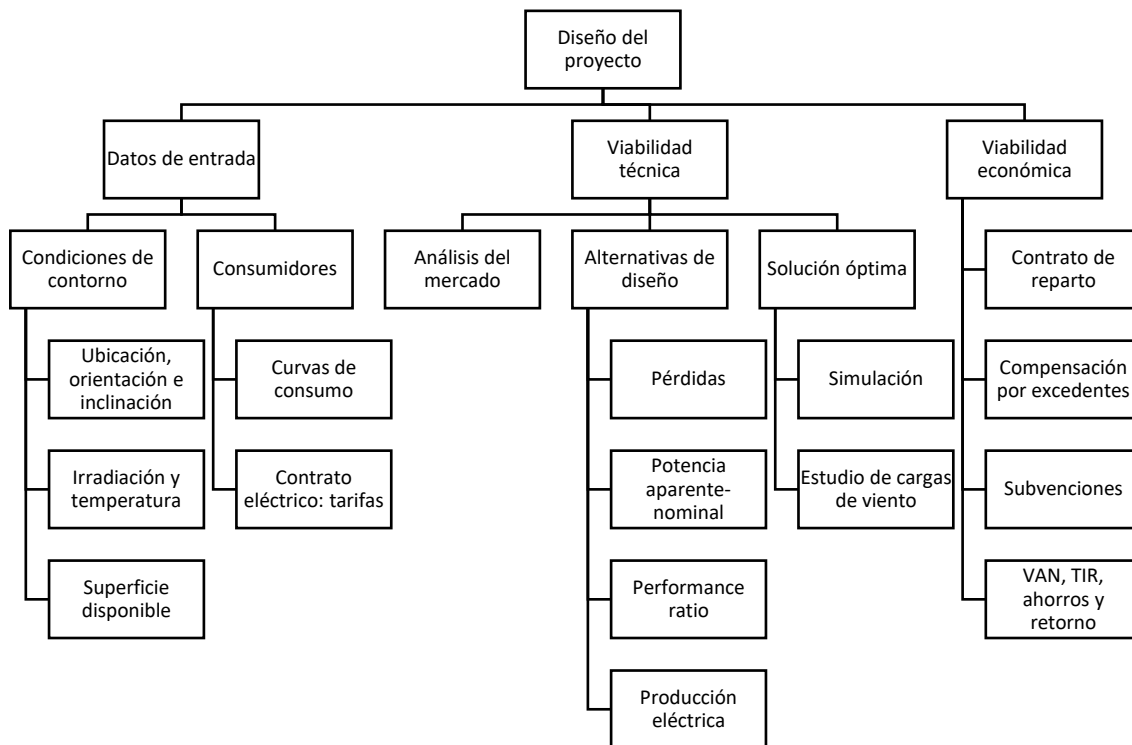


Figura 4. Estructura del desglose del trabajo (EDT)

1.2. La recopilación de los requisitos del proyecto

La metodología desarrollada explicada en la sección 6 del pliego de condiciones técnicas y facultativas pretende cumplir con la evaluación de los requisitos del proyecto. Para el éxito del autoconsumo colectivo es muy importante que la rentabilidad económica sea óptima al igual que el correcto funcionamiento de la instalación. Es cierto que la satisfacción de los consumidores no será la misma entre todos ellos, para empezar cada uno tiene un perfil de consumo anual y un contrato con su comercializadora distinto y, además, cada uno tiene sus propias expectativas de rentabilidad energética y económica. Por esa razón es importante ajustar los parámetros de diseño y cálculos de estimación energética y económica lo más preciso posible. El resumen de los objetivos es el siguiente:

- Diseñar la instalación para maximizar los beneficios totales energéticos y económicos para todos sus asociados. Se estima que alcancen:
 - El periodo de retorno máximo de **10 años**.
 - La tasa interna de retorno mínima del **9 %**.
 - El ahorro económico y energético del **70%**.
- Mejoras en los resultados por el efecto de los coeficientes dinámicos:
 - Mejora en el periodo de retorno y en la tasa interna de retorno.
 - Mejora del ahorro económico entre el **5 y 10%**.

Capítulo 2

2. Antecedentes y estado del arte

El autoconsumo colectivo fotovoltaico está reconocido como uno de los pilares clave de la revolución energética para luchar contra el Cambio Climático, el problema global de este nuevo siglo según la Organización de las Naciones Unidas (ONU). El conjunto de desafíos, inclusive el autoconsumo, no sólo pretende resolver la urgencia climática que nos concierne a todos, sino que también lleva consigo un gran potencial para enriquecer nuestra calidad de vida.

Este novedoso sistema empodera energéticamente a los consumidores, reduce las emisiones contaminantes de los gases de efecto invernadero (GEI), es cómplice de la electrificación de la economía y constituirá la base de las futuras comunidades energéticas. Una persona, una empresa o cualquier asociación de consumidores pueden producir y aprovechar la electricidad generada por sus instalaciones de producción. La ciudadanía gestionará de forma autónoma sus necesidades; más independiente de las comercializadoras y de las fluctuaciones de los precios de mercado. Lo conseguirán con un grado de conocimiento mayor de cómo funciona el sistema eléctrico y se espera que asuman una mayor responsabilidad social ante la urgencia.

Por esa razón el potencial se magnifica si se extrapola del nivel individual al colectivo. La solidaridad tiene un gran peso en la eficacia de la transición ecológica, ya que las ventajas se elevan a una escala superior por acoger a un mayor número de personas. Pese a que aún comienzan a darse los primeros pasos de estas agregaciones, los beneficios serán más que notables por el reparto de la producción, de los costes y de los ahorros económicos. En cualquier caso, interesa que el origen de la producción sea renovable, siendo la tecnología fotovoltaica la opción más económica y viable.

2.1. La evolución de la normativa del autoconsumo colectivo y algunas propuestas de mejora

Tras la evolución de la normativa, se estrena el papel protagonista del pequeño consumidor, quien deja de ser un agente pasivo para convertirse en uno activo. Los prosumidores tienen la licencia de consumir, producir, autoconsumir, vender y almacenar energía eléctrica ya sea a nivel individual o compartido.

La normativa ha pasado por 3 fases distinguibles hasta que se ha legalizado el derecho de autoconsumir colectivamente. La primera fase fue la liberalización del sector eléctrico, la segunda constituyó su reforma y la última, siendo la más importante, la transición energética. Si bien la evolución ha favorecido las condiciones para su propicio, queda por mejorar para que se libere su potencial real. Las barreras del autoconsumo compartido tienen un carácter cultural, social, legislativo y administrativo.

2.1.1. La liberalización del sector eléctrico

En 1997 se promulgó la Ley 54/1997 para liberalizar el mercado eléctrico con el fin de incrementar la competitividad. Teniendo como referencia la directiva 96/92/CE, la estructura del modelo eléctrico se dividió en cuatro actividades independientes: generación, transporte, distribución y comercialización.

En ese momento surgieron pequeñas pinceladas como las primas para las renovables a través de los impuestos de la factura (RD 661/2007) o la retribución para la producción fotovoltaica (Real Decreto 1578/2008). Más adelante, las expectativas en 2012 giraban en torno a una revolución, puesto que, en algunos países la tecnología fotovoltaica adquiría una tendencia creciente. No obstante, no hubo tal movimiento, sino que además se suprimieron los incentivos para instalaciones nuevas en régimen especial. [1]

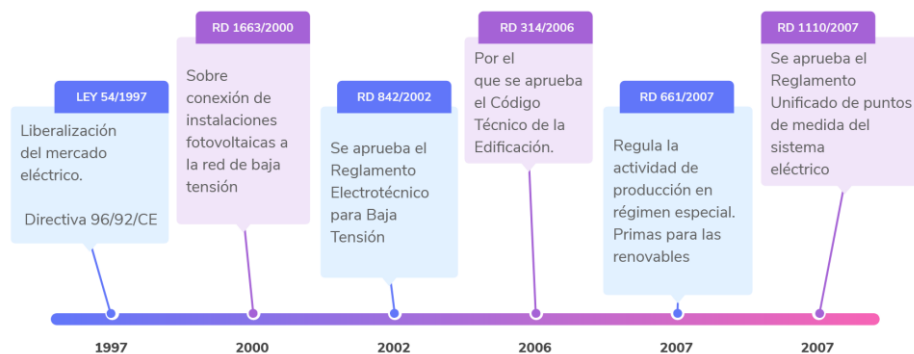


Figura 5. Evolución temporal de la normativa del autoconsumo durante la primera fase "liberalización del sector eléctrico". Fuente: Autor.

2.1.2. La reforma del sector eléctrico

La reforma eléctrica surge tras la derogación de la Ley 54/1997 y por la promulgación de la Ley 24/2013, permanecen las bases de la estructura del modelo y se definen por primera vez el autoconsumo y sus dos modalidades.

Desgraciadamente, durante este periodo no se consigue promover la energía renovable ya que se impone el RD 900/2015. Con cierto asombro, los expertos ratificaron que presentaba una serie de limitaciones y obligaciones realmente excesivas, lo que provocó una gran controversia.

Las medidas adoptadas afectaban de forma negativa a la viabilidad de los proyectos de producción fotovoltaica.

Véase que, a diferencia de otros países, no se permitía el autoconsumo colectivo ya que el consumidor de la modalidad de tipo 1 -quien se aprovecha de una instalación de pequeña potencia- tenía que ser el mismo titular para todas las instalaciones generadoras. La única opción posible era abastecer los servicios comunes de los edificios con viviendas plurifamiliares con una instalación perteneciente a la comunidad vecinal.

Además, el RD 900/2015 ganó cierta fama por el polémico peaje de respaldo o mal llamado “Impuesto al Sol”. El peaje de respaldo se aplicaba a toda instalación conectada a la red para el autoconsumo, a excepción de las aisladas. Se trataba de un cúmulo de cargos relativos a los costes del sistema, como la retribución a las renovables y a las centrales térmicas -útiles en servicios de ajuste-. Es decir, parte de los sobrecostes para controlar la generación renovable en el sistema eran asumidos por los propios autoconsumidores, quienes en realidad son ajenos a tal gestión puesto que sólo se benefician de su generación.

Asimismo, en esos momentos no se recompensaban los excedentes vertidos a la red para plantas de pequeña potencia. En otros países sí lo hacían con el “balance neto”, o sea los kWh vertidos por el día se recuperan al consumir los mismos kWh de la red con un coste económico nulo, probablemente en horario nocturno. Luego, aún con sistemas de inyección antivertido, los sujetos estaban obligados a solicitar permiso a la distribuidora para conectarse a la red. El proceso burocrático era tedioso lo que provocaba la renuncia de llevar a cabo este tipo de inversiones y entorpecía de forma crítica los proyectos. Hubo otras restricciones destacables, por ejemplo, que la potencia máxima instalada no podía superar la potencia contratada de los consumidores.

Tras dos años de controversia, en el Congreso se propuso la “Ley de medidas urgentes de fomento del autoconsumo eléctrico”, pero se vetó la proposición por el Gobierno. La transición energética no pudo iniciarse hasta 2018.

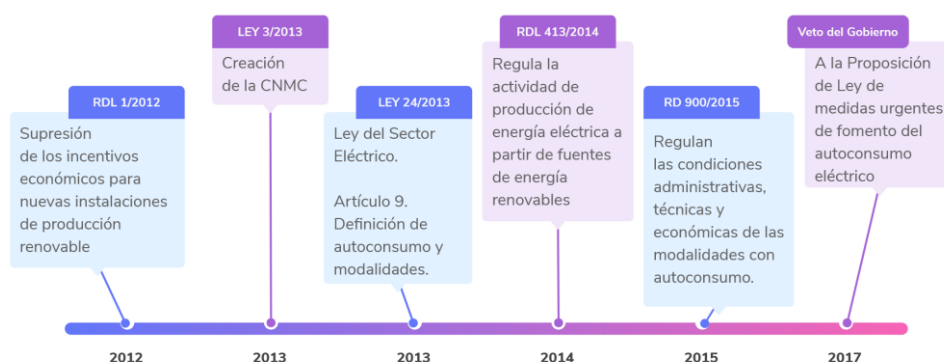


Figura 6. Evolución temporal de la normativa del autoconsumo durante la segunda fase "reforma del sector eléctrico". Fuente: Autor.

2.1.3. La transición energética con la promulgación del RD 244/2019

Desde la liberalización del sector eléctrico se ha tardado dos décadas en iniciar la transición energética. En esta fase se potencia sus beneficios, así que se derogan el peaje de respaldo y otros impuestos, se elimina el límite de potencia o se reduce los tiempos de trámites para las instalaciones de menor potencia (Real Decreto-ley 15/2018).

Al siguiente año se promulga el RD 244/2019 (7 capítulos y 2 anexos), que simboliza el paso definitivo para habilitar la aplicación del autoconsumo colectivo en la sociedad. Desde entonces es posible que uno o varios puntos de suministro se beneficien de una o varias instalaciones fotovoltaicas.

Al parecer la voluntad por encaminar la revolución energética persiste a pesar de la pandemia. En plena cuarentena nacional, el Gobierno decidió reactivar la economía enfocándose en las energías renovables, que sin lugar a duda se apoya en el autoconsumo colectivo y en sus oportunidades como las comunidades energéticas (RD244, 23/2020). Las subvenciones se repartirán en diversas alternativas ecológicas y se estima que crearán un total de 350.000 empleos a lo largo de la década.

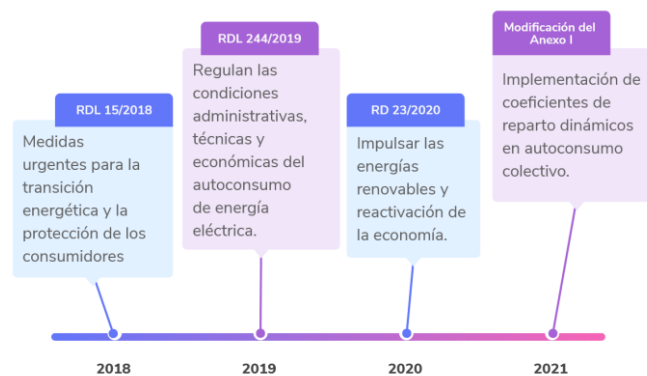


Figura 7. Evolución temporal de la normativa del autoconsumo durante la tercera fase "transición energética".
Fuente: Autor.

A continuación, se detalla la normativa vigente aplicable para el objeto de estudio de este TFM recogida principalmente en el RDL 15/2018, RD 244/2019 y la modificación del Anexo I, entre otros.

2.1.4. Tipos de modalidades de autoconsumo colectivo y clasificación de conexiones a red

Todos los consumidores asociados al colectivo deben obligatoriamente acogerse a la misma modalidad y comunicarán el acuerdo individualmente a la distribuidora (Anexo I, sección 7.2.). Se pueden acoger a una de las modalidades: sin o con excedentes. La primera impide la inyección a la red de los excedentes generados a través del mecanismo antivertido. La segunda es diferente ya que sí se vierte a la red, pero se puede gestionar las ganancias de distinta manera: una opción, y la más habitual en residencias, es acogerse al "mecanismo de compensación simplificada", y la otra es vender los excedentes al mercado. Así quedan las condiciones de las modalidades de autoconsumo (Anexo I, art. I.4) [2]:

Modalidad de suministro con autoconsumo	Sin excedentes		
<i>Definido en el artículo 9.1 a) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.</i>	<i>Autoconsumo y se impide la inyección a la red de los excedentes de generación de la instalación a través de mecanismos antivertido de inyección cero.</i>		
	Con excedentes	b1) Acogida a compensación	i. Fuente de origen renovable. ii. Potencia < 100 kW. iv. Contrato de compensación de excedentes entre los sujetos.
	<i>Autoconsumo y vertir el excedente a la red.</i>	b2) No acogida a compensación	Casos b1) que no cumplen alguna de condiciones anteriores. Voluntariamente decide vender los excedentes al mercado. Actividad económica

Tabla 1. Modalidades del autoconsumo colectivo. (Nota: Se resalta en estilo negrita la modalidad aplicada en el caso de estudio.) Fuente: RD 244/2019. [2]

Existen varios tipos de conexión a red de baja tensión (BT), que básicamente se diferencia en el uso o no de la red pública. Se expone una tabla que resume las distintas tipologías detalladas en RD 244/2019 [3]:

Modalidades autoconsumo colectivo			Conexión a red	Sujetos	Medida	Solicitud Acceso y Conexión
Excedentes	Compensación simplificada	Individual / Colectivo				
Sin excedentes	b1) Acogida a compensación	S/E	Red Interior	Consumidor	1 EM en PF	Exentas
Con excedentes	b1) Acogida a compensación ó b2) No acogida a compensación	S/S	Red Interior	Productor y consumidor	1 EM en PF + EM en Generación (Colectivo)	Exentas <15kW en suelo urbanizado
		S/S	Red de Distribución CT de BT / 500 m / 14 dig catastral			

S: Sí E: Excepcional CT: Centro de Transformación EM: Equipo de medida PF: Punto frontera

Tabla 2. Clasificación de los tipos de conexión para las modalidades de autoconsumo. Nota: Se resalta en estilo negrita el tipo de conexión que se aplica al caso de estudio. Fuente: REE [3]

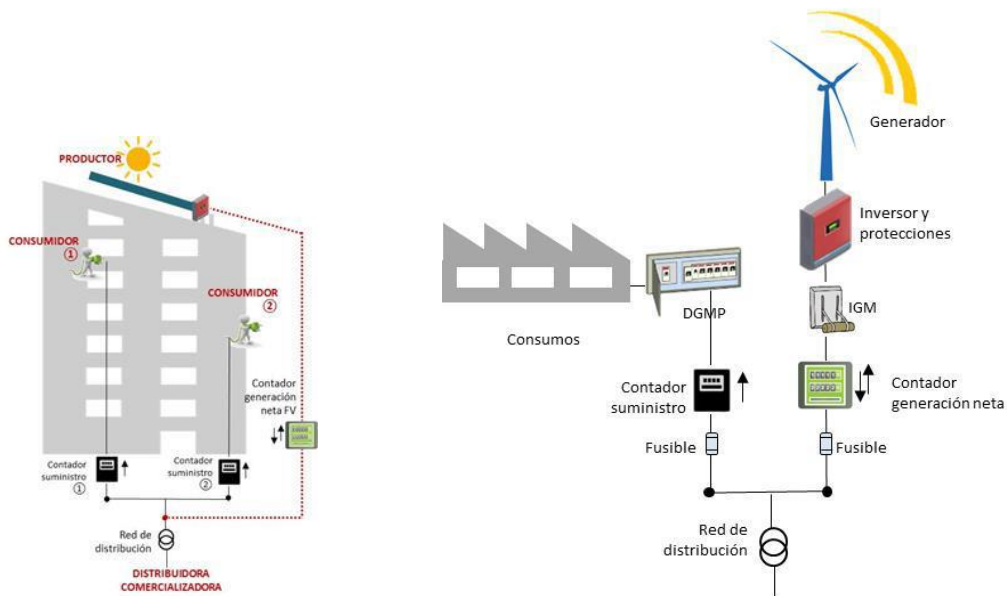


Figura 8. A la izq. se ilustra el autoconsumo colectivo de red interior y a la der. la instalación con conexión a red próxima. Fuente: IDAE [4]

El objeto de estudio se trata de un «autoconsumo con instalaciones próximas y asociadas a través de la red» conectada a la red de BT. Por tanto, según el Art. 4, debe acogerse a la modalidad de suministro «con excedentes» aplicando el «mecanismo de compensación simplificada», siendo necesario que se cumpla una de las siguientes condiciones [2]:

“Que los consumos y la generación:

- i. Estén conectadas a la red interior de los consumidores asociados o estén unidas a éstos a través de líneas directas.
- ii. Estén conectados a las redes de baja tensión (BT) derivado del mismo centro de transformación CT.
- iii. Se encuentren conectados en BT y a una distancia entre ellos inferior a 500 metros.
- iv. Estén ubicados en una misma referencia catastral según sus primeros 14 dígitos.”



Figura 9. Condiciones para efectuar un autoconsumo colectivo con instalación próxima a red. Fuente: Curso académico UPV [5]

Únicamente se exige cumplir con uno de los requisitos lo cual simplifica notoriamente la instalación e impulsa su rentabilidad. La clave de los sistemas colectivos es que funcionan a través de la comunicación de los contadores digitales, sin dotar de un nuevo cableado de distribución. Estos dispositivos son capaces de aplicar la discriminación horaria y la telegestión de forma remota. La gran ventaja de ello reside en la facilidad para asociarse, al menos en cuestiones técnicas. Cualquiera que cumpla alguno de los requisitos podría adherirse a un proyecto que ya está puesto en marcha.

Al parecer la condición que suele ser más restrictiva es la distancia entre la generación y el consumo. En algunas comunidades autónomas, la red de BT con el mismo CT es más extensa, algo que también ocurre con la referencia catastral. Estas condiciones restringen mucho su enorme potencial. Si se compara con Francia sorprende que los límites sean bastante más flexibles. La distancia límite es de 2 km en zonas urbanas y se estudia para que se haga lo propio con 20 km en zonas rurales. Bajo estos términos, el alcance de las agregaciones se multiplica y por supuesto se habilita unas mejores condiciones. Convendría que en España se expandiese el perímetro como mínimo 1 km en zonas urbanas, rurales e industriales.

Pero no todo acaba ahí, el hecho de limitar la proximidad en redes de BT resulta insuficiente. Deja fuera de toda participación a ciertas industrias y comercios de grandes potencias en polígonos, con perfiles de intensivo consumo. Para involucrar a mayor número de interesados es sugerible admitir la proximidad en conexiones de media (MT) y alta tensión (AT).

Según el Art. 11, la distribuidora es la encargada de la lectura de los contadores bidireccionales. El Virtual Net Metering (VNM) lo realiza la distribuidora: lee simultáneamente los consumos netos horarios del contador en el punto frontera y la producción neta horaria de la instalación generadora asociada. Luego transmite las lecturas a la comercializadora contratada por los puntos de suministro, quien calcula el autoconsumo y los excedentes para realizar la factura eléctrica.

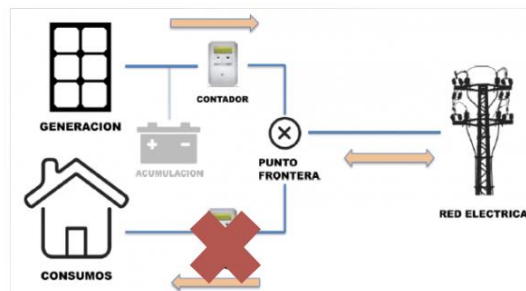


Figura 10. Los contadores bidireccionales para el Virtual Net Metering. Ya no es necesario añadir otro contador bidireccional en los consumos. Fuente: UNEF[6]

2.1.5. Uso, propiedad y titularidad de la instalación FV

Gracias al RD244/2019, las posibilidades de combinación son amplias. Se puede combinar las opciones del uso, de la propiedad y de la titularidad de la instalación generadora acorde a la voluntad de los interesados.

- El **uso** puede ser privado cuando varias personas se asocian para satisfacer los consumos de sus viviendas; o puede ser común, si se satisfacen los servicios comunes de un bloque de pisos o del vecindario.
- La **propiedad** podría ser particular o comunitaria, según quien sufraga el coste de la inversión y del mantenimiento. La propiedad particular se basa en personas físicas o jurídicas y la propiedad comunitaria en la comunidad de vecinos.⁷
- La **titularidad** se refiere a la responsabilidad de la instalación y queda asignada a los consumidores y los productores (si es con excedentes). Se divide en particular, solidaria o comunitaria. La titularidad solidaria se refiere a que es posible compartir la responsabilidad total entre los cotitulares asociados.

Se resume lo comentado en la siguiente tabla:

Instalación	Opciones	Descripción
Uso	Privado	Uno o varias personas particulares
	Común	Servicios comunes y/o vecindario
Propiedad	Particular	Una o varias personas Tercera persona física o jurídica: <i>alquila, renting o venta de excedentes</i>
	Comunitaria	Comunidad de vecinos del bloque de viviendas
Titular	Particular	Una persona física o tercera
	Solidaria	Responsabilidad compartida entre los cotitulares asociados
	Comunitaria	Comunidad de vecinos del bloque de viviendas

Tabla 3. Variedad de opciones del uso, la propiedad y la titularidad de la instalación. (Nota: Se resalta en estilo negrita el uso, la propiedad y la titularidad que se aplica al caso de estudio.) Fuente: IDAE [7]

2.1.6. Acuerdo de coeficientes de reparto de la generación

Antes los coeficientes de reparto sólo eran estáticos puesto que no era posible implementar los dinámicos por motivos de administración y de gestión. Tras un par de años de espera, en marzo de 2021 se formuló un “*Proyecto de modificación en el anexo I del RD 244/2019, de 5 de abril*” para la implementación de coeficientes de reparto dinámicos.

Entonces, existen dos opciones para elegir el tipo de coeficientes: pueden ser estáticos o dinámicos.

- Los **coeficientes estáticos** son constantes en todas las horas del año.
- Los **coeficientes dinámicos** pueden ser distintos en cada una de las 8.760 horas, si se desea.

Habría que notificar a la distribuidora asignando a cada Código Universal de Punto de Suministro (CUPS), la hora y el coeficiente correspondiente. Cualquier modificación se realiza en el periodo

⁷ Para los casos de bloques de pisos se aplica la ley de propiedad horizontal (Art. 17), lo que implica que las 3/5 partes de la comunidad (asociadas o no) estén de acuerdo en usar la zona comunitaria.

de un año y si no se modifica, se mantienen para el siguiente curso. El tiempo límite es de 20 años.

La diferencia entre los tipos de coeficientes radica en cómo se gestiona las ganancias de dicha energía sobrante. Hay que tener en cuenta que el descuento en la factura por la compensación de excedentes nunca superará el coste que se sufraga por extraer de la red, por eso siempre conviene optimizar el reparto de energía con los vecinos. Con los coeficientes estáticos, los “falsos excedentes” (que claramente hubiesen podido ser cedidos) se saldan con el mecanismo de compensación. Sin embargo, con los coeficientes dinámicos es posible optimizar el reparto si se hace un buen análisis de los consumos y de la generación FV durante los próximos 12 meses. El reparto se ajusta con mayor precisión a las particulares de cada uno en ciertas horas previstas.

A pesar de todo, los coeficientes de reparto dinámicos han sido criticadas en el sector. Tal y como denuncia la Fundación Renovables, la esencia de este tipo de coeficientes no consigue ser dinámica porque se fijan previamente al consumo y a la generación real, son igual de rígidos que los estáticos, por lo tanto, no se optimiza totalmente el reparto.

No es razonable que un exhaustivo análisis sea imprescindible para elaborar el acuerdo, podría dar malos resultados ya que la previsión no predice exactamente la realidad, mucho más compleja. La “Alianza por el Autoconsumo” propone que el reparto se efectúe “a posteriori” en base a los datos reales leídos en los contadores. Una de las propuestas es el “reparto dinámico por defecto” utilizado en la normativa francesa: básicamente, distribuye la generación pasada acorde a la proporción de consumo real de cada uno sobre el consumo total. Es más eficiente a la hora de satisfacer la demanda real. [8]

A continuación, se muestra cómo se calcula la energía neta generada (ENG) individualizada de los sujetos i según el RD 244/2019 [2]:

$$ENG_{h,i} = \beta_{h,i} * ENG_h \quad (1)$$

ENG_h : Energía horaria neta generada por la planta fotovoltaica

$\beta_{h,i}$: Coeficiente de reparto asignado al consumidor i

Debe cumplirse que la suma de los coeficientes sea igual a 1:

$$\sum \beta_i = 1 \quad (2)$$

El vertido neto horario de la instalación k se calcula de la siguiente manera. En el caso de estudio sólo hay una instalación, entonces $k=1$.

$$V_{h,k} = \alpha_k * (ENG_{h,k} - \sum E_{auto_{h,i}}) \quad (3)$$

Entonces:

$$\alpha_k = \beta_i \quad (4)$$

2.1.7. Mecanismo de compensación simplificada para los excedentes y las tarifas de peaje de acceso a la red

El contrato de compensación de excedentes de los consumidores asume como referencia los coeficientes de reparto. En la factura eléctrica se descuenta el término de excedentes según el mecanismo de compensación simplificada de la comercializadora (Art. 14).

Los pequeños consumidores con potencias menores de 15 kW en sus casas pueden contratar a comercializadoras libres o reguladas por el precio voluntario de pequeño consumidor (PVPC). Con las comercializadoras libres se llega a un acuerdo mutuo entre ambas partes, mientras que con las comercializadoras reguladas el precio de la energía horaria sigue la tendencia del mercado intradiario.

Comercializadora	Precios horarios de consumo	Precios horarios de excedentes
Libre	Acuerdo entre comercializadora y cliente	
Regulada o de referencia	Coste horario del PVPC (art. 7 del RD 216/2014, de 28 de marzo)	Diferencia entre precio unitario del mercado (PUN) y el coste de los desvíos (RD 216/2014, de 28 de marzo)
Vulnerable acogido a bono social		

Tabla 4. Los precios de consumo y de excedentes según las comercializadoras del contrato de luz. Fuente: Curso académico UPV [5]

Para estudiar la viabilidad económica es crucial conocer las condiciones del contrato de la factura eléctrica de los autoconsumidores asociados. Los contratos con la comercializadoras se desglosan en el coste de potencia (€/kW/día), el coste del término de energía (€/kWh), el alquiler del equipo de medida (5%) y el impuesto (21%).

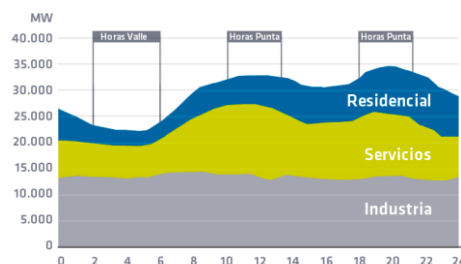


Figura 11. Periodos de horas punta, llano y valle según la demanda nacional. Fuente: El País [9]

El día 1 de Junio de 2021 se produjo recientemente el cambio legislativo del contrato de la luz; según el Ministerio, para adaptar la generación renovable y la carga de vehículos eléctricos. La resolución unifica la tarifa "2.0TD" para todos los consumidores de pequeña potencia bajo 3 periodos horarios: punta, llano y valle.

Período	Ratio demanda/oferta nacional	Precios de la electricidad (€/kWh)	Horario (h)
Punta	Alta	Alta	10.00 - 14.00 h 18.00 - 22.00 h
Llano	Media	Media	8.00 - 10.00 h 14.00 - 18.00 h 22.00 - 24.00h
Valle	Baja	Baja	24.00 - 08.00 h, fines de semana y festivos

Tabla 5. Las características de los nuevos periodos tarifarios. Fuente: REE. [10]

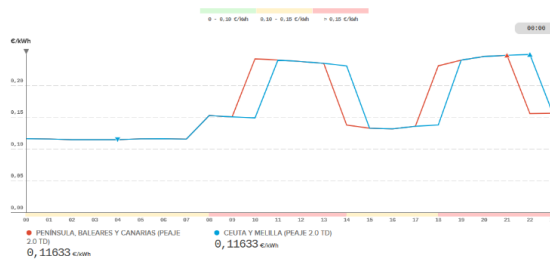


Figura 12. Tarifa 2.0TD de PVPC en el día 1 de junio de 2021. Fuente: REE. [10]

El estado del precio de la electricidad está en alce histórico desde Enero. Algunos apuntan a que se debe al modelo marginalista y otros creen que es coyuntural por las malas condiciones climáticas (Filomena en Enero), la subida del precio del gas en Asia y de los derechos de emisión de CO₂.



Figura 13. Precio de la electricidad a lo largo de 2021. Fuente: El País [11]

2.1.8. Marco regulatorio autonómico y local para instalaciones próximas a red de mediana potencia

En nuestra comunidad autónoma se plantea un plan estratégico con ayudas económicas y subvenciones para invertir en proyectos fotovoltaicos, tales como la deducción de la renta por IVACE y la bonificación para tasas e impuestos. En suma, consiguen una buena rentabilidad para los interesados (Decreto Ley 14/2020, de 7 de Agosto, del Consell).

Uno de los impedimentos en el desarrollo del autoconsumo recae en el retraso de los procesos administrativos y autorizaciones por organismos competentes. Bajo este Decreto-ley se agiliza el proceso con una mejor coordinación entre el PROP, el Ministerio de Industria, las distribuidoras y las comercializadoras. Los procesos se han simplificado por la reducción de trámites y por ser telemático, sin embargo, depende de la aprobación de los ayuntamientos, algunas veces quedan obstaculizados. UNEF sustenta que es necesario agilizar los trámites de la licencia de obra en un mes -y no en 6 meses- y homogeneizar la fiscalidad de las licencias e impuestos en los municipios con el fin de que sea genérico a nivel nacional.

Ciertamente, en nuestra comunidad valenciana (CV) se aprecia bastante diferencias entre las localidades. Anteriormente, la carga burocrática perjudicaba de forma excesiva el negocio, con el paso de los meses se está mejorando la situación. A continuación, se resume el marco regulatorio en CV específico para el caso de estudio:

Trámites y licencias	Condición	Aplicación	Agente competente
Diseño de la instalación	P>10 kW	Exige proyecto técnico	Instaladora

Permisos de acceso y de conexión	Suelo urbano P>15 kW	Se aplica	Distribuidora
Autorizaciones ambientales y de utilidad pública	BT P<100kW	No aplica en este caso	Adm. autonómica
Autorización administrativa previa y de construcción		Exentas	
Licencia de obras	-	Se aplica	Adm. local
Inspección inicial y periódicas	BT P<100kW	Se aplica	Adm. autonómica
Certificados	P>10 kW	Certificado instalación Certificado fin de obra	
Autorización de explotación		Se aplica	
Contrato de acceso	BT P<100kW	Exentas	
Contrato de servicios auxiliares		Despreciable	
Licencia de actividad	Acogidas a compensación	Exentas	Adm. local
Acuerdo de reparto y contrato de compensación de excedentes	Colectivo y acogida a compensación	Ambos	Distribuidora o comercializadora
Registro Autonómico de autoconsumo	BT P<100kW	Trámite de oficio en CC.AA.	Adm. autonómica
Registro Administrativo de autoconsumo		Trámite de oficio en CC.AA. para Ministerio	
Registro administrativo de inst. productoras de energía eléctrica		No aplica	

Tabla 6. Resumen del marco regulatorio en CV para instalaciones próximas a red de mediana potencia. Fuente: Curso académico UPV [5]

Los proyectos fotovoltaicos suelen llevarse a cabo con contratos de llave en mano por la empresa instaladora. Entonces, siempre es recomendable que esta última sea la responsable de solicitar los trámites y las licencias. El registro administrativo y autonómico son trámites de oficio en las CC.AA. y la información remitida contiene el acuerdo de reparto y el contrato de compensación de excedentes acorde a los CUPS asociados.

2.1.9. Reglamento Electrotécnico de baja tensión y Código Técnico de Edificación

Según el Art. 9.6 de la Ley 24/2013, las instalaciones de suministro con autoconsumo conectadas a la red en BT seguirán el “Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión”, REAL DECRETO 1699/2011, de 18 de noviembre y la GUÍA-BT-40. La instalación de generación deberá tener una caja de protección diferencial de tipo A de 30 mA y la conexión de la instalación puede hacerse tanto en el embarrado general de contadores o directamente a una caja general de protección independiente.

El cálculo de las cargas de viento y seguridad estructural de la instalación debe cumplir la normativa vigente de “Código Técnico de Edificación Documento Básico de la Seguridad Estructural – Acciones en la edificación”. Se tomarán en consideración el Art. 3.3 y el “anejo D para la acción del viento” [11].

2.2. Los fundamentos de las comunidades energéticas solares en residencias

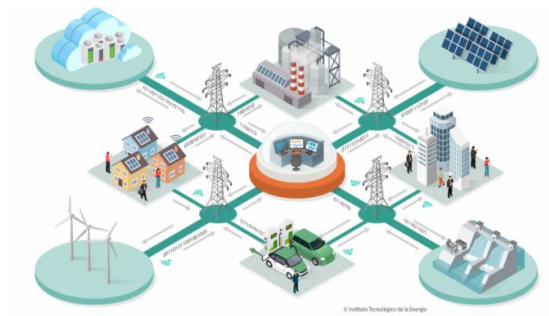


Figura 14. Ejemplo de comunidad energética. Fuente: Alianza por el autoconsumo[12]

Nuestro caso de estudio se trata de una pequeña comunidad energética solar. Este concepto revolucionario se establecerá en zonas de núcleos urbanos residenciales de las ciudades inteligentes del futuro. Estas innovaciones transformarán las grandes ciudades hacia una mayor sostenibilidad medioambiental y energética. Los barrios solares son una solución muy prometedora en las ciudades de España, aunque sea el país europeo con mayor porcentaje de ciudadanos que viven en edificios plurifamiliares, con más de 30 millones de personas (66%) [13].

Según un estudio del Instituto de Ingeniería Energética (UPV), la ciudad de Valencia posee suficientes tejados para generar electricidad hasta 99% de la demanda eléctrica residencial y el 37% de la demanda eléctrica total [14]. No es de extrañar que en un futuro ciertas personas físicas o jurídicas que no cuentan con espacios disponibles quieran aprovecharse de estos sistemas.

2.2.1. El almacenamiento energético y la hibridación de las energías

Dada la gran demanda de energía de estas comunidades, las energías limpias se respaldarán en los sistemas híbridos de energías verdes –potenciadas por almacenamiento eléctrico–. Interesa por la complementariedad, cuya principal ventaja es potenciar las virtudes y compensar las debilidades. La combinación de la energía eólica y fotovoltaica es la más competitiva y atractiva, aunque existen otras alternativas muy interesantes como la biomasa y el hidrógeno. En la imagen se aprecia el mix de generación con almacenamiento de capacidad 400 kWh de la planta “La Plana” ubicada cerca de Zaragoza.



Figura 15. Imagen de la planta “La Plana” ubicada en Zaragoza. Fuente: Siemens Gamesa. [15]

El almacenamiento distribuido será fundamental para las comunidades energéticas solares porque incrementa el autoconsumo y complementa a las energías intermitentes, dando lugar a una mejor eficiencia del sistema. Los índices porcentuales de autoconsumo sin baterías rondarían entre 20-30% mientras que con baterías se multiplicaría por el doble y en ciertos casos hasta el 90-100%.

2.2.2. La gestión del CECRE y de la administración local

A lo largo de las próximas décadas, el éxito del autoconsumo colectivo está directamente relacionado con la gestión de la generación distribuida y de gran volumen. Próximamente, el Centro de Control de Energías Renovables (CECRE) controlará las grandes comunidades energéticas renovables y la generación distribuida. Al parecer está dando buenos resultados, las renovables ya superan al resto en la matriz energética (40%) y en algunas ocasiones con coberturas horarias muy altas (80%). La tendencia de las redes inteligentes en este aspecto sería gestionar cada vez más agregaciones renovables y de menor tamaño.

Los barrios solares comienzan a emerger y es la administración local quien tiene las mejores condiciones para crear este tipo de asociaciones, al menos hasta que gane popularidad. Son responsables de ejercer el buen ejemplo y con ello mostrar confianza. Los ayuntamientos deben definirse como entidad jurídica, apostar por las subvenciones y conceder más ayudas.

En diversas partes de España se han comenzado proyectos piloto de autoconsumo colectivo como en Crevillent (Alicante), Rubí (Barcelona), Cádiz o próximamente en el barrio de Ayora en Valencia. La primera comunidad energética solar pertenece a una fundación y fue construida con la cooperación del ayuntamiento de Zaragoza. La central eléctrica abastece a más de 150 familias con un 30% de ahorro del consumo.



Figura 16. El primer barrio solar ubicado en Zaragoza .Fuente: EDP [16]

2.2.3. Las fases de ejecución de un proyecto de autoconsumo colectivo residencial

La principal barrera del autoconsumo colectivo es cultural y social. Es muy común que las reuniones vecinales son tediosas, complejas de coordinar y suele haber conflicto de intereses. Llegada la circunstancia de comprometerse en una puesta en común no suele ser sencillo. La solución es concienciar a la población y formar a los futuros “prosumidores” (productores y consumidores a la vez). Los organismos administrativos públicos tienen la

responsabilidad de ejercer dicha iniciativa, deben informar a los administradores de los edificios de las ventajas y conseguir acuerdos vecinales liderados por “gestores energéticos”. Sus funciones son motivar y planificar al resto de vecinos, buscando información y comunicando las sugerencias a la administración de la finca y en reuniones.

Una vez se planifica y se asienta la asociación de interesados, el siguiente paso es contactar con una serie de empresa instaladoras con competencias para llevar a cabo el contrato de llave en mano. Ellas son responsables de elaborar un análisis de la viabilidad técnica y económica del diseño de la planta. Si es favorable y aceptado por los clientes, se efectúa el acuerdo de reparto energético y económico (participación) según la proposición del grupo o la mejor recomendación de los expertos.

Posteriormente, se da paso a la legalización (solicitudes de licencias, registro, elaboración del proyecto, etc.), el montaje de la instalación y su puesta en marcha. Con la monitorización, la empresa responsable supervisa la operación histórica e *in situ*; al mismo tiempo que el cliente se forma y se sensibiliza para tomar una actitud más proactiva y eficiente.

En resumen, los pasos a seguir para la ejecución del proyecto de autoconsumo colectivo en el barrio de Marchalenes son los siguientes:



Figura 17. Fases de ejecución de un proyecto de autoconsumo colectivo solar en Valencia. Fuente: Curso académico UPV [5]

El cronograma de las fases de ejecución de un autoconsumo colectivo en Valencia de mediana potencia se ilustra en la figura 18.⁸ Se destaca en la figura que los posibles retrasos administrativos de carácter autonómico y local suelen ser los causantes de alargar la duración de la ejecución de estos proyectos.

- El permiso de acceso y conexión: 15 – 50 días.
- Registro de certificado de instalación eléctrica (telemático): 1 día.
- Licencia de obras: 30 días – 3 o 4 meses.
- Instalación y puesta en marcha: 2 – 3 semanas.
- Monitorización, mantenimiento y asistencia: Vida útil.

⁸ No se incluye la primera etapa de motivación y planificación debido a la particularidad de cada caso, se parte desde la elaboración del proyecto técnico, el análisis de viabilidad y la visita técnica.



Figura 18. Cronograma de las fases de ejecución del proyecto de autoconsumo colectivo de mediana potencia en zona residencial en Valencia. Fuente: Autor.

2.3. La tecnología solar fotovoltaica

Pese a la pandemia del COVID-19, el año pasado se instalaron 596 MW de potencia FV, según la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), lo que supone un incremento anual de 30%. El aumento se intensificó mayoritariamente en las residencias (hasta la cuota del 19% sobre el total) [17].

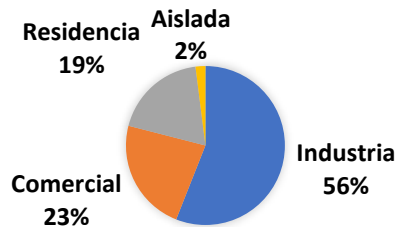


Figura 19. Autoconsumo según la demanda en 2020. Fuente: UNEF [20]

2.3.1. Factores clave del desarrollo de la tecnología

Según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), la tecnología fotovoltaica es la opción más viable para el autoconsumo en términos técnicos y económicos. Durante la pasada década, el coste promedio ponderado de la electricidad LCOE (Levelized Cost of Electricity) de las plantas de gran potencia ha caído en declive (82%) en favor de esta tecnología, desde 0,378 USD₂₀₁₉/kWh hasta 0,064 USD₂₀₁₉/kWh tal y como se muestra en la figura 20. En poco margen de tiempo ya son igual de competitivos económicamente que los combustibles fósiles.

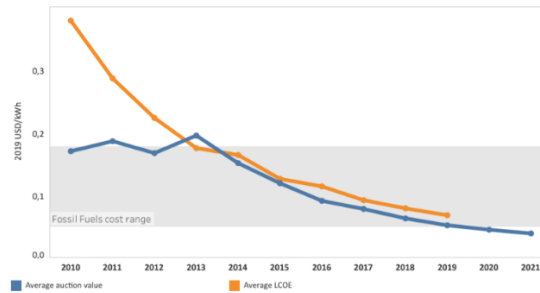


Figura 20. Promedio del LCOE y valores de subasta de la tecnología FV durante 2010-2021. Fuente: IRENA[21]

El impacto de la investigación y de la innovación se traduce en la reducción del coste en la cadena de valor, el aumento del factor de capacidad y la mejora de la eficiencia. En consecuencia, el coste total por potencia instalada (USD/kW) es el más competitivo entre las energías renovables desde 2016, todo indica que continuará descendiendo en la siguiente década. En la figura 21 también se observa que el factor de capacidad constituye una de sus grandes debilidades, no supera el 20%, debido a la intermitencia y las condiciones climáticas.



Figura 21. Promedio del coste total por potencia instalada, del factor de capacidad y del LCOE de las tecnologías durante 2010-2019. Fuente: IRENA [22]

2.3.2. Estado del arte de las células fotovoltaicas

La industria de la célula FV está en auge y en momento de celeridad. Son varias las tecnologías que compiten y están desarrollándose simultáneamente, cada una con una evolución diferente. Debido a la economía de escala del material de Silicio, la mayoría de los módulos están formados por Silicio cristalino (c-Si) (90% de cuota del mercado) y su eficiencia de conversión eléctrica ronda el 20%. Forman parte de la tecnología de primera generación.

El Silicio cristalino (c-Si) presenta una amplia gama de estructuras de módulos y de diseño de células. Al fin y al cabo, la familia de Silicios se subdivide principalmente en monocristalinos, policristalinos y de capa fina. En general, hoy en día los monocristalinos ofrecen una eficiencia mayor que los policristalinos por un coste ligeramente superior (€/W). Puede verse una comparativa entre dos modelos monocristalino y policristalino, toda la información extraída del catálogo del fabricante.

Propiedades	Monocristalino	Policristalino
Modelo	A-400M GS	A-340P GS
Número de células	72	72
Eficiencia	20,17 %	17,26 %
Potencia	400	340
Precio	144,60€	116,99€
Buses	5	5
Clima	Frío y nublado	Cálido
Precio	0,36 €/W	0,34 €/W

Tabla 7. Comparativa entre monocristalino y policristalino. Fuente: Catálogo.[18]

Con el paso de los años, han aparecido nuevas tecnologías de arquitectura avanzada. Recientemente han aparecido las células “Passivated Emitter Rear Cell” (PERC), de la familia c-Si, que han penetrado en el mercado. Estos incorporan a la estructura convencional una capa intermedia entre la base y la parte metálica de material dieléctrico. Su función es reflejar la radiación para devolverla a la base y disminuir la absorción de radiación de la chapa metálica y su recalentamiento. Las innovaciones más atractivas que está adquiriendo importancia por la eficiencia, la potencia de salida y su durabilidad son la combinación de las células PERC con células partidas por la mitad con corte de láser y el uso de multi bus bars (hasta 3 o más).⁹

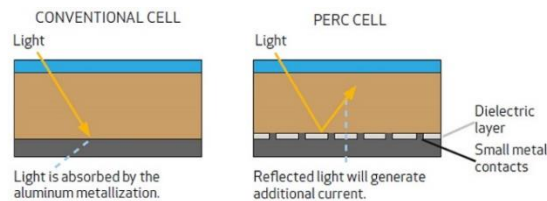


Figura 22 Comparativa de las capas de una célula convencional y una célula PERC. Fuente: Energías Renovables [24]

Asimismo, hay otras tecnologías emergentes aún por desarrollar. Son las células tándem y las de capa fina con semiconductores distintos al Silicio. El material de las células tándem puede ser orgánico, inorgánico o híbrido. Se trata de la conexión de capas apiladas y cada una absorbe una banda específica del espectro. Cabe destacar que han alcanzado la eficiencia máxima record de 46% en pruebas de condición estándar (STC) (1000 W/m^2 , 25°C) [19]. Es un resultado atípico, para un material y proceso de fabricación bastante caro, lo que impide su comercialización por ahora.

Hay cierta expectación de cómo evoluciona las células de perovskite, un mineral con alta absorción y que ya ha resultado una eficiencia de 24%. Es fácil de formar cristales, pero su defecto se basa en la estabilidad puesto que se deterioran debido a la humedad. Se consiguen buenos resultados de eficiencia en tamaños pequeños de célula, si se extrapola en tamaños mayores sería posible competir con el mercado predominante debido a su eficiencia y costes de fabricación mucho más reducido que las de silicio.

⁹ Los “bus bars” son los hilos conductores metálicos por donde circula la corriente eléctrica de las células.

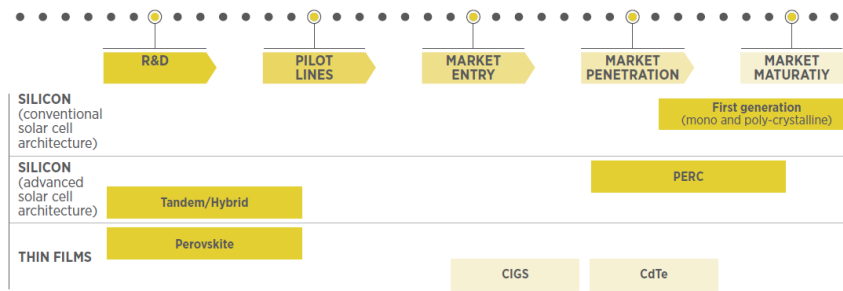


Figura 23. Estado de la tecnología solar FV. Fuente: NREL [25]

En resumen, la familia de semiconductores certificados en el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) es:

Semiconductor	Eficiencia máxima registrada	Tipo	Tamaño del módulo (cm ²)
Silicio	24,4 %	Mono heterojunction IBC	Estándar 6.500 – 14.000
Silicio amorfo	12,3 %	a-Si two-junction	Grande >14.000
GaAs III-V	38,9 %	Four-junction (concentrador)	Pequeño 800 – 6.500
Híbrido	40,6 %	Four-junction (concentrador)	Submódulo 200 - 800
Calcogenuro	19,6 %	CIGSS	Submódulo 200 - 800
PV emergente	17,9 %	Perovskite	Pequeño 800 – 6.500

Tabla 8. Registro de las eficiencias máximas de la familia de semiconductores certificados en Laboratorio Nacional de Energía Renovable. Fuente: NREL [19]

En la figura 24 se expone un resumen de NREL donde figuran las células FV certificadas y su eficiencia desde 1990 hasta 2020.

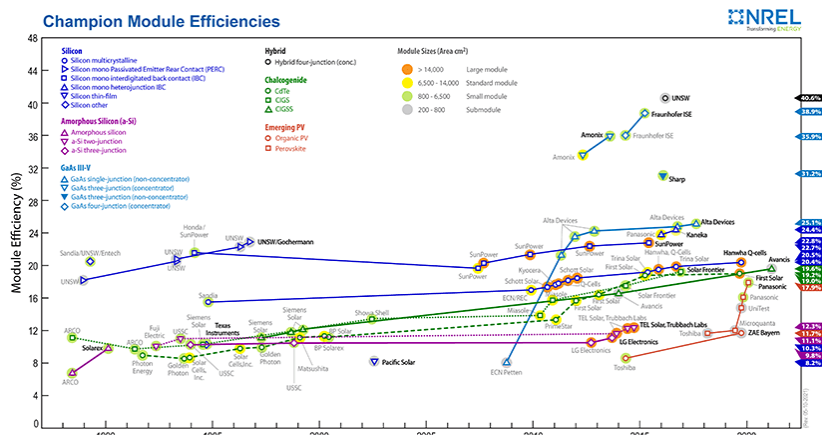


Figura 24. Mejores eficiencias de los módulos según el semiconductor. Este gráfico es cortesía de National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO. Fuente: NREL [26]

2.3.3. Efecto de la irradiación y de la temperatura de la célula

Los datos de entrada utilizados para el cálculo de este TFM son los promedios de los datos registrados en PVGIS de las condiciones climáticas en años anteriores. La irradiación y la

temperatura son factores determinantes para tener en cuenta ya que afectan a la intensidad y a la tensión de la corriente eléctrica en las células. El efecto de los factores es antónimo, el aumento de la irradiación es favorable para el rendimiento, pero el de la temperatura es desfavorable y reduce la vida útil. Se expone dos gráficas en las cuales figura el comportamiento de la intensidad ante la variación de la irradiación y de la tensión.¹⁰

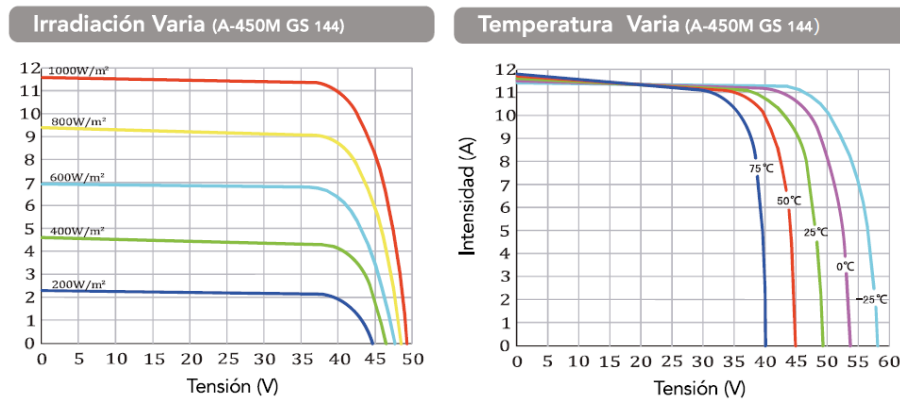


Figura 25. A la izq., el comportamiento de la intensidad (A) con respecto a la variación de la irradiancia (W/m^2) y a la der., comportamiento de la tensión (V) con respecto a la variación de la temperatura ($1/^\circ C$) para el modelo A-450M GS. Fuente: Catálogo [27]

2.3.4. Clasificación de los inversores según el tipo de conexión, el número de fases y la potencia en la salida y la compatibilidad con baterías

En una instalación FV el inversor es uno de los componentes de mayor importancia ya que transforma la corriente continua (CC) generada por los paneles solares en corriente alterna (CA). Al igual que ocurre con las células y los módulos, la innovación de su tecnología también es partícipe del auge puesto que se desarrollan nuevos modelos especiales con mejores capacidades. Se clasifican según el tipo de conexión, el número de fases, la potencia a la salida y la compatibilidad con baterías.

Principalmente hay establecidos dos tipos de inversores, aquellos que están preparados para las instalaciones conectadas a la red o aisladas. Los inversores de red sincronizan la señal de salida con la frecuencia (50 Hz) y el voltaje de la red, en nuestro caso es trifásica de BT (230/400 V). Estos dispositivos no pueden trabajar en modo aislado, y si la red supera los límites de operación (caída de tensión, sobretensiones excesivas, etc.) se desconecta por seguridad. Los inversores de aislada se conectan directamente con los consumos y suelen acoplarse a sistemas de *backup* (grupo electrógeno y/o un banco de baterías).

Dentro de la familia de inversores de red, están madurando una variedad de tecnologías que presentan particularidades específicas para ciertas necesidades. Por ejemplo, los inversores híbridos que integran reguladores de carga de baterías o algunas tecnologías avanzadas como los microinversores (admiten hasta 12 paneles de 300 W) y los optimizadores de "Module Level

¹⁰ Las características técnicas de diseño que aparecen en los catálogos de los módulos se adecuan a las condiciones estándar (STC) de irradiación de $1000 W/m^2$, espectro AM 1.5 y temperatura de célula de $25^\circ C$.

Power Electronics" (MLPE) que optimizan el panel solar ante las proyecciones de sombras. Las nuevas habilidades para complementar las funciones ordinarias de los inversores clásicos traen consigo un coste mayor de fabricación, se aplican en circunstancias atendiendo a las características de la instalación.

2.3.5. Tipos de estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos

Las estructuras de soporte de los módulos FV se encargan de apoyar y de fijar los módulos sobre un plano fijo (inclinación y orientación). Son capaces de soportar y transmitir las cargas mecánicas de viento, lluvia, nieve, estructurales y peso. Las opciones son variadas y se ajustan a las condiciones de contorno, ya sean las cubiertas planas, las cubiertas inclinadas o en suelo.

Característica	Cubiertas		
Inclinación	Plana		Inclinada
Configuración	Deck		Chapa simple Sandwich
Tipo de estructura	Metálica triangular	Hormigón pretensado	Coplanar / Triangular

Tabla 9. Tipos de estructuras según la cubierta. Fuente: Curso académico UPV [5]

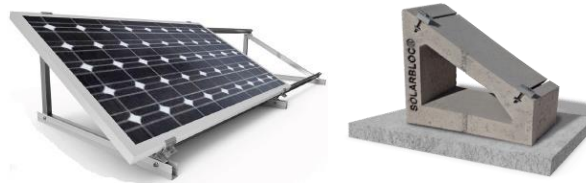


Figura 26. Triángulos metálicos [20] y hormigón pretensado.[21] Fuente: Atersa.

Antes, la mayoría de las instalaciones sobre cubierta iban dispuestas por triángulos metálicos que se anclan o reposan con lastre de hormigón para hacer frente al levantamiento del viento. Los anclajes más empleados para la metálica triangular son las salvatejas, la varilla roscada y el tornillo.

- Las salvatejas se sitúan entre las tejas y por la propia compresión no se mueven.
- Con varilla roscada hay que perforar la teja justo por la parte central para evitar roturas. Se aplica taco químico y un perno largo para endurecer el punto de apoyo junto con el bardo o ladrillo de la cubierta.
- Los tornillos se usan para cubiertas metálicas de tipo *sándwich*.



Figura 27. Salvatejas para apoyar las guías[22], varilla roscada que perfora la teja [23] y anclaje con tornillos [22]. Fuente: Atersa.

Ahora los bloques de hormigón pretensado son una solución muy interesante para suelos horizontales. Tiene varias ventajas en comparación con la metálica triangular por ser autolastre. Exime de anclaje y su éxito radica en el bajo centro de gravedad garantiza la durabilidad ante las

adversidades climatológicas. Aun así, hay que tener en cuenta que el peso compromete la seguridad y la salud del instalador, será obligatorio que se transporte por 2 personas y se usen carretillas.

Inclinaciones β	10°, 12°, 15°, 18°, 28°, 30°, 34°
Posición de módulos	horizontal o vertical
Peso según el ángulo	50kg, 68kg, 71kg, 76kg

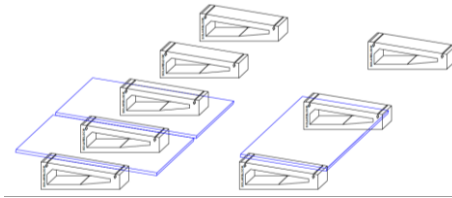


Figura 28. Solarblocs: Disposición de los módulos. Fuente: Solarblocs [21]

Es un prototipo patentado para cumplir el CTE, no obstante, habría que calcular el estudio de vientos para ver si necesita añadir lastre o adhesivos.



Figura 29. Lastre de los Solarblocs. Fuente: Solarblocs [24]

Para fijar los módulos en las guías se requiere de presores intermedios (en forma de omegas) y grapas finales.



Figura 30. A la izquierda se encuentra la grapa intermedia y a la derecha la grapa final de la fila de módulos. Fuente: Atersa [25]

2.3.6. El pronóstico y las ventajas del almacenamiento energético

A nivel mundial se ha puesto en marcha fondos de recuperación para apoyar la fabricación de baterías de litio. El continente asiático ha dejado de ser el único interesado, en el norte de Europa se están implantando nuevas fábricas muy cerca de los sectores automovilísticos y en Extremadura ya se ha confirmado la única fábrica de baterías de litio del sur de Europa (10 GW).

El pronóstico del almacenamiento a gran escala y distribuido según la “Estrategia de Almacenamiento Energético” es de unos 20 GW en 2030 y unos 30 GW en 2050. Los tipos de almacenamiento se distinguen principalmente por la capacidad de producción y su aplicación

en la cadena del servicio. Las centrales hidroeléctricas son las más empleadas por su gran capacidad y flexibilidad.

El almacenamiento energético de las plantas FV de mediana potencia se lleva a cabo con las baterías de litio -algunos inversores ya no admiten plomo ácido-. Su vida útil ronda por 12-14 años y su durabilidad oscila entre 8.000-10.000 ciclos de carga y descarga. Las principales ventajas de las baterías son que aumentan el autoconsumo y flexibiliza la producción. Tiene un gran potencial en momentos de excesiva producción que, en vez de inyectar a la red se cargan las baterías para aprovechar energía gratuita en posteriores momentos.

Para extraer la máxima rentabilidad de su uso se analiza si los excedentes son suficientes para contrarrestar su alto precio o su garantía de funcionamiento. Los fallos de operación más frecuentes son por motivos de sobretensiones, de compatibilidad con el inversor o de su sensibilidad ante altas temperaturas.

2.3.7. Barreras de la energía solar fotovoltaica

En cuanto a la energía fotovoltaica, dependen directamente de los cambios de las condiciones climáticas, lo que provoca cierta imprevisibilidad y variabilidad en su producción real. Debido al aislamiento continental de nuestro territorio y el tipo de curva de demanda nacional, la mayor participación de las energías renovables intermitentes implica ciertos inconvenientes por su esencia. Al integrarlas masivamente induce un mayor esfuerzo técnico, económico y cooperativo entre los agentes. Interesa que la Red Eléctrica Española (REE) refuerce las interconexiones con el fin de incrementar el volumen de las renovables tanto de exportación como de importación. Es crucial que evolucionen en las superredes para abarcar los crecientes volúmenes transferidos entre los estados miembros.

Asimismo, sustituyen a la producción flexible con mayor coste de producción en el “pool eléctrico”. El papel de los ciclos combinados, centrales hidráulicas de gran potencia o las nucleares es garantizar que se cubre la demanda nocturna e imprevista, es decir, producirán electricidad cuando las renovables no son capaces. Por conveniencia, la producción programada flexible son un ingrediente más de la transición.

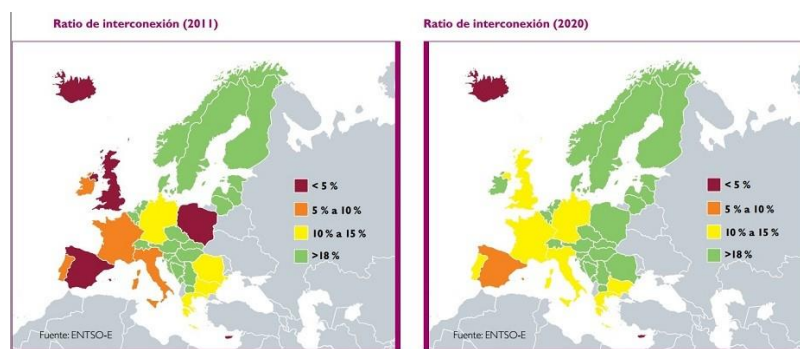


Figura 31. Mapa de interconexiones existentes. Ratio de interconexión en 2011 (izda.) y 2020 (dcha.) Fuente. ENTSO-E. [26]

La falta de precisión a la hora de predecir las condiciones meteorológicas afecta notoriamente en la integridad de las energías verdes en la matriz energética. Es muy típico en el entorno fotovoltaico encontrar casos totalmente contrarios entre sí. Situaciones en que se vierten

excesivos excedentes de electricidad a la red en horas de irradiación máxima -y de poca demanda- u otras situaciones en que la producción es muy inferior a los picos de consumo e insuficiente. Por desgracia se puede asegurar que en horario nocturno la producción fotovoltaica es nula y que los consumos nocturnos sólo serán satisfechos por otras opciones energéticas. Esta debilidad no sucede en otros sistemas como las centrales nucleares, que operan durante las 24 horas -con plazos de parada de recarga de entre 1 y 2 años-, y en los ciclos combinados que operan según el aprovisionamiento del gas natural y la tendencia del *pool eléctrico*.

2.4. Las metas de la revolución energética mundial y nacional

2.4.1. La descarbonización mundial

La acción humana vinculada a la explotación de los combustibles fósiles sigue siendo la principal causa del aumento de la temperatura planetaria. No se puede negar que este tipo de fuentes han sido el motor energético de la historia más reciente, pero lamentablemente han sido participes de los graves asuntos que hoy requieren de solución. Su fecha de caducidad es inminente al mismo tiempo que se integran alternativas más modernas y adecuadas. Es de esperar que las energías renovables cumplan un papel determinante en las próximas décadas para progresar hacia un mundo sin precedentes.

De acuerdo con las predicciones, el *REmap* (escenario con generación total de origen renovable) podría darse en el horizonte 2050, resultando una reducción de emisiones de los gases del efecto invernadero (GEI) casi del 90% con respecto a 1990. Para ello los países más contaminantes tienen en sus manos la gran responsabilidad de reducir sus emisiones de CO₂, siendo los valores estimados en miles de millones de toneladas de CO₂ en 2019: China con casi 10.000, EEUU (5.000) e India (2.500).

En nuestro territorio nacional los sectores más contaminantes son la generación eléctrica (19%) y el transporte (26%), según el informe del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). Ambos sectores reducirán sus emisiones de CO₂ desde 2005 hasta 2030 (Fig. 32) pero con distinto ritmo de descarbonización. En la generación será rápida puesto que la dirección del cambio está bien focalizada en las renovables y en el cierre de centrales térmicas de carbón. En cambio, la transformación de la movilidad eléctrica va a ser más tardía en alcanzar la neutralidad. Para el horizonte 2030 en transporte se estima aún grandes cantidades de CO₂ emitidos en la atmósfera (57.695 MtCO₂-eq), muy superior a los correspondientes a la generación (19.650 MtCO₂-eq).

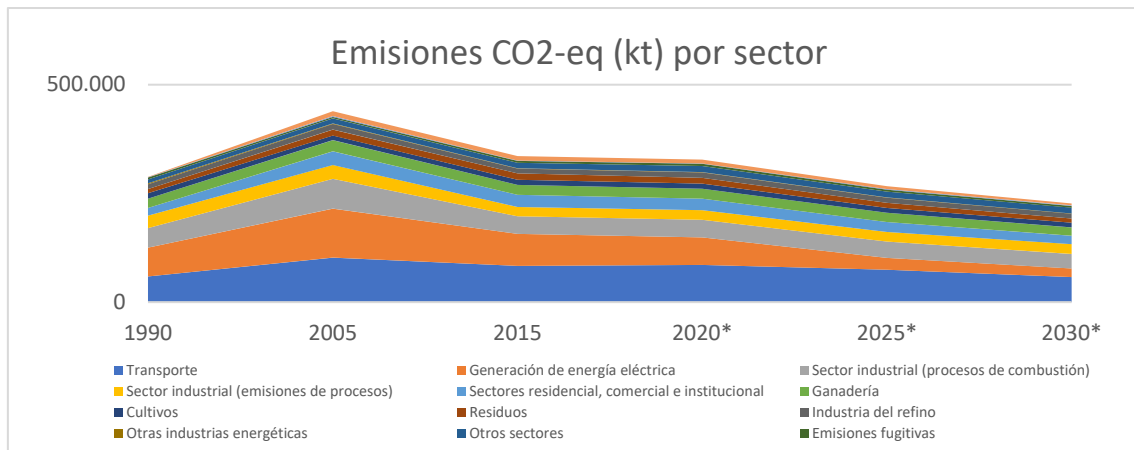


Figura 32. Emisiones CO₂ equivalente por sector. Histórico y proyección a 2030 (kt). Fuente: PNIEC.[35]

2.4.2. La electrificación de la economía

La transición ecológica se asienta en la electrificación de la economía y de la movilidad. El vehículo eléctrico representa una oportunidad para mejorar la eficiencia del sistema aportando una mayor flexibilidad: entraría en juego el concepto de almacenamiento distribuido. La red inteligente de puntos de recarga permitirá que el usuario sea libre decisor de qué hacer con la carga de la batería. Por ejemplo, podría aprovechar las horas valle para recargar las baterías del coche o las horas punta para verter a la red con el fin de maximizar el beneficio económico.

La Comisión Europea propone un plan para prohibir la venta de todo vehículo que emita CO₂ a partir del 2035, es decir, todos aquellos que funcionan con motores de combustión. La mayoría de la venta de vehículos serán eléctricos con baterías (90%) o con pilas de hidrógeno (10%). Lejos de la realidad, las cuotas del vehículo eléctrico sobre el total siguen siendo extremadamente bajas, salvo los países de la región escandinava. China (1.053.000), EEUU (361.000) y Noruega (73.000) encabezan la lista de los países con más ventas de vehículos eléctricos enchufables registrados en 2018.

Dada la expectación de la inclusión masiva de la movilidad eléctrica, el papel de la Red Eléctrica Española (REE) como operador del sistema (OS) es más determinante si cabe. La REE dispone de un centro de control para los vehículos eléctricos (CECOVEL) que se comunica con los dispositivos de carga y contadores. Pese a los avances queda mucho por evolucionar, la REE aún permanece por debajo de la media europea (6,2) en número puntos de recarga expandidos en el territorio, con 1,1 puntos por cada 100 km. [27]

2.4.3. El modelo eléctrico español en el horizonte 2030

PNIEC estima que el modelo eléctrico en 2030 se basará principalmente en la energía eólica, la energía solar fotovoltaica, las centrales de ciclos combinados y las centrales hidráulicas. Véase en la siguiente figura que la energía eólica y la fotovoltaica aumentan considerablemente, las

centrales de carbón desaparecen y las centrales de ciclo combinado e hidráulicas permanecen integradas en el mix energético.

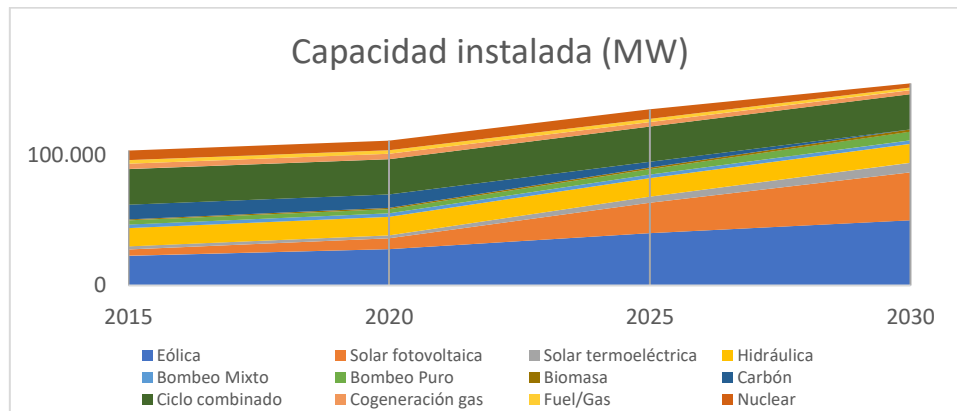


Figura 33. Capacidad instalada de tecnologías renovables (MW). Fuente: PNIIEC.[35]

Capítulo 3

3. Condiciones de contorno

Las condiciones de contorno constituyen los datos de partida que afectan al diseño de la planta generadora, se hace alusión a la ubicación y la superficie disponible, a la orientación y la inclinación de los módulos, a los datos meteorológicos de irradiación, de irradiancia y de temperatura, a las curvas de consumo de los autoconsumidores y a la estimación de la demanda total.

3.1. La ubicación del emplazamiento y la superficie disponible

La planta generadora se localiza en la azotea de un colegio de Marchalenes (Valencia). En el plano 1 adjuntado a la memoria se ilustra la situación y el emplazamiento. Los datos generales del emplazamiento son:

- *Localidad y ubicación:* Carrer de Reus, 32, 46009 València, (Valencia).
- *Elevación:* 19 m.
- *Coordenadas GPS en decimales:* 39.48556991924686, -0.38064957132264776
- *Tipo de edificio:* Colegio (edificio aislado).
- *Altura del edificio:* 15 m.
- *Tipo de superficie:* Forjado horizontal de hormigón armado de superficie 590,58 m².



Figura 34. Ubicación del proyecto de autoconsumo colectivo.[28]

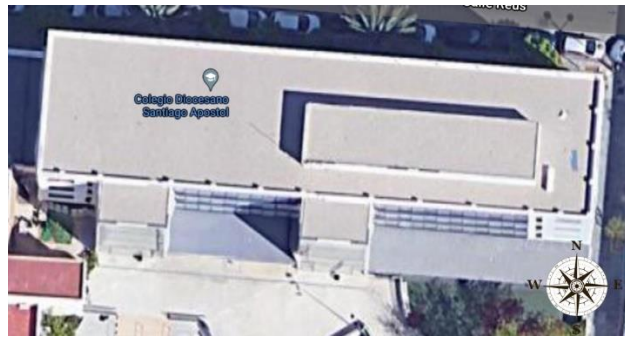


Figura 35. Azotea del colegio donde se ubica el proyecto de autoconsumo colectivo.[28]

Como se puede ver en la imagen anterior, la azotea del colegio se divide entre dos zonas: Oeste y Este. La zona Oeste es la zona más extensa y la zona Este se refiere al techo que está encima del cuartillo de la azotea.¹¹ Ambas partes serán aprovechadas, en total la superficie aprovechable es de 377,2 m². La superficie está limitada para un tamaño de instalación de mediana potencia ($P < 100$ kW).

En Valencia la latitud es $\phi = 39^\circ$ y en la ubicación la azimuth $\alpha = 5^\circ$. Según Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) la inclinación óptima de la ubicación es de 36° . Los módulos estarán dispuestos a dicha azimuth y se evaluarán dos inclinaciones distintas en el análisis comparativo técnico: $\beta_1 = 35^\circ$ (muy próximo al óptimo) y $\beta_2 = 18^\circ$.¹²

3.2. La irradiación, la irradiancia y la temperatura

Bajo estas hipótesis de latitud y de azimuth, la producción varía según la inclinación de los módulos β . La irradiación global en plano fijo e inclinado se usa para estimar la producción anual esperada en el análisis técnico. A continuación, se ilustran los promedios mensuales y diarios de irradiación, de irradiancia y de temperatura calculados en Excel. Los datos están registrados durante el periodo más actualizado 2011 – 2016. Los datos originales extraídos de PVGIS se pueden ver en los anexos.

Para azimuth $\alpha = 5^\circ$

Mes	H(h)_m	H(i_opt)_m	H(35°)_m	H(18°)_m	Hb(n)_m	Kd	T2m
E	78,27	143,81	142,03	119,09	147,57	0,30	11,53
F	95,94	145,69	144,52	128,17	141,47	0,32	11,53
Mar	139,10	176,07	175,62	165,72	163,76	0,34	13,75
A	174,42	188,25	188,80	189,02	178,61	0,34	16,52
May	214,69	188,25	207,74	217,88	210,69	0,32	19,58
Jun	227,85	207,98	209,88	225,15	226,36	0,29	23,67
Jul	230,84	215,46	217,42	231,23	236,48	0,27	25,83
A	206,20	212,56	213,59	218,06	222,36	0,28	25,70
S	157,30	186,95	186,88	180,51	178,91	0,32	23,22
O	117,65	186,95	165,24	150,23	154,40	0,34	19,78
N	76,60	128,07	126,74	109,61	122,14	0,37	14,95

¹¹ Véase en el plano en vista planta que se adjunta al final del documento.

¹² El significado de azimuth y de inclinación en el glosario de términos.

D	70,51	133,82	132,06	111,85	132,94	0,33	11,55
Media	149,11	176,15	175,87	170,54	176,31	0,32	18,13

Tabla 10. Para azimuth $\alpha = 5^\circ$, se muestra la irradiación en plano horizontal e inclinados ($\beta_1= 35^\circ$, $\beta_2= 18^\circ$) y la irradiación directa sobre plano normal (kWh/m2/mes).

Datos mensuales
H(h)_m (kWh/m ² /mes) <i>Irradiación en plano horizontal</i>
H(i_opt)_m (kWh/m ² /mes) <i>Irradiación en plano inclinado óptimo</i>
H(i)_m (kWh/m ² /mes) <i>Irradiación en plano con ángulo β° y azimuth α°</i>
Hb(n)_m (kWh/m ² /mes) <i>Irradiación directa mensual en plano ortogonal</i>
Kd (-) <i>Ratio entre irradiación difusa y global</i>
T2m (°C) <i>Temperatura media en 24 horas</i>

Tabla 11. Leyenda traducida de los datos mensuales y diarios.

El promedio anual de la irradiación en plano inclinado de $\beta_1= 35^\circ$ es ligeramente mayor (3,13%) que en plano inclinado de $\beta_2= 18^\circ$. La temperatura media en 24 h es de 18,13 °C. En invierno se capta mayor cantidad de radiación en los planos más inclinados (35°) mientras que en verano sucede lo contrario, se absorbe más en planos menos inclinados (18°). Se puede comprobar en las barras grises y azules oscuro de la siguiente figura 36.

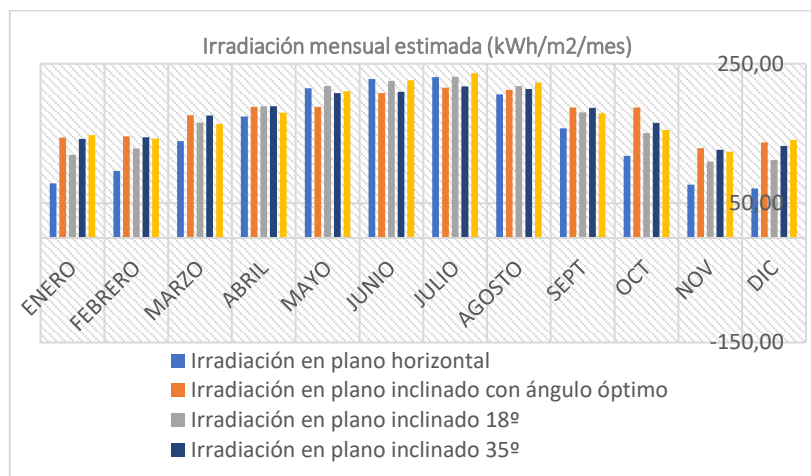


Figura 36. Para azimuth $\alpha = 5^\circ$, se muestra la irradiación en plano horizontal e inclinados (18° y 35°) y la irradiación directa sobre plano normal (kWh/m2/mes).

A través de la irradiancia se calcula la potencia aparente-nominal o instalada. Los datos de PVGIS son a las 12.00 h (UTC), por ejemplo, se muestra la figura 37 para $\alpha = 5^\circ$ y $\beta_2= 18^\circ$.

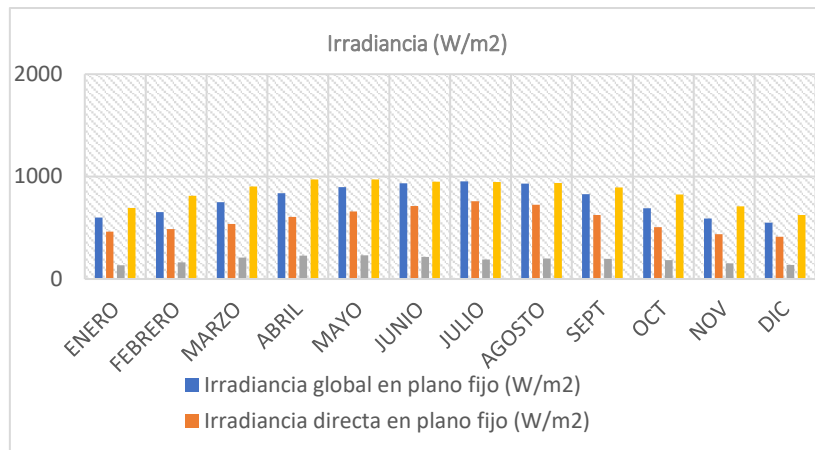


Figura 37. Irradiancia global, difusa y directa en plano fijo para la inclinación Azimuth $\alpha = 5^\circ$ y $\beta = 18^\circ$ a las 12.00h (UTC).

3.3. Las curvas de consumo de los consumidores asociados y la estimación de la demanda total

Se ha considerado 2 perfiles de consumo anual. Serían 13 autoconsumidores con el perfil 1, en cuya residencia los inquilinos habitan durante los 12 meses, y 4 autoconsumidores con perfil 2, mismas características salvo que en Julio y en Agosto se van de vacaciones y no consumen.

Perfil	Nº Puntos de suministros	Estancia
1	13	12 meses
2	4	10 meses

Tabla 12. Número de autoconsumidores asociados al autoconsumo colectivo.

El perfil de consumo normalizado de los hogares es el que se muestra en el gráfico. Por la madrugada permanecen funcionando los consumos residuales como el frigorífico y los picos de demanda ocurren a la hora de comer y de cenar al conectar los electrodomésticos y la climatización.

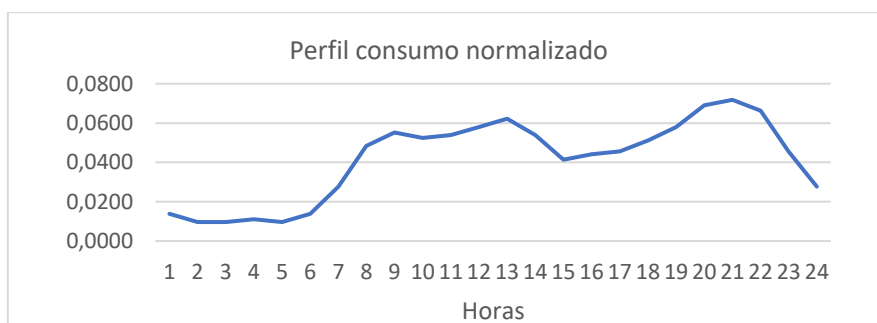


Figura 38. Perfil de los consumidores diario normalizado.

Los hogares de nuestra comunidad están adquiriendo cada vez más aparatos electrodomésticos inteligentes e interruptores con temporizadores. Ya se ha comentado la importancia del papel activo del consumidor, quien programa las horas de funcionamiento con el móvil a través de apps y el wifi. Es evidente que el manejo de estos dispositivos es fundamental para optimizar el consumo en un hogar, sobre todo por las ventajas que ofrecen. Además de la reducción del

consumo eléctrico de la red por el aumento de la eficiencia, también se suavizan los picos de demanda que suelen sobrepasar la producción FV. El sujeto debería tratar de gestionar el gasto eléctrico y adecuarlo a la producción. Por medio de la reciprocidad, se ajustan las curvas de demanda y de generación entre sí.

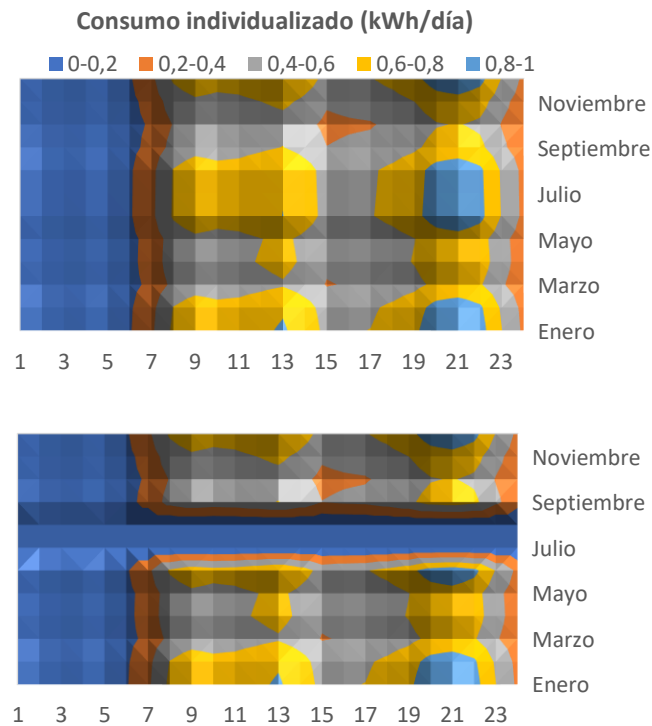


Figura 39. Los consumos individualizados del perfil 1 (arriba) y del perfil 2 (abajo).

Sin la correcta respuesta de la demanda, no se optimizan los beneficios. Los precios tarifarios de la electricidad tienen discriminación horaria y las diferencias son considerables. Los máximos ahorros económicos se dan en las horas valle, por lo tanto, el uso de los electrodomésticos inteligentes debería desplazarse en la medida de lo posible hacia estas horas.

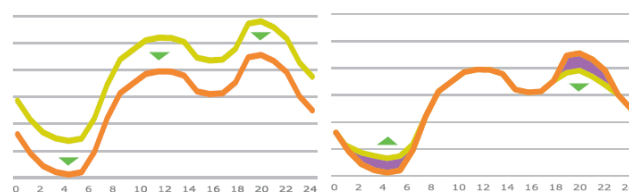


Figura 40. Reducción del consumo total diario y desplazamiento de consumos de hora punta a hora valle.[29]

La suma de todos los consumos estimados da lugar al pronóstico de la demanda global diaria, mensual y anual que la planta generadora debe satisfacer. En total, considerando los 17 puntos de suministros (13 de perfil 1 y 4 de perfil 2) se concluye que la demanda total al año es de 67,042 MWh y de promedio mensual 5,586 MWh/mes.

		Perfil 1		Perfil 2		TOTAL
Mes	días	Ec mes	Ec diaria	Ec mes	Ec diaria	
Uds	-	kWh/mes	kWh/día	kWh/mes	kWh/día	kWh
E	31	410,26	13,23	410,26	13,23	6974,42
F	28	350,86	12,53	350,86	12,53	5964,62
M	31	290,41	9,37	290,41	9,37	4936,97
A	30	316,47	10,55	316,47	10,55	5379,99

My	31	318,48	10,27	318,48	10,27	5414,16
J	30	387,28	12,91	387,28	12,91	6583,76
JL	31	395,52	12,76	0	0,00	5141,76
A	31	391,18	12,62	0	0,00	5085,34
S	30	292,05	9,74	292,05	9,74	4964,85
O	31	263,49	8,50	263,49	8,50	4479,33
N	30	310,36	10,35	310,36	10,35	5276,12
D	31	402,45	12,98	402,45	12,98	6841,65
Media	30	344	11,32	336	9,20	5586,91
Total	365	4129		4029		67042,97

Figura 41. Perfiles de los consumidores mensual.

La demanda mensual máxima sucede en invierno y en Junio, rondan los 220 kWh/día. Gran parte del motivo de este comportamiento recae en la climatización de las casas en periodos con temperaturas extremas. El promedio de los consumos diarios es distinto, el perfil 1 tiene 11,32 kWh y el perfil 2 consume 9,2 kWh. La demanda total diaria que debe satisfacer la instalación se ilustra a continuación:

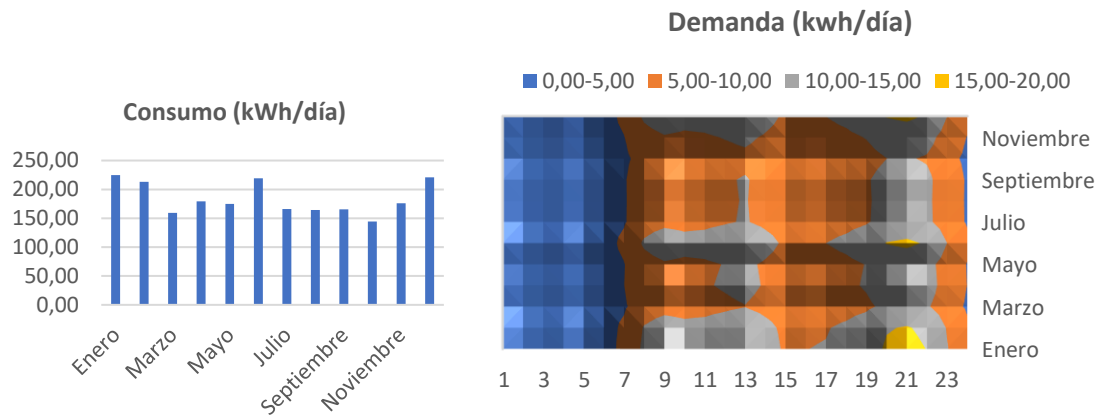


Figura 42. Demanda anual y diaria esperada durante todo el año.

Capítulo 4

4. Descripción de las soluciones planteadas

En esta sección se describen las soluciones planteadas para diseñar la planta FV. Primero, se realizó un ejercicio de búsqueda de los componentes en el mercado valenciano, y segundo, se analizó de forma comparativa las distintas propuestas para el diseño, con sus ventajas e inconvenientes, en términos técnicos y económicos.

Respecto a los componentes principales, en la comunidad valenciana ya es posible adquirir los módulos de 144 células partidas de tipo PERC formados por monocristalinos c-Si entre otras tecnologías. Las características de planta generadora exigen módulos de tecnología avanzada con buena eficiencia y potencia pico que conecten con uno o dos inversores de red trifásicos de mediana potencia.

El análisis de las ventajas y de los inconvenientes se respalda por la aplicación teórica de los cálculos de pérdidas, de la potencia aparente-nominal, del performance ratio y de la producción anual esperada recomendado por el Pliego de Condiciones de IDAE y por el registro de datos de PVGIS. Sus resultados son útiles para evaluar las alternativas según el coste de generación eléctrica (€/kWh), tal es así que justifican qué opciones son candidatas por valorar y para decidir la solución final adoptada. El modo de acoger a la mayor cantidad de puntos de suministro es optimizando la generación eléctrica por unidad de superficie (kWh/m²).

El caso práctico es un edificio aislado con una azotea de gran superficie 590,58 m² y de buenas condiciones con forjado horizontal de hormigón armado. En la sección 4.3 se evalúan las zonas habitadas e inhabilitadas para instalar, cuyo factor más influyente es la estimación de las proyecciones de sombras por el cuartillo, entre las filas de módulos y el murillo perimetral del Sur. Las soluciones propuestas para intentar ampliar la zona habilitada han sido de distinta índole, por ejemplo, con estructuras especiales de barras metálicas u optimizadores.

Tras la evaluación del área disponible, se ha decidido plantear la superficie aprovechable en dos zonas y para cada una analizar técnica y económicamente 3 alternativas (un total de 6). Las variables de diseño son las características de los módulos, de los inversores y de la distribución en planta, véase en el esquema del apartado 4.3.2. Además, se contempla la inversión inicial de las 6 alternativas con el fin de hallar el coste de producción (€/kWh). Los valores razonables en el sector fotovoltaico residencial se encuentran entre 1,5 – 2,5 €/kWh.

Al final de la sección se describen las funciones de las baterías y de los dispositivos inteligentes compatibles con los inversores. La compatibilidad entre los componentes (inversores de red,

inversores/cargadores de baterías, dispositivos inteligentes, etc.) es importante para la correcta operación y garantizar el servicio. Las comunidades energéticas solares en residencia se implantarán con sistemas de comunicación digital y dispositivos inteligentes avanzados que empoderan el papel activo del prosumidor. En la figura 43 se ilustra el diagrama de bloques de la instalación conectada a red con baterías. [18] La lista de componentes de la planta FV es:

- Los módulos solares FVs.
- Los inversores.
- Los inversores/cargadores.
- Las baterías.
- Las estructuras de soporte.
- Los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica.
- El gestor inteligente de energía y monitorización.
- Los consumos inteligentes y enchufes programables.
- Las protecciones.
- Los cables eléctricos.

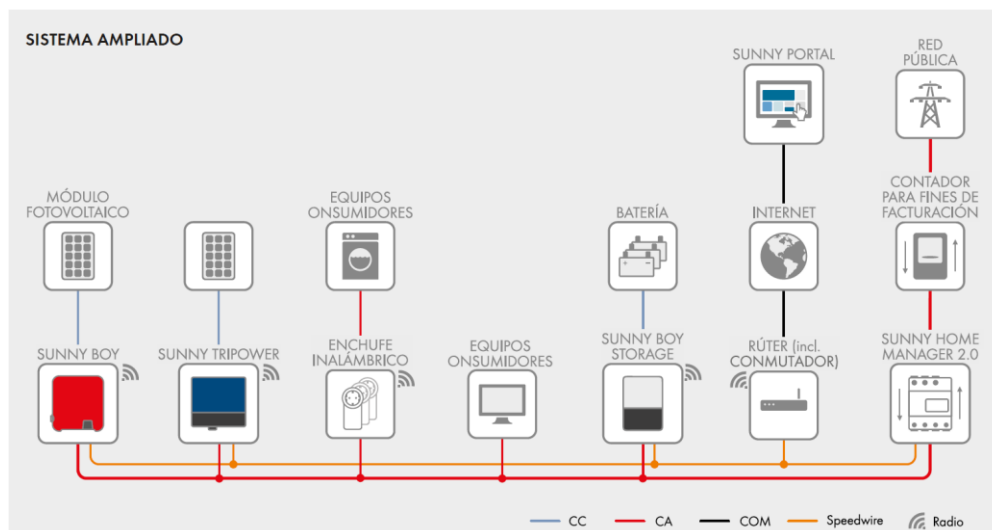


Figura 43. Diagrama de bloques de la instalación conectada a red con baterías en el cual se observan los componentes, extraída del informe SMA. Fuente: SMA [18]

4.1. Estudio del mercado de los módulos, inversores, estructuras de soporte y baterías

En la comunidad valenciana hay empresas comerciales competitivas que venden productos de calidad de marcas reconocidas internacionalmente, lo que facilita a llevar a cabo proyectos de este calibre en nuestra localidad. Para el análisis comparativo técnico y económico entre las alternativas de diseño del apartado 4.3, se va a tener en cuenta las características de los equipos y de los componentes que se exponen en este apartado.

Las especificaciones técnicas principales de los módulos solares son la potencia pico, la eficiencia y la dimensión, que constituyen unas de las variables fundamentales para la estimación de la

producción anual esperada. Son los factores determinantes en las ganancias anuales económicas, energéticas y medio ambientales y por ello tienen un gran peso en la decisión.

Se observa que en la comunidad valenciana ya es posible adquirir los módulos de 144 células partidas de tipo PERC formados por monocristalinos c-Si que, como ya se comentó en el apartado 2.3.2, son una tecnología que está penetrando en el mercado. En condiciones estándar STC, su eficiencia ronda el 20% y con potencias pico que sobrepasan los 500 Wp.

Es notable que la producción en cadena avanza e innova, se está produciendo módulos con mayor tamaño de tecnología avanzada. Las ventajas son numerosas y realmente positivas para el mundo fotovoltaico, agrandar la dimensión implica un ahorro en el montaje, en el cableado o en las estructuras, aunque a costa de aumentar el peso y el tamaño. Los módulos más demandados se venden en palets a mejor precio, la garantía es de 10 años y ofrecen buen rendimiento a lo largo de su vida útil de 25 años. Hoy en día, el coste promedio de producción es 0,30-0,40 €/Wp. Toda la información resumida en la tabla 13:

Medida	Ud	A-335P GS	ERA-340w	JINKO 400	A-450M GS	A-540M GS
Potencia	W	335	340	400	450	540
Palet	-	Sí	Sí	Sí	Sí	No
Unidades	uds	26	26	27	27	1
Eficiencia	%	17,26	17,5	19,88	20,7	20,89
Célula partida	-	No	No	Sí	Sí	Sí
Tipo célula	-	Poli	Poli	Mono	Mono	Mono
Nº células	uds	72	72	144	144	144
Voc	V	46,1	46,4	49,8	49,3	49,42
Isc	A	9,38	9,45	10,36	11,6	13,85
Coef. Temp. (Pmax)	% /°C	-0,38001	-0,38001	-0,36	-0,352	-0,35
Dimensión	mm	1956x992x40	1956x992x40	2008x1002x40	2094x1038x40	2279x1134x35
Área	m ²	1,94	1,940352	2,012016	2,17	2,58
Peso	kg	20,90	20,90	22,50	24,00	28,90
Precio palet	€	2.576,8€	3.311,3 €	4.198,78 €	3.985,74 €	Aún no
Precio	€	99,11 €	127,36 €	155,51 €	147,62 €	210,54 €
Precio	€/W	0,3	0,37	0,38	0,33	0,39
Garantía	año	10	10	10	10	10
Rendimiento	año	25	25	25	25	25

Tabla 13. Comparativa entre módulos FV solares fotovoltaicas. A-335P GS [30], ERA-340w [31], JINKO 400 [32], A-450M GS.) [33], A-540M GS [34].

Esta instalación de mediana potencia requiere del uso de inversores de red trifásicos. Lo más razonable es simplificar el esquema de la planta para reducir costes de inversión y de mantenimiento o problemas de compatibilidad entre componentes. En una primera instancia se escoge un inversor o se combinan dos inversores -equiparados en su potencia para equilibrar las cargas-.

Por lo tanto, antes hay que conocer la potencia pico (36,45 kWp) de la instalación para seleccionar a los inversores. El objetivo es encontrar inversores que, combinados, su potencia a la salida CA sean próximos a la potencia pico para el buen funcionamiento. No es estrictamente necesario que la potencia nominal de inversores sea superior que la potencia pico, sí es obligatorio que el resto de los límites técnicos sean cumplidos y así garantizar la seguridad (rangos de intensidades y de voltajes). Se muestran en la tabla 14 las especificaciones técnicas de entrada y de salida, eficiencia y precios de los candidatos. Se han considerado inversor de

potencia máxima de 15, 17, 20, 33 y 36 kW, con varias entradas por MPPT, con eficiencias máximas entre 97,50% y 98% y con un rango de precios entre [101,50, 165,80] €/kW.

Inversor	Ud.	Zevelution Pro 33K	SUN2000-36KTL-M3	SUN2000-17KTL-M0	SUNNY TRIPOWER 15000TL	SUNNY TRIPOWER 20000TL
Tipo	-	Clásico				
	-	Trifásico 3/N/PE				
Input (CC)						
V_max	V	1000	1100	1080	1000	
MPP Tensión	V	270 ~ 950	200 ~ 1000	160 ~ 950	240 ~ 800	320 ~ 800
I_max por string	A	12	-	-	11	
I_max por MPPT	A	34	26	22	33	
MPPT	uds	2	4	2	2	
Entradas/MPPT	uds	4	2	2	3	
Output (CA)						
Potencia	kW	33	36	17	15	20
Tensión	V	230 /400				
Frecuencia	Hz	50				
I_max	A	3 x 48	58	28,5	29	29
Eficiencia						
Máxima	%	97,5	97,7	97,65	98	98
MPPT	%	99,5	-	-	99,5	99,9
Otros						
Peso	kg	58	43	25	61	
Comunicación	-	Flexible				
Precio	€	3463,72	3656,17	1.885,82	2486,90	2676,90
P. unitario	€/kW	104,96	101,56	110,93	165,82	133,85

Tabla 14. Inversores de red trifásicos en el mercado de la Comunidad Valenciana. Zevelution Pro 33K [35], SUN2000-36KTL-M3 [36], SUN2000-17KTL-M0 [37], SUNNY TRIPOWER 15000TL [38], SUNNY TRIPOWER 20000TL [38]

Las estructuras de soporte para suelo horizontal son los bloques de hormigón pretensado y los triángulos reforzados. Se diferencian en la necesidad del uso de anclaje, en la seguridad estructural y en el peso, pero son similares en el rango de inclinación [10°, 35°], en la posición de los módulos (horizontal y vertical) y los precios entre 80 y 110 € por módulo instalado. Las características típicas de las estructuras de soporte para cubiertas planas son:

Estructuras	uds.	Hormigón Solarbloc	Triángulos reforzados		
Material	-	Hormigón pretensado	Aluminio		
Tornillería	-	No	Acero inoxidable		
Apoyo	-	Normal	Anclaje / Bordillos		
Módulo FV solar FV					
Número	uds.	3 - 6	1 - 3	2 - 6	2 - 12
Filas	uds.	1			2
Inclinación	°	10, 12, 15, 18	28, 30, 34	15, 30	30
Células	uds.	72			
Posición	H/V	Horizontal / Vertical		Horizontal	Vertical

Otros						
Peso	kg	50 - 68	71 - 76	10	10 - 20	100
Garantía	años	-		10		
Precio según número de módulos	€	193,6 - 338,80	237,55 - 357,68	110,11 - 231,11	161,72 - 392,85	450-728

Tabla 15. Las características típicas de las estructuras de soporte para cubiertas planas. Fuente: Catálogos. [20] y [21]

En cuanto a las baterías, además de la función principal del ahorro de energía, existen algunas baterías de litio que tienen otras funciones como funcionar en modo backup o en modo aislado. En modo backup es verdaderamente útil en situaciones en las que se corta el suministro de la red y en modo aislado pueden operar sin la conexión directa a la red. No todas las baterías están preparadas para aportar estas funciones.

Otra variable de decisión a tener en cuenta es el tipo de tecnología, si es modular o compacto y si es de bajo o de alto voltaje (en continua, entre 200 y 500V), todo ello dependerá según el alcance que se desee de la capacidad de almacenamiento (kWh). Pese a la alta eficiencia, los sistemas de alto voltaje son más limitados en cuanto a la capacidad de almacenamiento y la versatilidad, por eso son adecuados para las viviendas. Los sistemas de bajo voltaje permiten alcanzar altas capacidades de almacenamiento -hasta 1 MWh o superiores- y suelen verse en el sector industrial.

La compatibilidad entre los inversores y las baterías es el aspecto más importante para el funcionamiento correcto de la instalación. Se puede conectar directamente con los inversores híbridos o disponer de inversores/cargadores de baterías aparte de tener los inversores de red.

4.2. Estimación de pérdidas, potencia aparente-nominal, performance ratio y producción anual esperada según el Pliego de Condiciones Técnicas de IDAE

A continuación, se explica cómo se han estimado los conceptos técnicos más importantes para el caso práctico: las pérdidas, la potencia aparente-nominal, el performance ratio y la producción anual esperada.

4.2.1. Cálculo de las pérdidas de orientación e inclinación, por sombras y cableado

Existen unas pérdidas de producción según el *azimuth* α (orientación con respecto al Sur) y la inclinación β (respecto al suelo) de los módulos fotovoltaicos. Lo ideal sería que el módulo FV solar estuviese siempre en plano ortogonal con la irradiación solar directa a lo largo del día porque de esta manera el área vista por el Sol es máxima. Sin embargo, son de plano fijo -no se mueven- ya que no suelen utilizarse los seguidores solares para edificios debido a su coste (se emplean más para campos fotovoltaicos sobre el terreno). Cuanta mayor sea la desviación del plano del módulo con respecto al óptimo y cuánta mayor sea la desviación de la orientación con respecto al Sur, peores rendimientos ofrecerán los módulos.

En base a la figura 44 y 45, el ángulo de inclinación es positivo con respecto al plano horizontal y el ángulo de Azimuth α es positivo en sentido horario. El gráfico de los rendimientos está

definido solamente para la latitud de 41°, nuestra ubicación tiene una latitud de 39,49°, o sea que hay que corregir dicha diferencia.

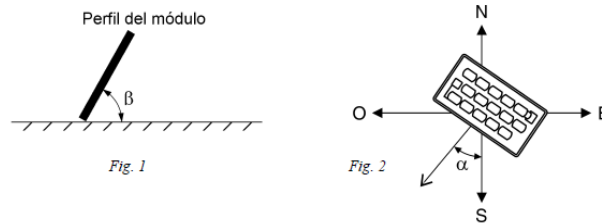


Figura 44. Ángulo de inclinación (izq.) y de Azimuth α (der.). [39]

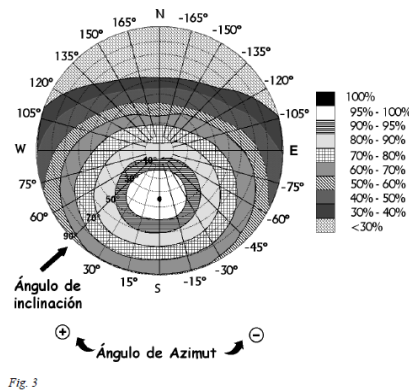


Figura 45. Gráfico que muestra los rendimientos según el ángulo de inclinación y de Azimuth α para la latitud de $\phi = 41^\circ$. [39]

Las inclinaciones que se trabajan en las alternativas están entre 15° y 90°, por lo tanto, se usa la ecuación (5).

$$15^\circ < \beta < 90^\circ \quad P_{ori\&inc} = 100 * [1,2 * 10 - 4 * (\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 * 10 - 5 * \alpha^2] \quad (5)$$

$$\beta \leq 15^\circ \quad P_{ori\&inc} = 100 * [1,2 * 10^{-4} * (\beta - \phi + 10)^2] \quad (6)$$

Los límites de inclinación recomendables para la latitud de 39° son:

$$\beta_{max(\phi=39^\circ)} = \beta_{max(\phi=41^\circ)} - (41^\circ - \phi) \quad (7)$$

$$\beta_{min(\phi=39^\circ)} = \beta_{min(\phi=41^\circ)} - (41^\circ - \phi) \quad (8)$$

Respecto a las pérdidas por sombreado, el primer paso es definir la distribución de módulos FV para aprovechar al máximo el espacio disponible de la azotea. Se divide en 2 zonas, la zona Oeste y Este. La profundidad de la superficie vista desde el Sur hacia el Norte es muy importante puesto que limita el número de filas de módulos que caben en dicho espacio y, al mismo tiempo, la anchura del área define el número de módulos que ocupan una fila. La zona de actuación se ilustra en el plano 3 adjuntado al final del documento, a continuación, se resalta un croquis del mismo.

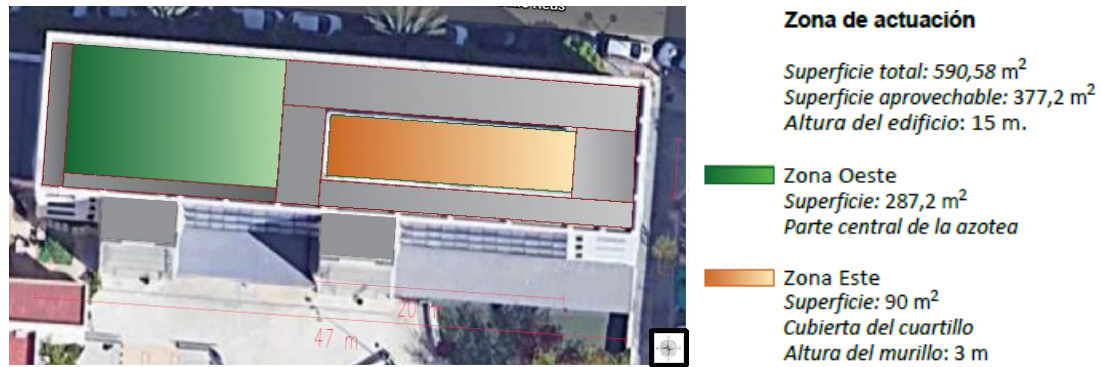


Figura 46. Zona de actuación: Oeste y Este. Imagen y leyenda extraída del plano 3. Fuente: Autor.

El número de filas que ocupan un área depende de la distancia mínima requerida para asegurar un mínimo de 4 horas de irradiación -en los peores días de invierno-. La distancia de diseño para cada alternativa debe ser siempre superior o igual que la distancia mínima, de lo contrario las pérdidas serían inadmisibles:

$$D_{diseño} \geq D_{min} \tag{9}$$

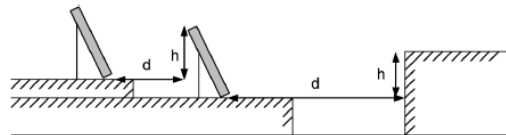


Figura 47. Parámetros para medir la distancia entre filas de módulos y también entre obstáculos. [39]

La distancia mínima entre módulos es el producto entre el desnivel de altura h y el coeficiente k (en función de la latitud ϕ).

$$D_{min} = h * k \tag{10}$$

Se puede usar la fórmula o la tabla para hallar el coeficiente k :

$$k = 1/\tan(61^\circ - \phi) \tag{11}$$

Latitud ϕ	29	37	39	41
K	1,6	2,246	2,475	2,747

Tabla 16. El coeficiente k según la latitud dada ϕ . [39]

Para aprovechar al máximo la profundidad habilitada se reparte el margen de distancia disponible entre filas en partes iguales, ésta se le suma a la distancia mínima requerida:

$$D_{diseño} = D_{min} + \frac{Margen_{disponible}}{n^o\ filas - 1} \tag{12}$$

El margen disponible descuenta los espacios entre filas de módulos:

$$Margen_{disponible} = D_{disponible} - (n^o\ filas - 1) * D_{min} \tag{13}$$

Específicamente, para el caso práctico las distancias se hallan de esta manera:

Distancia disponible de la zona Oeste

Para la zona Oeste, la distancia disponible total es la profundidad de la azotea. No hay que olvidarse de descontar las sombras proyectadas entre módulos y de la sombra del murillo a la primera fila:

$$D_{disponible} = Profundidad_{disponible} - n^{\circ}filas * Profundidad_{sombra\ entre\ filas} - Altura_{murillo} * k \tag{14}$$

$$Profundidad_{placa\ vista\ planta} = \cos(\beta) * longitud_{placa} \tag{15}$$

β : Inclinación de módulo con respecto al plano horizontal
 longitud_{placa}: dimensión larga del módulo (catálogo)

Distancia disponible de la zona Este

La distancia disponible es la profundidad del cuartillo:

$$D_{disponible} = Profundidad_{cuartillo} - n^{\circ}filas * Profundidad_{placa\ vista\ planta} \tag{16}$$

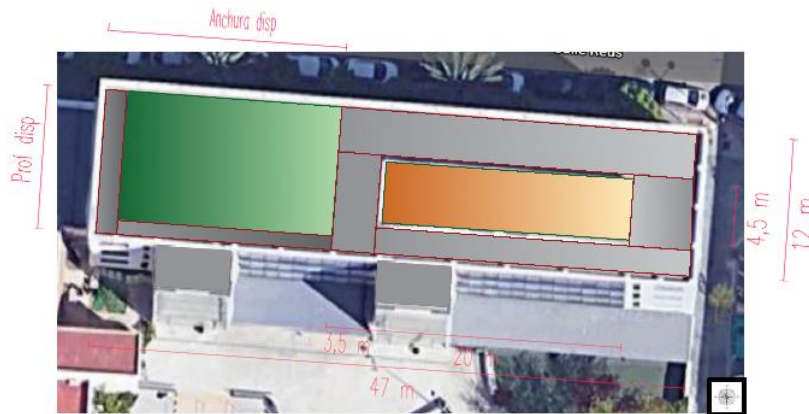


Figura 48. Croquis de la zona de actuación y la profundidad disponible en la zona Oeste (12 m) y en la zona Este (4,5 m). Fuente: Autor.

El perfil de los obstáculos se define según el azimuth α y el ángulo de inclinación con respecto a la horizontal y se representa en la figura 49 (península ibérica). Las bandas A hasta D simbolizan la trayectoria que sigue el Sol a lo largo del año, siendo A referida a las trayectorias cortas de invierno y D referida a las trayectorias largas del verano. El gráfico se divide en casillas, cada banda tiene 14 casillas, una por cada hora solar. La referencia común es 0 h que equivale a las 12:00 h del mediodía (-7h se refiere a 05:00 h y +7 h se refiere a 19:00 h). Aquellos obstáculos que cubran algunas de las casillas de la trayectoria solar provocarán una pérdida de irradiación global anual.

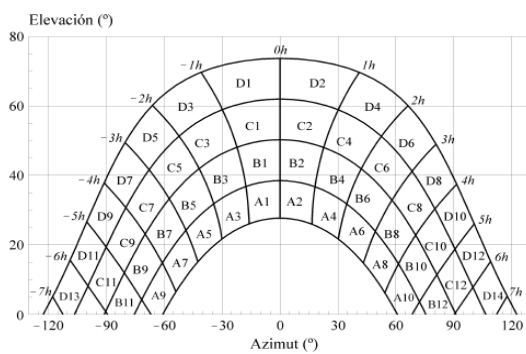


Tabla V-1

$\beta = 35^{\circ}$ $\alpha = 0^{\circ}$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Figura 49. Diagrama de trayectorias del Sol. Los grados de ambas escalas son sexagesimales. A la derecha, la tabla V-1 para inclinación $\beta = 35^{\circ}$ y azimuth $\alpha = 0^{\circ}$. Porcentaje de pérdidas de irradiación global anual según la trayectoria solar. [39]

A cada casilla se le asigna un porcentaje de pérdidas de la irradiación global anual cuyos valores quedan definidos en la tabla V-1, que es la más adecuada para inclinaciones de 35° y 18° con azimuth $\alpha=5^\circ$. Los perfiles de obstáculos tienen una forma singular, por eso habrá casillas que no se cubran en su totalidad sino una porción. Para ello se aplica un factor de llenado de 0,25, 0,5, 0,75 y 1.

1: objeto tapa 100% en dicha trayectoria del Sol.

0,75: objeto tapa 75% en dicha trayectoria del Sol.

0,5: objeto tapa 50% en dicha trayectoria del Sol.

0,25: objeto tapa 25% en dicha trayectoria del Sol.

El ángulo de incidencia de la irradiación o elevación (θ) se usa para simular cómo las proyecciones de sombras de los obstáculos cubren las casillas del diagrama de trayectorias del Sol. Cuánto más alto sea el objeto, mayor será el ángulo de elevación, y cuánto mayor sea la anchura del objeto mayor será el Azimuth α que cubre. Sirve para todo tipo de obstáculos, tanto los módulos colocados entre filas como para el cuartillo y el murillo perimetral. El ángulo de elevación es:

$$\theta = \arccot(h/D_{\text{diseño}}) \quad (17)$$

El cálculo de las pérdidas de irradiación global anual por sombreado se halla con la suma de los productos entre la proporción de cubrimiento parcial y los porcentajes de la tabla V-1:

$$P_{\text{sombra}} = 1 * \sum(\text{casillas1}) + 0,75 * \sum(\text{casillas0,75}) + 0,5 * \sum(\text{casillas0,5}) + 0,25 * \sum(\text{casillas0,25}) \quad (18)$$

La suma de todas las pérdidas en una zona es:

$$P_{\text{sombras}_{\text{zona}}} = \sum P_{\text{sombra}} = P_{\text{filas}} + P_{\text{cuartillo}} + P_{\text{murillo}} \quad (19)$$

Como aproximación de las pérdidas por sombras en cada estación del año se asigna la banda D para el verano, la banda C para la primavera, la banda para el otoño y la banda A para el invierno. La media de las pérdidas por sombras a lo largo del año es:

$$P_{\text{sombras}_{\text{media}}} = \sum P_{\text{sombras}_{\text{trimestrales}}} / 4 \quad (20)$$

$$\text{Banda D: } P_{\text{sombras}_{\text{verano}}} = 1 * \sum(\text{casillas1}) + 0,75 * \sum(\text{casillas0,75}) + 0,5 * \sum(\text{casillas0,5}) + 0,25 * \sum(\text{casillas0,25}) \quad (21)$$

$$\text{Banda C: } P_{\text{sombra}_{\text{prim}}} = 1 * \sum(\text{casillas1}) + 0,75 * \sum(\text{casillas0,75}) + 0,5 * \sum(\text{casillas0,5}) + 0,25 * \sum(\text{casillas0,25}) \quad (22)$$

$$\text{Banda B: } P_{\text{sombras}_{\text{oto}}} = 1 * \sum(\text{casillas1}) + 0,75 * \sum(\text{casillas0,75}) + 0,5 * \sum(\text{casillas0,5}) + 0,25 * \sum(\text{casillas0,25}) \quad (23)$$

$$\text{Banda A: } P_{\text{sombras}_{\text{inv}}} = 1 * \sum(\text{casillas1}) + 0,75 * \sum(\text{casillas0,75}) + 0,5 * \sum(\text{casillas0,5}) + 0,25 * \sum(\text{casillas0,25}) \quad (24)$$

Una vez quedan establecidas las distancias de diseño, se calculan las pérdidas por sombras (ec. 18) y luego se estima el grado de porción de potencia de la serie sombreada con respecto a la potencia total (ec. 26). Es importante darse cuenta de que un módulo FV sombreado afecta al resto conectados en serie ya que circula la misma intensidad de corriente -la menor-.

$$P_{sombra_{proporción}} = P_{sombra} * Proporción_{\%} \tag{25}$$

$$Proporción_{\%} = \frac{n^0_{placas_{string}} * Potencia_{placas}}{potencia_{pico_{instalación}}} \tag{26}$$

$$Potencia_{pico_{instalación}} = \sum n^0_{placas} * potencia_{placa} \tag{27}$$

Según el PCT de IDAE, el límite de pérdidas por orientación, por inclinación y por sombras es del 15% (tabla 17).

Límite de pérdidas	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI+S)
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Tabla 17. Límites de pérdidas de orientación, inclinación y sombras por generación con ángulo distinto al óptimo. [39]

Por otro lado, las pérdidas en el cableado de CC y CA, según la longitud L (en cm) y la sección S (en cm²), incluye las pérdidas por los fusibles y conmutadores -son despreciables-. IDAE recomienda unas pérdidas del 0,02% sobre la potencia nominal si los resultados obtenidos son menores.

$$P_{cableado_{CC}} (\%) = \frac{RI^2}{P_{CC_{FV}}} \tag{28}$$

$$R (\Omega) = 0,000002 L/S \tag{29}$$

La suma total de las pérdidas es necesaria para el cálculo de la potencia aparente-nominal, el performance ratio y la producción energética.

4.2.2. Cálculo de la potencia aparente-nominal a la salida (CA), del performance ratio y de la producción anual esperada

La potencia aparente-nominal total a la salida de los inversores (CA) es un parámetro útil para estimar el performance ratio. En la figura 50, se muestra el diagrama del flujo de potencia eléctrica desde los módulos FV hasta los puntos finales. Están incluidos el defecto de fabricante, el rendimiento intrínseco y variable de los módulos, las pérdidas y la eficiencia del inversor. Debajo de cada potencia se señalan los factores, las pérdidas y los rendimientos considerados -entre paréntesis se vincula el parámetro eléctrico con la fórmula correspondiente-.

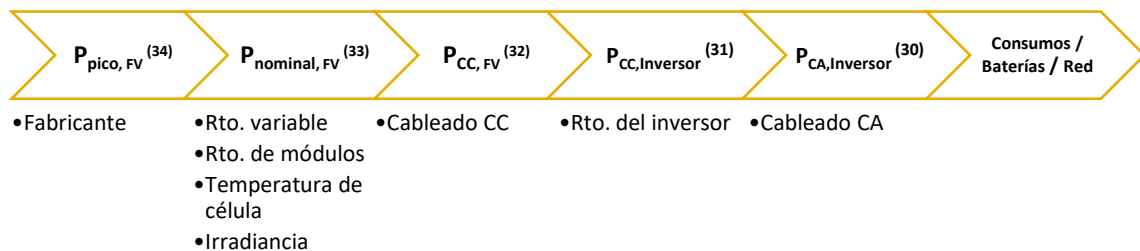


Figura 50. Diagrama del flujo de potencia eléctrica desde la planta FV hasta los puntos finales. Abajo se señalan los factores, las pérdidas y los rendimientos considerados en el estudio. Fuente: IDAE. [39]

La potencia aparente-nominal a la salida (CA) del inversor $P_{inversorCA}$ depende del rendimiento del inversor y de la potencia de entrada:

$$P_{inversorCA} (kW) = \eta_{inv} * P_{inversorCC} \tag{30}$$

$$P_{inversorCC} (kW) = P_{CC,FV} * (1 - P_{cableadoCC}) \tag{31}$$

La potencia eléctrica generada por el conjunto de los módulos depende de su rendimiento intrínseco y variable, de la temperatura de las células y de la irradiancia solar:

$$P_{ccFV} (kW) = P_o * \eta_{var} * \eta_{módulo} * [1 - g * (T_c - 25)] * \frac{E}{1000} \tag{32}$$

$g (1/^{\circ}C)$: Coeficiente de temperatura

$E (W/m^2)$: Irradiancia

La potencia nominal estima las pérdidas por fabricante:

$$P_o (kW) = P_{pico} * (1 - P_{fabricación}) \tag{33}$$

La potencia pico es la suma de potencia de toda la instalación, en condiciones estándar.

$$P_{pico} (kW) = n_{placas} * P_{placa} \tag{34}$$

El rendimiento intrínseco de los módulos se calcula como múltiplo de rendimiento por sombras, por orientación e inclinación:

$$\eta_{módulo} (\%) = (1 - P_{sombras}) * (1 - P_{orien\&incl}) \tag{35}$$

El rendimiento variable considera las pérdidas de polvo, por dispersión y por reflectancia:

$$\eta_{variable} (\%) = (1 - P_{polvo}) * (1 - P_{dispersión}) * (1 - P_{reflectancia}) \tag{36}$$

La temperatura de la célula de los módulos se mide:

$$T_c (K) = T_{ambiente} + (TONC - 20) * \frac{E}{800} \tag{37}$$

$T_{ambiente} (K)$: Temperatura ambiente en sombra

$TONC (K)$: Temperatura de operación nominal de célula.

Se obtiene en el catálogo.

$E (\frac{W}{m^2})$: Irradiancia

Con la información facilitada por PVGIS -la irradiancia $E (W/m^2)$ a las 12.00 h (UTC) y la temperatura ambiente-, se halla las temperaturas de las células T_c (tabla 18).

Mes	Uds	E	F	M	A	My	J	JL	AG	S	O	N	D
E	W/m2	670	690	798	854	861	882	890	882	842	765	682	648
Tamb	°C	13,6	14,6	17	19,6	23,	26,9	29,4	28,9	26,3	22,8	17,6	14
Tc	°C	34,5	36	42	46,3	50,2	54,5	57,2	56,5	52,7	46,8	39,0	34,2

Tabla 18. La irradiancia, la temperatura ambiente y la temperatura de la célula en cada mes a las 12 h (UTC).

En la tabla 19, se expone las pérdidas de temperatura, de polvo, de dispersión, de reflectancia y de cableado, el coeficiente térmico y la temperatura nominal de operación de la célula utilizados en los cálculos:

Parámetros	Valor estimado, media anual	Uds
P_cableado	0,02	%
g	-0,0035	1/°C
TONC	45	°C
P_temperatura	0,08	%
P_polvo	0,03	%
P_dispersión	0,02	%
P_reflectancia	0,03	%

Tabla 19. Parámetros constantes para ambas zonas.

En cuanto al *performance ratio CC/CA*, se define como el rendimiento total que considera todas las pérdidas en el lado de continua (módulo FVs, cableado e inversor) y el rendimiento del inversor.

$$PR_{\frac{CA}{CC}} (\%) = Rdt_{o\text{var}} * Rdt_{o\text{módulos}} * (1 - P_{\text{cableado}_{CC}}) * (1 - P_{\text{fabricación}}) \quad (38)$$

La producción de energía eléctrica anual se halla de la siguiente manera:

$$Energía_{\text{producción}_{\text{anual}}} (kWh/año) = \sum Energía_{\text{producción}_{\text{mes}}} \quad (39)$$

La generación de energía eléctrica mensual se calcula con el performance ratio, la potencia pico y la irradiación:

$$Energía_{\text{producción}} (kWh) = G_{dm}(\alpha, \beta) * P_{\text{pico}} * \frac{PR}{G_{cem}} \quad (40)$$

$$G_{dm}(\alpha, \beta) \left[\frac{kWh}{m^2 * mes} \right]: \text{Irradiación en plano inclinado al mes}$$

$$G_{cem} = 1 \frac{kW}{m^2}$$

G_{cem} : Irradiancia en condiciones estándar de medida

PR: Performance ratio CC/CA

La energía producida de media al día durante los meses sería:

$$Energía_{\text{producción}_{\text{diaria}}} (kWh/día) = \frac{Energía_{\text{producción}}}{n_{\text{días}_{\text{mes}}}} \quad (41)$$

4.3. Análisis comparativo energético y económico entre las alternativas propuestas

El diseño óptimo de la planta FV surge tras la comparativa entre las alternativas propuestas, acorde al análisis de las condiciones de contorno y del mercado de los componentes. En esta sección se va a exponer las ideas valoradas y se va a argumentar sus ventajas y sus inconvenientes. Realmente, el ejercicio de optimizar el diseño se ha dividido en dos partes: un

“brainstorming” de ideas y el análisis técnico que compare las ideas más aptas y maduras. Como ya se ha comentado anteriormente, la información técnica de los catálogos ha servido de consulta y como punto de referencia.

Entonces, el objetivo principal es satisfacer la demanda total de los puntos de suministro de la mejor forma posible. La superficie disponible limita la potencia instalada y su producción, en consecuencia, sólo un número concreto de autoconsumidores podrán asociarse. En este caso, los puntos de suministro asociados se ubican justo al lado del colegio, por lo tanto, se cumplen las condiciones exigidas por la normativa. Para abarcar la mayor cantidad de beneficiados interesa optimizar la potencia instalada por unidad de superficie (kWp/m^2) con el coste de producción eléctrica más económico (€/kWh).

4.3.1. Superficie aprovechable

Lo primero que hay que hacer es decidir qué parte de la azotea se va a utilizar. El factor determinante en este aspecto es el compromiso entre la cantidad de módulos, las pérdidas de rendimiento por proyección de sombras y la inversión. Recopilando los puntos de partida, la ubicación del emplazamiento es ideal para instalar una planta FV de mediana potencia por varios motivos.

- Es un edificio aislado con una gran superficie en buenas condiciones y con altura suficiente que evita cualquier proyección de sombra por otros edificios. El forjado horizontal de hormigón armado tiene $590,58 \text{ m}^2$ de superficie. Igualmente, su forma rectangular orientada con una azimuth de $\alpha = 5^\circ$ facilita que se pueda aprovechar por completo los espacios. Si tuviese una orientación dispar seguramente se dispondría de menor espacio por mayores sombras, concretamente por el cuartillo de 3 m de altura.
- La localidad de Valencia presenta muy buenas condiciones climatológicas para la producción solar. A lo largo del año, el grado de irradiancia y de irradiación generalmente es más que aceptable ya que la mayoría de los días están despejados y son pocos los lluviosos.

El sombreado es provocado por el cuartillo, entre filas y por el murillo perimetral. Hay espacios que definitivamente no plantean ningún problema, otros donde es más dudoso que requieren de estudio teórico y otros que claramente se rechazan por sobrepasar los límites recomendados. Las dos áreas útiles indispensables son la zona central de la azotea (Oeste) y la cubierta del cuartillo (Este). Las zonas dudosas se encuentran en la parte occidental del cuartillo y por detrás del murillo perimetral. La parte descartada es la que está detrás del cuartillo, se ha calculado las pérdidas por sombras y queda lejos de acercarse al mínimo recomendado por IDAE -4 horas solares de irradiación directa en los peores días de invierno-.

Respecto a la sombra proyectada por el cuartillo en la parte central de la azotea, proyecta sombra sobre ciertos módulos a primeras horas de la mañana -a poder ser los menos posibles-, pero luego, a partir de las 11.00-12.00h (UTC) según la estación del año, su proyección dejaría de afectar. Por tanto, habría que definir la supuesta distancia entre las filas y el cuartillo que garantice lo anterior. A base de iteraciones, con Excel, para las pérdidas de sombras en esa parte específica se ha deducido que una distancia de 3,5 m -según la posición y la dimensión de estos- es la óptima para que los más afectados superen el mínimo recomendado.

Faltaría por aclarar la parte sur: entre la fachada del cuartillo y el murillo. Se discute si cabe la posibilidad de poder instalar en esa superficie. Es un espacio crítico y demasiado justo para que quepan, pero se han valorado algunas soluciones para compensarlo (las hipotéticas disposiciones en la parte norteña y sur del cuartillo quedarían como aparece en la Fig. 51).

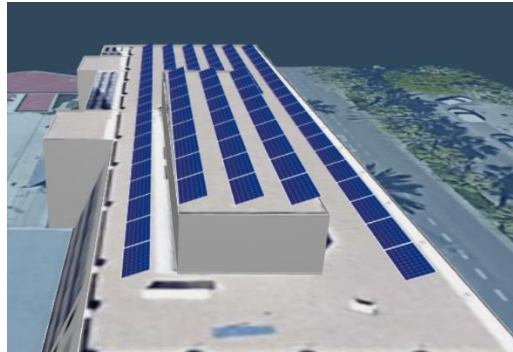


Figura 51. Hipotética disposición de las filas delante (parte sur) y detrás (parte norteña) del cuartillo.

El inconveniente más perjudicial es la altura del murillo que crea demasiado sombreado, así que se valoró el uso de una estructura especial; de barras metálicas inclinadas y ancladas entre el murillo y la pared del cuartillo. Los módulos se situarían por encima del murillo y las pérdidas por sombreado son nulas -gran ventaja- pero complica la instalación en muchos sentidos. Para empezar, el colegio desea que la instalación afecte lo menor posible a la estructura del edificio, posiblemente no permita realizar perforaciones para los pernos de las placas de anclaje. Asimismo, los paneles se verían expuestos -con poca estética- y en alguna ocasión la preferencia es la privacidad. Se pierde simplicidad en el montaje e implica mayor coste y riesgo de seguridad de la ciudadanía ante fuertes vientos.

El uso de optimizadores también se ha valorado para aquellos módulos conectados en serie donde parte de ellos son sombreados por la mañana. Operan muy bien ante sombras y permitirían instalar más cantidad de paneles solares. Sin embargo, no compensan económicamente y en fotovoltaica residencial no suelen emplearse. De la misma manera que tampoco tiene sentido disponer de filas con distintas inclinaciones para evitar sombras.

4.3.2. Ventajas e inconvenientes de las alternativas propuestas

En definitiva, el espacio disponible se divide en dos zonas: Oeste y Este. Para aprovechar la superficie se analizan la ubicación, la orientación, la inclinación, la potencia pico, la dimensión de los módulos, el número de filas por zona y la distribución de los strings. Se representan en el siguiente esquema de la figura 52:

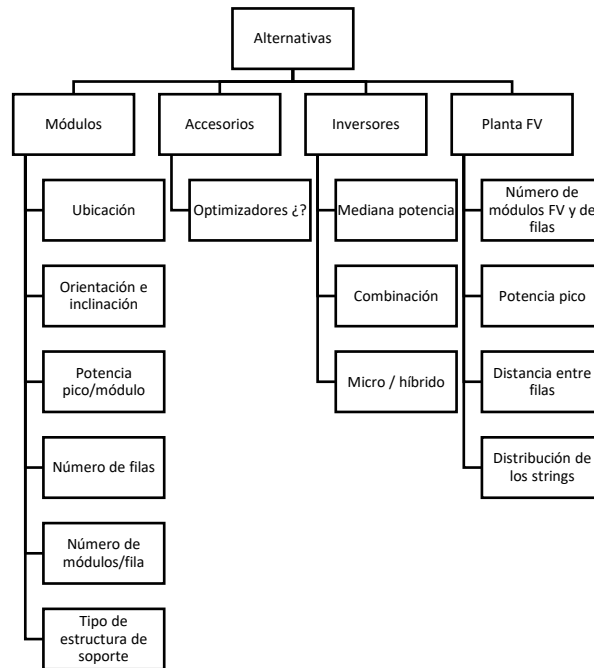


Figura 52. Los parámetros de diseño de la instalación de la planta FV.

El factor clave para determinar el número de filas de módulos es la distancia mínima entre ellas y con los obstáculos, según el tipo de módulo, su posición en vertical u horizontal y la inclinación.

En el estudio del mercado se ha comentado que la diferencia entre las longitudes de paneles solares es relativamente menos determinante que la potencia y la eficiencia. Intuitivamente, se incluyen en el estudio potencias pico entre 330 y 550 Wp con dimensiones longitudinales entre 2 – 2,27 m. La posición es igualmente crucial ya que en vertical se puede instalar mayor cantidad de módulos por fila, pero menor número de filas que en horizontal.

En muchas ocasiones es recomendable fijar con planos de poca inclinación – entre 15 y 20° - para intensificar en verano y siendo advertidos de que en invierno el autoconsumo será mermado. Tiene dos grandes ventajas, una es la cantidad de filas disponibles y la otra es la seguridad estructural ante las cargas de viento proveniente del Sur por el bajo centro de gravedad. Aumenta el coste de inversión, pero es compensado por los precios competitivos de la tecnología y por la producción generada.

Ciertamente, las posibilidades de configurar el sistema son muy amplias. En esta sección se recopila solamente las alternativas que resultaron mejores, entre otras que se han ido descartando. Al final, se ha comparado la producción de filas de módulos de dimensión mediana dispuestos en vertical con el ángulo óptimo según PVGIS (alternativa 1) con la de módulos de dimensión grande en horizontal con el mismo ángulo (alternativa 2) y con un ángulo inferior (alternativa 3).

- **Alternativa 1:** El ángulo de inclinación $\beta = 35^\circ$, la posición es vertical y los módulos FV son de 72 células con potencia nominal 335 W. Es la propuesta con más número de paneles por fila (18) pero su potencia pico es la menor en ambas zonas (18,09 + 6,03 kWp).
- **Alternativa 2:** El ángulo de inclinación $\beta = 35^\circ$, la posición es horizontal y los módulos FV son de tamaño grande de 144 células con potencia nominal 450 W. Se observa que

incrementa el número de filas (5 + 2) pero con menor número de módulos en total (45 + 18).

- *Alternativa 3:* El ángulo de inclinación $\beta = 18^\circ$, la posición es horizontal y los módulos FV de 144 células con potencia nominal 450 W. Aumenta considerablemente el número de filas (6 + 3) y la potencia pico es la mayor (24,3 + 12,15 kWp).

Se plantean 3 criterios de decisión para seleccionar la solución final adoptada: la producción energética (kWh), el coste de la inversión (€) y el coste de producción unitario (€/kWh). El presupuesto de ejecución material de las alternativas se encuentra en el estudio económico, es el presupuesto total de los capítulos siguientes:

- Equipos y materiales eléctricos.
- Estructura de soporte.
- Montaje, conexiones y protecciones.
- Conexión a red y puesta en marcha.
- Monitorización, mantenimiento y asistencia.
- Alquiler de grúa.

Conocidos la generación eléctrica anual y el coste de presupuesto de ejecución material -base imponible- se puede obtener el coste de producción unitario (€/kWh). Todas las alternativas cumplen los límites de pérdidas. Se resume los resultados en la tabla 20 para decidir cuál es la solución adoptada.

ZONA	UDS	OESTE			ESTE		
Alternativa	Nº	1	2	3	4	5	6
Nº módulos	uds	54	45	54	18	18	27
Posición	V/H	V	H	H	V	H	H
Grados	°	35	35	18	35	35	18
Potencia pico/módulo	kWp	0,335	0,45	0,45	0,335	0,45	0,45
Potencia pico total	kWp	18,09	20,25	24,3	6,03	8,1	12,15
Nº de filas	filas	3	5	6	1	2	3
Nº módulos/fila	uds	18	9	9	18	9	9
Distancia entre filas mín	m	2,85	1,51	0,81	-	1,51	0,81
Distancia entre filas	m	3,14	1,71	1,03	-	3,15	0,94
Ángulo incidencia entre filas	°	19,68	19,22	17,27	-	10,70	18,76
PÉRDIDAS							
Orientación e inclinación	%	0,45	0,45	1,67	0,45	0,45	1,67
Pérdidas sombras anual	%	3,22	3,84	4,27	0,00	0,11	0,94
Pérdidas sombras verano	%	0,65	0,74	0,82	0,00	0,00	0,00
Pérdidas sombras primavera	%	0,58	0,67	0,75	0,00	0,00	0,10
Pérdidas sombras otoño	%	0,72	0,87	0,96	0,00	0,03	0,25
Pérdidas sombras invierno	%	1,27	1,57	1,74	0,00	0,08	0,59
Suma de pérdidas	%	3,67	4,29	5,94	0,45	0,56	2,61
Coste de inversión	€	46898	47805	49691	40490	41493	43488
Producción energía	kWh/año	31107	35254	40845	10498	14101	20422
Coste de producción unitario	€/kWh/y	1,50	1,36	1,21	3,85	2,94	2,13

Tabla 20. La producción energética, el coste de la inversión y el coste de producción unitario (€/kWh) de las 6 alternativas.

En ambas zonas coincide que las alternativas 3 propuestas son las opciones más productivas y rentables económicamente, por lo tanto, serán las soluciones finales para el diseño total de la instalación. Se concluye que, para el caso práctico, las características de grandes módulos en posición horizontal y a baja inclinación son más deseables.

El coste de producción de la alternativa 3 de la zona Oeste es 1,21 €/kWh y de la zona Este es 2,13 €/kWh. Son valores razonables en el sector fotovoltaico residencial -entre 1,5 – 2,5 €/kWp-. En la zona Oeste, las otras opciones son aceptables, pero con peores índices energéticos y económicos; y en la zona Este, las otras opciones no consiguen ser competitivas.

En la zona Oeste, la alternativa 3 se estima que produce de media 3.410 kWh/mes, de producción 40.845 kWh/año y el promedio diario 112 kWh/día. En la zona Este, la alternativa 3 se estima que produce de media 1.705 kWh/mes, de producción 20.422 kWh/año y el promedio diario 56 kWh/día. Además de la información de la tabla, se ha comprobado todos los rendimientos y se observa que el performance ratio es prácticamente el mismo (de media anual 83%, típico en fotovoltaica residencial), a excepción de las pérdidas de sombreado - insignificantes en comparación con el performance ratio-. La suma de las pérdidas de las alternativas 3 son ligeramente superiores al resto, en zona Oeste (5,94%) y en la zona Este (2,61%). Las distancias entre filas de los módulos son de 1 m y el ángulo de incidencia de la proyección de las sombras es de 18º -igual que la inclinación del módulo-.

Todos los resultados se encuentran contenidos en el plano 4 adjuntado.

En cuanto a la combinación de inversores, las especificaciones técnicas de los inversores de red elegidos constituyen la base para diseñar la distribución de los strings en la entrada (CC). La distribución pretende equilibrar las cargas en la medida de lo posible y sacar provecho de las ventajas de los Maximum Power Point Trackers (MPPT), que maximizan la potencia (V,I) de las entradas.

La elección se basa en uno o dos inversores trifásicos de conexión a red. Gracias a las funciones inteligentes de los SMA y su compatibilidad con una serie de dispositivos especiales, se decidió que se combinen los inversores de red SUNNY TRIPOWER 15000TL y 20000TL -en suma, una potencia máxima de 35kWp-.

Estos inversores tienen 2 MPPT con 3 entradas cada uno, más que suficiente para abarcar la capacidad de la planta. La zona Oeste (24,3kWp) se dividirá en dos partes, una afectada y otra ajena de las proyecciones de sombra del cuartillo, para minimizar las pérdidas por sombreado. La potencia es superior a la del inversor principal (20kWp < 24,3kWp), no hay otra solución que liberar y ceder parte de la generación al inversor secundario, en concreto una fila de 9 módulos (4,05 kWp). En definitiva, al inversor principal le corresponde 5 filas de 9 módulos (5x5 en un MPPT y 5x4 en el otro) y al inversor secundario le corresponde 4 filas de 9 módulos (2x9 en un MPPT y 2x9 en un MPPT). La ubicación de los inversores es mejor que se encuentren junto a los módulos, colgados en la pared del cuartillo con un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I. En la tabla 21 se sintetizan las especificaciones técnicas de los inversores:

Inversor	Ud.	SUNNY TRIPOWER 15000TL	SUNNY TRIPOWER 20000TL
V_max	V	1000	
MPP Tensión	V	240 ~ 800	320 ~ 800
I_max por string	A	11	
I_max por MPPT	A	33	
MPPT	uds	2	

Entradas/MPPT	uds	3	
Potencia	kW	15	20
I_max	A	29	29
Máxima	%	98	98
MPPT	%	99,5	99,9
Peso	kg	61	
Precio	€	2486,90	2676,90
P. unitario	€/kW	165,82	133,85

Tabla 21. Especificaciones técnicas de los inversores. Fuente: SMA[38]

Estos inversores trifásicos de red están adaptados para comunicarse con una serie de componentes inteligentes y de monitorización de tecnología avanzada. El control, el seguimiento, la regularización y la monitorización de la planta fotovoltaica con baterías se hace con el SMA Data Manager M y el Sunny Portal.

- El SMA Data Manager M centraliza todos los equipos descentralizados (paneles y baterías). Es capaz de manejar potencias de hasta 2,5 MW y hasta 50 equipos. Dispone de interfaces de Ethernet y RS485.
- Con el Sunny Portal se parametriza toda la información que se expone en la plataforma. Dispone de registro de los flujos de energía tanto entrante como saliente, notifica el estado de los equipos, las alertas de incidencias, estado de conexiones con Wifi, etc.
- Sunny Explorer es el software para el ordenador de los instaladores y funciona con Bluetooth. Sirve para la puesta en marcha de la instalación y para el seguimiento y mantenimiento, ya que expone toda la información de los parámetros generales. [40]
- Sunny Home Manager 2.0 es un único dispositivo que integra las funciones de Sunny Home Manager y SMA Energy Meter. Gestiona la generación, el almacenamiento y los consumos. Por un lado, se conecta a Internet para obtener información meteorológica y a partir de dicha información pronostica la producción. Por el otro lado, calcula el consumo típico en función del horario típico y crea el perfil de la carga. En base a estas dos soluciones, optimiza el autoconsumo y el almacenamiento [41]. Controla y optimiza los consumos y con el Sunny Portal muestra el seguimiento, la parametrización y la monitorización. [42] La conexión se hace por interfaces *EEBUS* y *SEMP (Plug and Play)*. En los casos de equipos más sencillos, es posible conectar los enchufes programables e inalámbricos por vía *WLAN*.



Figura 53. Gestión de la energía de la instalación. Aparecen la instalación fotovoltaica, el inversor de red, el inversor/cargador de las baterías, el rack de baterías, el SMA Data Manager, el Sunny Portal y el Sunny Home [43]

Tanto los electrodomésticos inteligentes y temporizadores o enchufes inteligentes te ofrecen el servicio de programar las horas de funcionamiento con el móvil a través de apps y el wifi del hogar. Durante las horas solares se recomienda que se utilice el consumo crítico programable

para aprovechar la energía gratuita solar [43], y reducir los picos de demanda para incrementar el índice de autoconsumo.

Sería interesante que en un futuro se pudiese aplicar algunas otras funcionalidades del Sunny Home que sí es posible en instalaciones generadoras de red interior pero aún no son aplicables para el autoconsumo colectivo de instalaciones próximas a la red. Sus funciones son aún más específicos y aún podría dar lugar a soluciones más ventajosas, por ejemplo, con el *Sunny Home* podría indicar el mix energético del origen de la energía (módulo FVs, baterías, red) empleado para cada electrodoméstico por separado de forma simultánea.



Figura 54 Estado de los equipos en Sunny Portal, análisis de la energía en Sunny Portal. (Sunny Portal powered by ennexOS | SMA Solar, s. f.)

Respecto a las baterías de litio, se requiere de una capacidad de almacenamiento de 50 kWh para descargar en periodos nocturnos durante períodos de 2-4 horas. Es muy importante la compatibilidad de funcionamiento entre los inversores de red y los inversores/cargadores de las baterías.

En este caso, los inversores SUNNY TRIPOWER 15000TL y 20000TL son compatibles con Sunny Boy Storage 6.0 de potencia de salida de 6000 W. Es un inversor de batería multistring capaz de ofrecer un suministro seguro, con un diseño flexible, rápida instalación y se puede monitorizar a través de Sunny Portal.

La función de este inversor/cargador de baterías es convertir la corriente continua (CC) de la descarga en corriente alterna (CA), y viceversa. También garantiza el suministro en caso de caída de la red, cuyo momento los inversores de red no pueden operar, y a través de este cambio modo de operación "Secure Power Supply" es posible autoconsumir de las baterías. Es compatible con Sunny Home Manager y tiene de garantía unos 10 años. [44]

Hay algunas marcas comerciales que ofrecen racks -armario de baterías-. En este caso, se ha seleccionado las baterías compatibles con el SBS6.0-10 son las Battery-Box Premium HVM, un rack de 6 módulos de baterías de alto voltaje que tiene una capacidad de 16,6 kWh. [45] En suma, completan una capacidad de 49,8 kWh.



Figura 55. Símbolo de la conexión en paralelo de 3 racks de baterías. Fuente: BYD.[46]

Otra de las alternativas que valorar ha sido el tipo de estructura de soporte. Todos los módulos serán soportados por los bloques de hormigón pretensado. Tiene varias ventajas en comparación con la metálica triangular por ser autolastre sin excesiva tornillería:

- Exime de anclaje lo que libera de perforaciones que conllevan a filtraciones de agua y se minimiza costes por simplicidad y rapidez de montaje.
- Evitan errores de montaje, el bajo centro de gravedad y su peso garantizan la durabilidad ante las adversidades del clima. Aun así, hay que tener en cuenta que el peso compromete la seguridad y la salud del instalador.
- El coste de adquisición es parecido a la de las triangulaciones metálicas.

Tal y como se comenta en la sección 2, con los Solarblocs se minimiza costes por simplicidad y rapidez de montaje. Se sabe por el fabricante que los módulos de 72 células de 450 W en vertical requieren de lastre o adhesivo. Hay que calcular el estudio de vientos para ver si necesita añadir lastre o adhesivos.

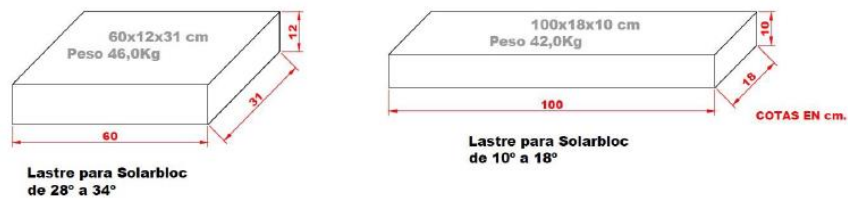


Figura 56. Lastre de los Solarblocs. [24]

Capítulo 5

5. Descripción de la solución adoptada

El autoconsumo colectivo entre las viviendas de la finca queda representado en el plano 2 adjuntado. La distancia entre el módulo de los contadores de libre acceso y el contador de la planta FV es de 20 m, cumpliéndose todas las condiciones exigidas para el autoconsumo colectivo, explicadas en la sección 2.1.4. Considerando la normativa vigente, en cada punto frontera se dispone de un equipo de medida existente y en el caso del punto de generación otro equipo de medida bidireccional (Sunny Home 2.0). En la siguiente Fig. 57 se observa los bloques esquemáticos principales del caso práctico de autoconsumo colectivo, basado en el Anexo III de las “Condiciones Técnicas de Instalaciones de producción eléctrica conectadas a la red inteligente i-DE” [47].¹³

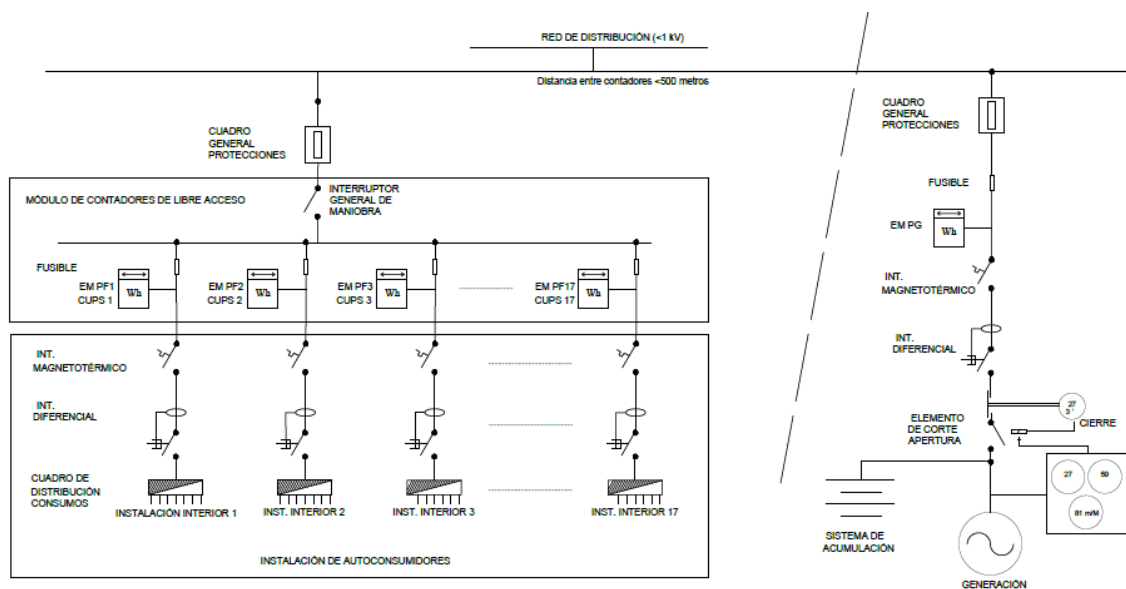


Figura 57. Extracto del plano 2 sobre la configuración de medida en los puntos frontera y en el punto de generación.

¹³ Los sistemas de generación y de acumulación se representan tal y como figuran en “Condiciones Técnicas de Instalaciones de producción eléctrica conectadas a la red inteligente i-DE”, se da por hecho que el tipo de corriente es alterna a la salida.

Teniendo en cuenta la elección de las alternativas 3 para ambas zonas en la sección anterior, la solución final adoptada para el diseño de la planta fotovoltaica está compuesta por 81 módulos fotovoltaicos A-450M GS de máxima potencia pico 450 Wp que da lugar a una potencia pico total de 36,45 kWp. En la fig. 58 se aprecia la distribución en 9 filas de 9 módulos (6 en la parte central de la azotea y 3 encima de la cubierta del cuartillo). En la sección 4.3.2 ya se ha comentado que la inclinación con mejor resultado de coste de producción eléctrica con 1,52€/kWh es de $\beta = 18^\circ$ con respecto al plano horizontal y con un azimuth de $\alpha = 5^\circ$. Por esa razón, los módulos fotovoltaicos se fijan en dicho ángulo sobre los bloques de hormigón pretensado con lastre. Para cumplir con el CTE, la comprobación de resistencia ante cargas de vientos se explica en la sección 5.6.



Figura 58. Imágenes del plano 4 Vista 3D y en planta de la planta FV realizada con Solaredge Designer. Fuente: autor.

Con el fin de simplificar la instalación y minimizar los riesgos, la corriente continua generada por la planta FV se transforma en corriente alterna a través de la combinación de sólo dos inversores SUNNY TRIPOWER 15000TL y 20000TL con potencia nominal máxima de 15 kWp y 20 kWp, respectivamente. Al inversor principal le corresponde 5 filas y al inversor secundario 4 filas (tabla 22). Algunas de las filas se dividen en dos para evitar que las pérdidas de sombra por el cuartillo por la mañana perjudiquen a la fila entera. En el plano 7 figura la distribución de los subcampos FV, el conexionado con los inversores y las protecciones.

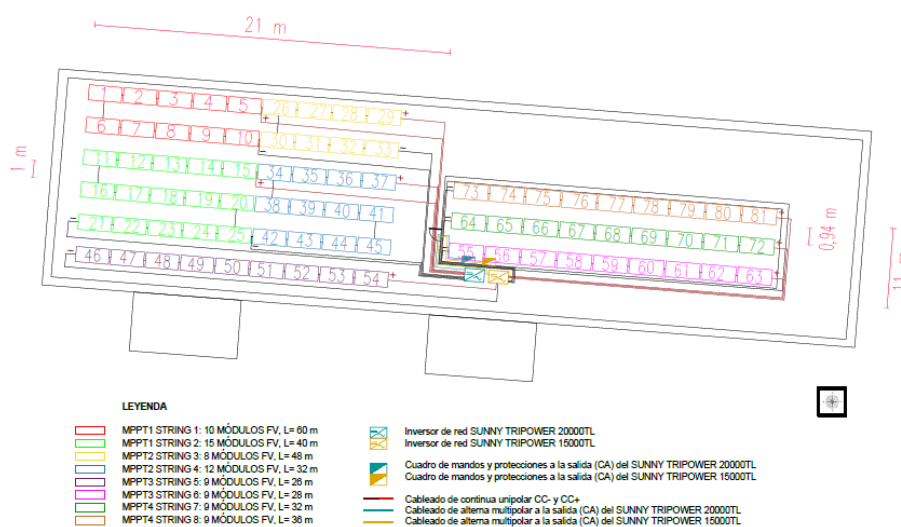


Figura 59. Extracto del plano 7 de la distribución eléctrica del campo FV.

	SUNNY TRIPOWER 20000TL	SUNNY TRIPOWER 15000TL
MPPT 1	5 filas x 5 módulos	2 filas x 9 módulos
MPPT 2	5 filas x 4 módulos	2 filas x 9 módulos

Tabla 22. La distribución de las filas por MPPT del inversor principal y secundario.

El diseño del cableado se encuentra en la sección 5.7. El conductor del cableado es de cobre (Cu), está cubierto con aislante termoestable XLPE y protegido con clase II. El tipo de intensidad de corriente y las secciones son diferentes en cada tramo: entre módulos e inversores de red (CC y 6 mm²), entre inversores de red y el cuadro general de protecciones (CA y 16 mm²), la bajante de la generación fotovoltaica es de 25 mm², entre baterías y los inversores/cargadores (CC y 16 mm²) y entre inversores/cargadores (CA y 16 mm²). Todas las caídas de tensión son menores que el 1,5%, el límite recomendado por IDAE y por ITC-BT 40, pto. 5. El resto de los equipos y materiales eléctricos están protegidos por aislamiento de clase I conectados a una toma de tierra. El esquema unifilar de la instalación se ilustra en el plano 5, a continuación, se muestran el sistema de generación (fig. 60) y el sistema de almacenamiento (fig. 61).

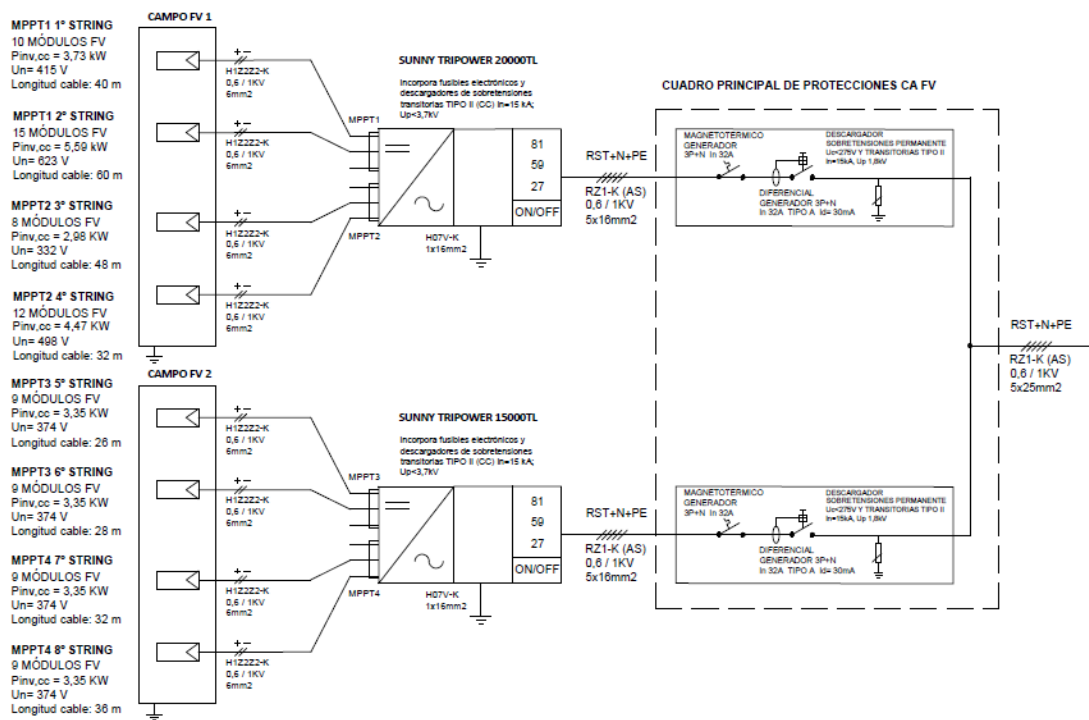


Figura 60. Extracto del plano 5. Esquema unifilar de la parte fotovoltaica.

Teniendo en cuenta la demanda nocturna, para abastecerla se implementa el sistema de almacenamiento de la energía eléctrica de capacidad 50 kWh se efectúa con 3 racks (3 x 16,6 kWh) de 6 baterías de litio Battery-Box Premium HVM (2,76 kWh). Con el BMS incorporado en B-Box se regula la carga y la descarga de las baterías y la conversión en corriente continua o en alterna con el uso de 3 inversores / cargadores de baterías Sunny Boy Storage 6.0, uno por cada armario. El SBS 6.0 tiene una potencia nominal máxima de 6 kW.

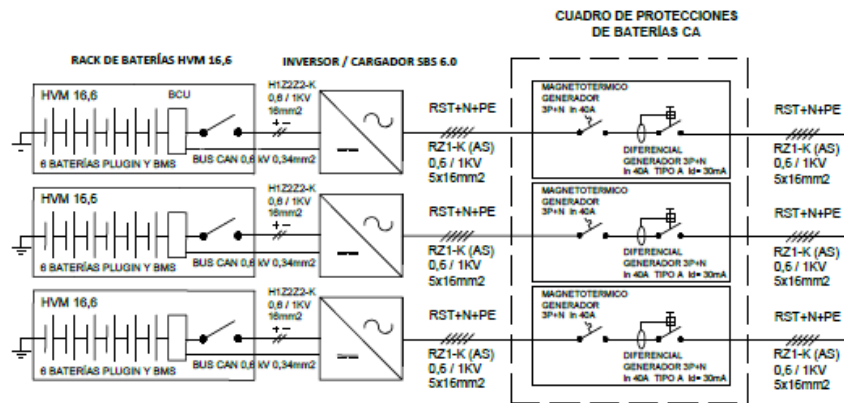


Figura 61. Extracto del plano 5. Esquema unifilar donde figura la parte del sistema de almacenamiento.

Gracias a la compatibilidad de los inversores y a la red de Speedwire (estándar Ethernet, protocolo IP y protocolo de comunicación optimizado para instalaciones fotovoltaicas SMA Data2+), la optimización y la monitorización del funcionamiento de la planta FV las realiza el SMA Data Manager M, el Sunny Home 2.0 y el Sunny Portal. Son los encargados de centralizar toda la gestión eficiente de la energía y mostrar toda la parametrización importante en el portal. Todos los equipos descentralizados se centralizan con el Data Manager M para registrar toda la información, mientras que el control de la energía y las tomas de decisiones son efectuadas por Sunny Home Manager 2.0. La puesta en marcha la realizan los instaladores con el Sunny Explorer en sus móviles para comprobar los valores de generación e incidencias. En cuanto a los consumos inteligentes, en las residencias con el Sunny Home Manager 2.0 se controlaría de forma programada los electrodomésticos inteligentes y los enchufes programables inalámbricos. La planta es capaz de:

- Monitorizar, parametrizar y visualizar los datos in situ
- Diagnóstico a remoto y aviso de incidencias
- Medición de la irradiación global
- Gestión de las baterías y de la inyección de potencia activa
- Lectura de contador

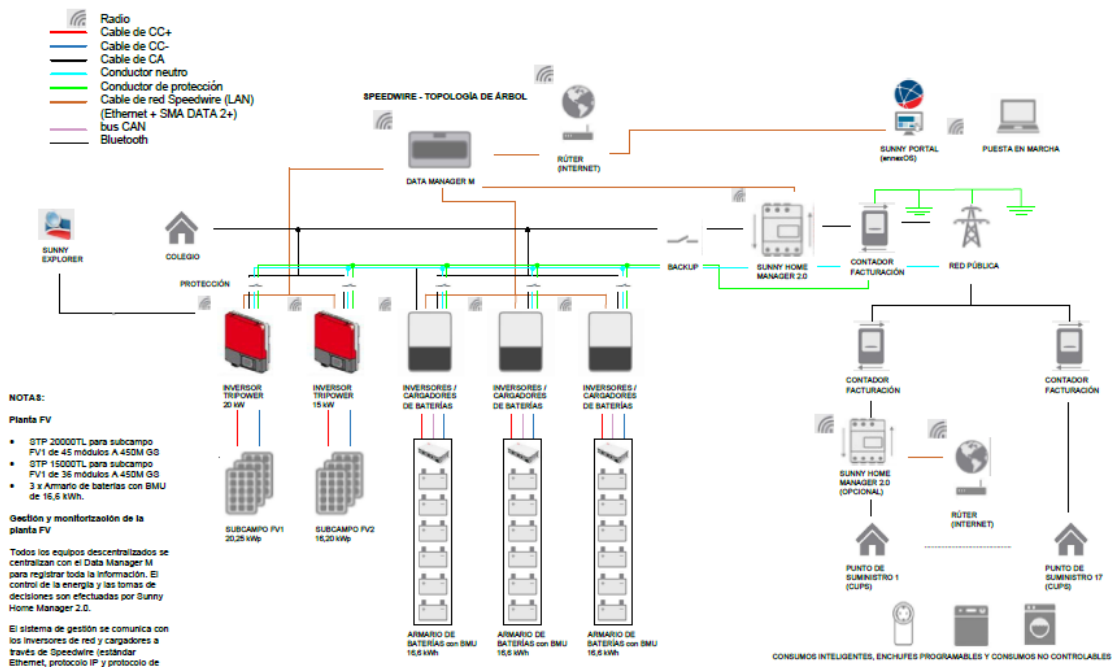


Figura 62. Extracto del plano de redes de comunicación y de potencia entre los dispositivos de gestión de energía inteligente.

El análisis técnico y económico llevado a cabo concluye con una simulación del aprovechamiento de energético colectivo e individualizado y con la viabilidad de la rentabilidad individualizada. Es muy importante resaltar los resultados obtenidos, quedan sintetizados en los siguientes capítulos:

Emplazamiento

- Irradiancia entre 550 y 950 W/m² a las 12:00 h (UTC).
- Temperatura ambiente entre 15 y 30 °C.

Demanda

- 17 puntos de suministro asociados: 13 del perfil 1 y 4 del perfil 2.
- Consumo individualizado entre 9 y 13 kWh/día.
- Demanda total en el primer año: 67,042 MWh.
- Demanda mensual en el primer año: 5,586 MWh/mes.

Planta generadora

- Vida útil: 25 años.
- Potencia pico: 36,45 kWp.
- Potencia instalada: 35 kW.
- Factor de capacidad de la planta en el primer año: 19,19%.
- Producción anual esperada en el primer año: 61,260 MWh.
- Producción mensual en el primer año: 5,105 MWh/mes.
- Producción diaria en el primer año: 167,73 kWh/día.
- Producción unitaria y diaria en el primer año: 4,6 kWh/kWp.
- Coste de producción unitaria: 1,52 €/kWh.

- Reparto de la producción solar fotovoltaica: autoconsumo FV (49%), la carga de baterías (31%) y el vertido de los excedentes a la red (19%).
- Pérdidas por inclinación, orientación y sombras: 6,88%.
- Promedio mensual del performance ratio mensual entre 80% y 87%.
- Promedio mensual de la temperatura de la célula entre 32 y 59 °C.

Almacenamiento y vertido de excedentes

- Capacidad de almacenamiento máximo: 49,8 kWh.
- Velocidad de carga y descarga máxima de baterías es [-18, +18] kWh.
- Duración del estado de carga máximo (>80%) entre 0 y 4 horas.
- Descarga de baterías en el primer año: 18.604 kWh.

Autoconsumo colectivo

- Coeficientes de reparto dinámico del perfil 1: todos los meses (0,0588%), excepto Julio y Agosto (0%).
- Coeficientes de reparto dinámico del perfil 2: todos los meses (0,0588%), excepto Julio y Agosto (0,077%).
- Coeficientes de reparto estático: 0,0588%.
- Autoconsumo total en el primer año: 72% de la demanda con 47,703 MWh.
- Consumo de red en el primer año: 28% de la demanda con 19,384 MWh.
- Vertido de excedentes en el primer año: 13,49 MWh.
- Origen del autoconsumo: de la generación (61%) y de la descarga de las baterías (39%).
- Dinámico vs estático: mejora en el índice de autoconsumo del perfil 1 (+20%) en Julio y Agosto.

Rentabilidad

- Presupuesto base de licitación: 60.827,59 €.
- Alquiler del colegio: 10%.
- Tasa de licencia (3%), el ICIO bonificado (5% del 3,8%), el IBI bonificado (50% del 0,723%).
- Coste de operación y mantenimiento (5% de la inversión inicial).
- Deducción de la renta: (40%) por IVACE, máximo de 8.000 € repartidos entre los 17 propietarios.
- Ratio de inflación (0,5%) y la reducción de eficiencia del módulo FV (-1%).
- Costes acumulados individualizados entre 4.200 € y 5.350 €.
- Origen de los costes acumulados: Inversión inicial (70%), alquiler (15%) y tasas, impuestos y mantenimiento (15%).
- Ahorros económicos acumulados con la nueva tarifa 2.0TD: perfil 1 entre 9.000 y 10.500€ (entre 72% y 80,5%) y perfil 2 entre 7.000 y 8.000€ (entre 72% y 77%).
- El coste eléctrico de la factura sin autoconsumo entre 9.700€ y 13.700€.
- Origen de los ahorros: Autoconsumo (87%), descuento de excedentes (7%) y la deducción de la renta (6%).
- Diferencia de los ahorros económicos acumulados según el tipo de comercializadora (libre y regulada): +15%.
- Reducción de los ahorros económicos anuales hasta el final de la vida del proyecto: -15%.

- Periodo de retorno entre 8 y 9 años.
- EL TIR entre 9 y 11%.
- VAN a los 25 años entre 3.500 y 5.800€.
- Dinámico vs Estático: Para el perfil 2, mejoras en el VAN a los 25 años (+1%), en el TIR (+2%) y en el periodo de retorno (-1 año). El contrato dinámico consigue igualar la rentabilidad.

5.1. La estimación de la producción anual esperada y el performance ratio de la solución adoptada

La estimación de la producción anual esperada se obtiene a partir de las pérdidas y el performance ratio. Las pérdidas por orientación e inclinación y por sombras es de 1,67% y de 5,21% respectivamente, que en suma da lugar a 6,88 % y por tanto no superan el límite de 15% recomendado por el PCT de IDAE. Son unos valores razonables y asumibles que no afectan de forma significativa la generación eléctrica. Cabe destacar que las pérdidas por sombras son mayores que por la inclinación y la orientación de los módulos, sobre todo por las proyecciones del cuartillo y entre filas de los módulos.

La potencia aparente-nominal a la salida del inversor (CA) sigue una tendencia ondulada típica en este tipo de instalaciones (ver figura 35). Durante los meses de Junio y Julio se alcanzan la máxima potencia con 26,2 kW y a partir de ahí decrece de forma atenuada hasta el mínimo en Diciembre con 16,5 kW. Sucede de esta manera porque la irradiación e irradiancia en verano alcanzan los niveles máximos (950 W/m² a las 12:00 (UTC)) y en invierno los niveles mínimos (550 W/ m² a las 12:00 (UTC)), alrededor del 70% de diferencia.

La irradiancia es el principal factor que determina la generación eléctrica en una planta fotovoltaica. Si antes se ha comentado sobre la importancia de la temperatura de las células, aún lo es más la irradiancia ya que las diferencias entre el verano y el invierno son significativas. Para la azimuth de $\alpha = 5^\circ$ y una inclinación de $\beta_2 = 18^\circ$, la irradiancia puede incrementarse hasta un 42 % con respecto al invierno.

La potencia pico total es de 36,45 kWp pero, debido a las condiciones de contorno, a los rendimientos y a las diversas pérdidas, era de esperar que la potencia aparente-nominal fuese considerablemente menor, con una reducción del 28,12 % con respecto a la potencia pico total. La potencia aparente-nominal total a la salida de los inversores (CA) se muestra al final de esta tabla 23:

Mes	Ud	E	F	M	A	My	J	JL	AG	S	O	N	D
1-Pfab	-	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
Po	kW	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5	36,5
1-Ppol	-	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
1-Pdis	-	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
1-Pref	-	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
Rto,var	-	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
1-Psom	-	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,98
1-Pori&in	-	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
Rdto	-	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,96
1-g(Tc-25)	-	0,97	0,96	0,94	0,92	0,91	0,89	0,88	0,88	0,90	0,93	0,96	0,97
Pcc,fv	kW	18,5	20,1	22,8	25	26,2	27,1	27,2	26,6	24,2	20,8	18,4	17,1

1-Pcab	-	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
Pcc,inv	kW	18,2	19,7	22,4	24,5	25,7	26,5	26,6	26,1	23,7	20,4	18	16,7
Rto inv	-	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
Pinv,ca	kW	17,1	19,3	22,1	24,2	25,3	26,1	26,2	25,7	23,4	20,1	17,7	16,5

Tabla 23. Potencia aparente-nominal a la salida de los inversores (CA).

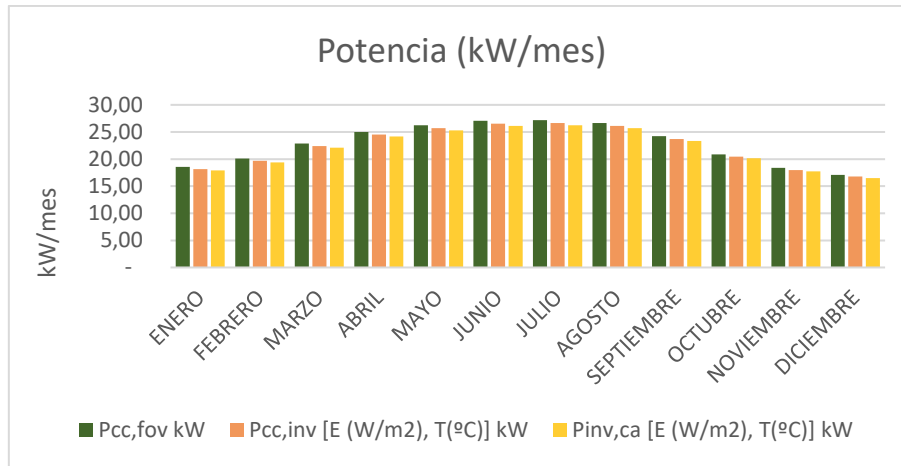


Figura 63. Potencia aparente-nominal a la salida de los inversores (CA).

Hay un 8,75% de diferencia entre el performance ratio entre los meses de invierno (87%) y los meses de verano (80%) y el promedio del performance ratio anual es de 83% (ver tabla 24). Se aprecia que en invierno el performance ratio es mayor que en verano principalmente por bajas temperaturas en las células FV. En la época estival, las pérdidas por alta temperatura son del 12% en contraste con el 3% en periodos más fríos. La temperatura media máxima es de casi 30 °C en Junio y Julio mientras que la temperatura mínima es de 15 °C en Diciembre y en Enero. Otros factores que afectan al performance ratio son la sensibilidad de la temperatura de las células (entre 32 y 59 °C) y el rendimiento intrínseco y variable de los módulos (%), que incluye el efecto de las sombras y de la orientación e inclinación (ver figura 64).

PR	MEDIA	E	F	M	A	My	J	JL	AG	S	O	N	D
Fab	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
Mód.	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%
Rdto	97%	96%	96%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	98%	98%	98%	96%
T	93%	97%	96%	94%	92%	91%	89%	88%	88%	90%	93%	96%	97%
Cabl	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
PR	83%	87%	86%	84%	83%	81%	80%	79%	79%	81%	83%	86%	87%

Tabla 24. El performance ratio según el mes.

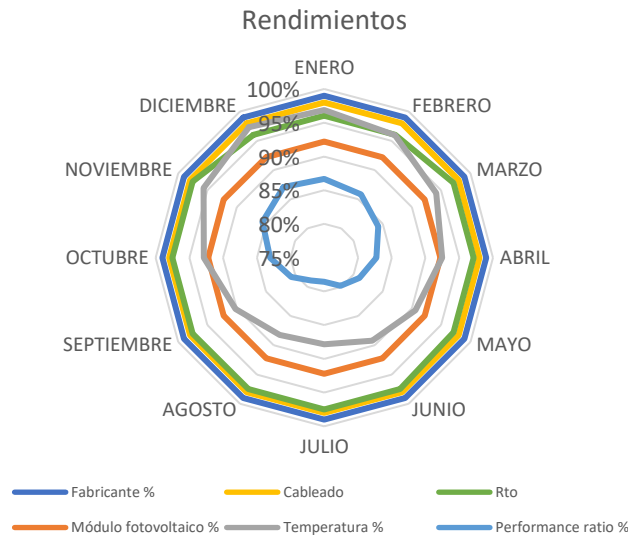


Figura 64. Rendimientos: fabricante, módulo FV, cableado, temperatura, rendimiento variable y performance ratio.

La generación eléctrica estimada en el primer año de operación es de 61,260 MWh (cerca de la demanda total 67,042 MWh), el promedio mensual es de 5,105 MWh/mes (la demanda mensual era 5,586 MWh/mes) y el promedio diario es de 167,73 kWh/día. Por cada unidad de potencia pico (kWp) se produce 1,68 MWh/kWp, de media al mes 140 kWh/kWp, y al día 4,6 kWh/kWp. Los consumos típicos en residencias rondan entre 9 y 13 kWh/día, entonces, el rango razonable de puntos de suministro que se asociarían al autoconsumo compartido sería entre 14 y 18 hogares.

Durante los meses estivales se genera hasta un 46% más que en los meses invernales, cuya diferencia es entre Julio y Diciembre (ver tabla 25 y figura 65). Se prevé mayores ahorros energéticos y económicos en verano, independientemente de la variabilidad de los perfiles de consumo. La gran producción garantiza alto grado de autoconsumo y almacenamiento de excedentes en las baterías de litio. Por tanto, es recomendable que los consumidores sean conscientes de las posibilidades que esta tecnología ofrece y al mismo tiempo también de sus límites. En los meses de invierno hay que ser responsable con el consumo puesto que el índice de autoconsumo es bajo.

Mes	días	Gdm (5°, 18°)	Gdm (5°, 18°)	PR	Ep mes	Ep diaria
Uds	-	kWh/(m2*mes)	kWh/(m2*día)	%	kWh/mes	kWh/día
E	31	119,09	3,84	0,87	3762,15	121,36
F	28	128,17	4,58	0,86	4011,05	143,25
M	31	165,72	5,35	0,84	5088,33	164,14
A	30	189,02	6,30	0,83	5699,43	189,98
My	31	217,88	7,03	0,81	6435,71	207,60
J	30	225,15	7,50	0,80	6550,31	218,34
JL	31	231,23	7,46	0,79	6622,76	213,64
A	31	218,06	7,03	0,79	6272,71	202,35
S	30	180,51	6,02	0,81	5308,02	176,93
O	31	150,23	4,85	0,83	4547,95	146,71
N	30	109,61	3,65	0,86	3419,18	113,97
D	31	111,85	3,61	0,87	3550,77	114,54
Media	30	170,54	5,60	0,83	5105,70	167,73
Total	365	2047	67		61268	

Tabla 25. Producción anual esperada total.

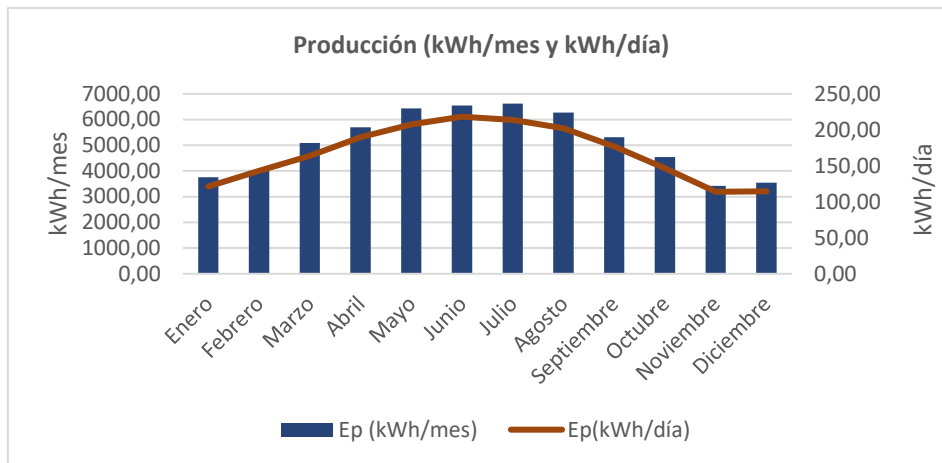


Figura 65. Producción mensual y diaria esperada.

La simulación de la producción promedio durante un día según el mes está calculada en base a 2 perfiles de producción semestrales, Abril – Septiembre (A) y Octubre – Marzo (B). La simulación de la producción horaria se ilustra en la figura 66.

En semestre A hay menos horas productivas, entre las 9.00h-17.00h la planta genera electricidad. Se destaca que los meses de menor irradiancia (Diciembre, Enero, Noviembre) no superan los 20 kWh/hora. Relativamente, son mejores resultados aquellos estimados en Marzo, Febrero y Octubre con máximos superiores a 20kWh entre las 11.00h y las 15.00h.

En el semestre B se genera electricidad entre las 9.00h-19.00 h. Los meses de mayor irradiancia (desde Mayo hasta Agosto) casi ronda los 25 kWh entre las 11.00h y las 15.00h. Desde las 9.00h hasta las 18.00h la planta genera mínimo la mitad de la máxima generación, la larga duración de horas de producción es positiva para el autoconsumo.

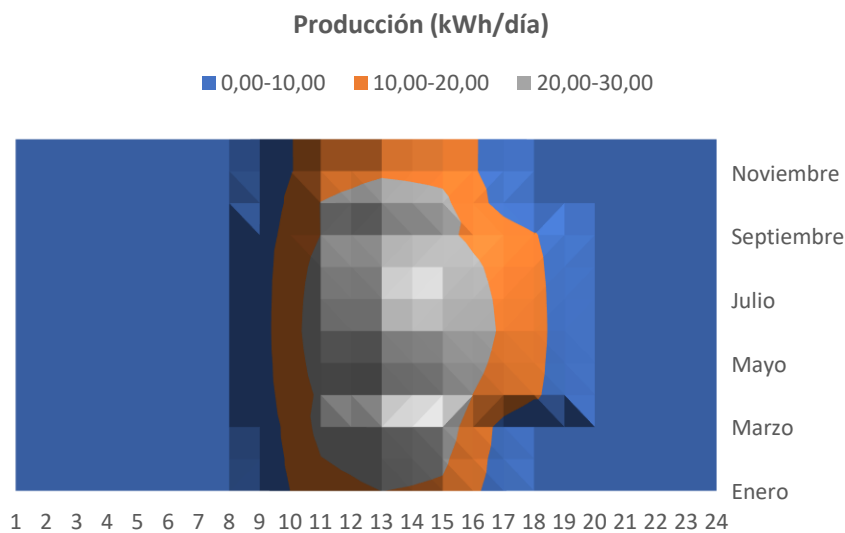


Figura 66. Simulación de la producción horaria esperada en cada mes.

5.2. La estimación de la carga, de la descarga y del estado de carga de las baterías

Las baterías de litio se cargan por la mañana desde que hay excedentes que no se autoconsumen. Cuando la producción fotovoltaica comienza a disminuir por el descenso de irradiancia por la tarde y la demanda total es superior a la generación instantánea, las baterías descargan para el autoconsumo nocturno hasta el estado de carga mínimo. La optimización de dicha gestión se materializa con el SMA Data Manager M, con los 3 Sunny Boy Storage y el Sunny Home Manager 2.0.

El flujo energético máximo posible con este sistema de inversores durante una hora es de 18 kWh. En el gráfico se puede observar que nunca se sobrepasa de los 20 kWh, los máximos flujos de carga y de descarga se alcanzan en Junio, Julio y Agosto a las 12:00h y a las 21:00h, respectivamente (ver figura 67).

En general, sucede lo siguiente: entre las 11.00h y las 13.00h, gran parte de la generación va directa a las baterías y entre las 20.00h y las 22.00h se descargan gran parte del almacenamiento. Cuando no hay producción FV, el autoconsumo es fruto de las descargas de las baterías, por ejemplo, en verano hasta medianoche. En el semestre A se autoconsume menos porque no se alcanza un alto nivel de almacenamiento, hay una diferencia entre los semestres de 3 horas en cuanto a la hora que se estima que acaba la descarga total.

En la figura 67, los flujos de energía negativos se refieren a la carga de baterías y los flujos positivos se refieren a la descarga de baterías a la red. Los rangos son [-20, +30] kWh.

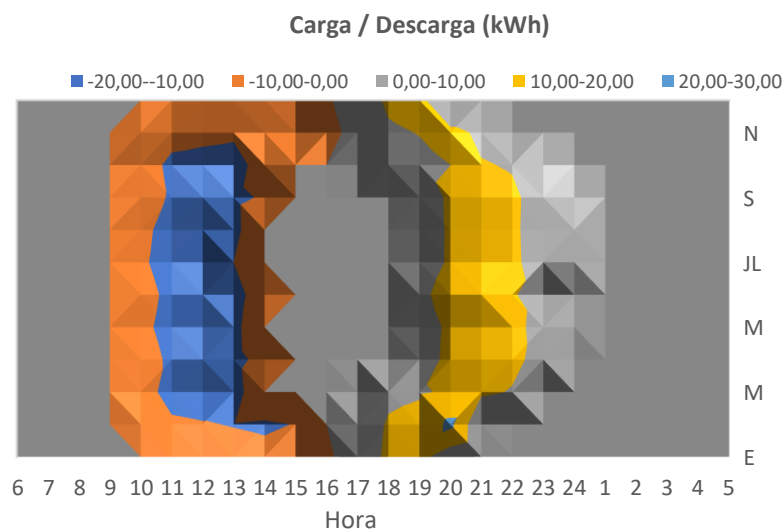


Figura 67. Carga (-) y descarga (+) de las baterías en cada hora a lo largo del día durante todo el año.

En las horas del mediodía, el autoconsumo se produce exclusivamente a través de los módulos FV, que coincide con las horas en que las baterías están cargadas al máximo según el mes. En verano las baterías pasan más tiempo cargadas (aprox. 4h) y esto puede resultar negativo puesto que la vida útil de las baterías disminuye tras largos periodos continuos con alta carga (por encima del 80%) y con altas temperaturas. La ventilación de la sala es imprescindible para amortizar estos equipos.

A la vida útil de las baterías también le afecta el número de ciclos y la velocidad de cargas y descargas. En contraposición de lo comentado, en épocas de mucha irradiancia las velocidades

de carga y descarga son más lentas ya que hay más horas solares y se requiere de menor grado de apoyo de las baterías. Se puede ver en la figura 68 cómo va decreciendo el estado de carga ligeramente a lo largo de las horas.

Por la noche, la demanda total no supera los 18 kWh por hora que es la máxima descarga de los 3 inversores/cargadores de baterías *Sunny Boy Storage* de 6 kW. Esto quiere decir que el diseño de almacenamiento de energía coincide perfectamente con el comportamiento estimado de la demanda total. La potencia de los inversores garantiza la posibilidad de ceder la máxima demanda si las baterías tienen la suficiente carga en los periodos punta.

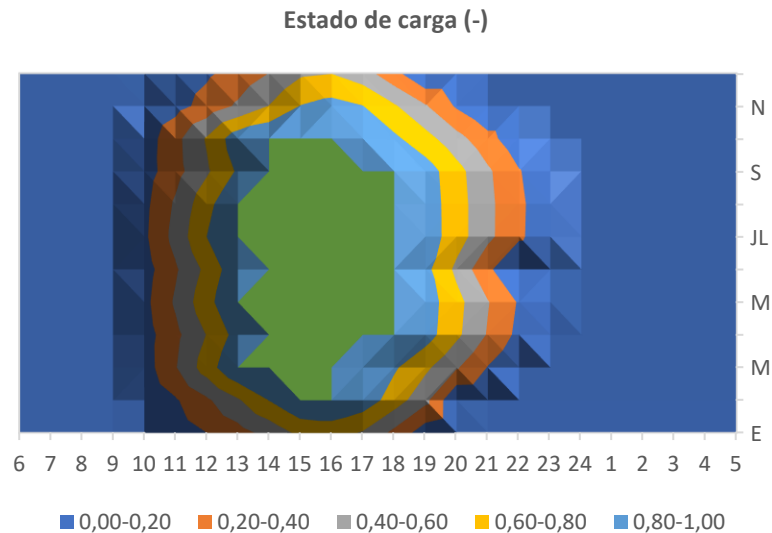


Figura 68. Estado de carga de las baterías en cada hora a lo largo del día durante todo el año.

5.3. Simulación de los resultados del aprovechamiento energético de la planta FV con almacenamiento en baterías de litio

La simulación de la operación de la planta FV y del comportamiento simultáneo de la demanda total se calcula en Excel con la siguiente línea de razonamiento esquematizado en el flujograma de la figura 69.

Si la producción (P) es mayor que la demanda (C) en esa hora:

- Toda la demanda se autoconsume (A).
- La carga de las baterías (B con valor negativo) depende del estado de carga una hora antes (SoC-1h) y del estado de carga finalizada la carga en esa hora (SoC). El sobrante de generación no autoconsumido se almacena hasta que se cargan las baterías (con la velocidad límite de carga de 3 x 6 kWh por hora). Si ya están cargadas (SoC=100% al almacenar 49,8 kWh), se vierte como excedentes a la red.
- El excedente vertido siempre es la diferencia entre la producción y la demanda y la carga de baterías.

Si la producción (P) es menor que la demanda (C) en esa hora:

- Se autoconsume solamente lo producido.

- La descarga de las baterías (B con valor positivo) también depende de SoC-1h y de SoC. Las baterías descargan lo necesario (con la capacidad límite de descarga de 3 x 6 kWh) hasta que se agota la energía almacenada (SoC=0%).
- No hay excedentes.

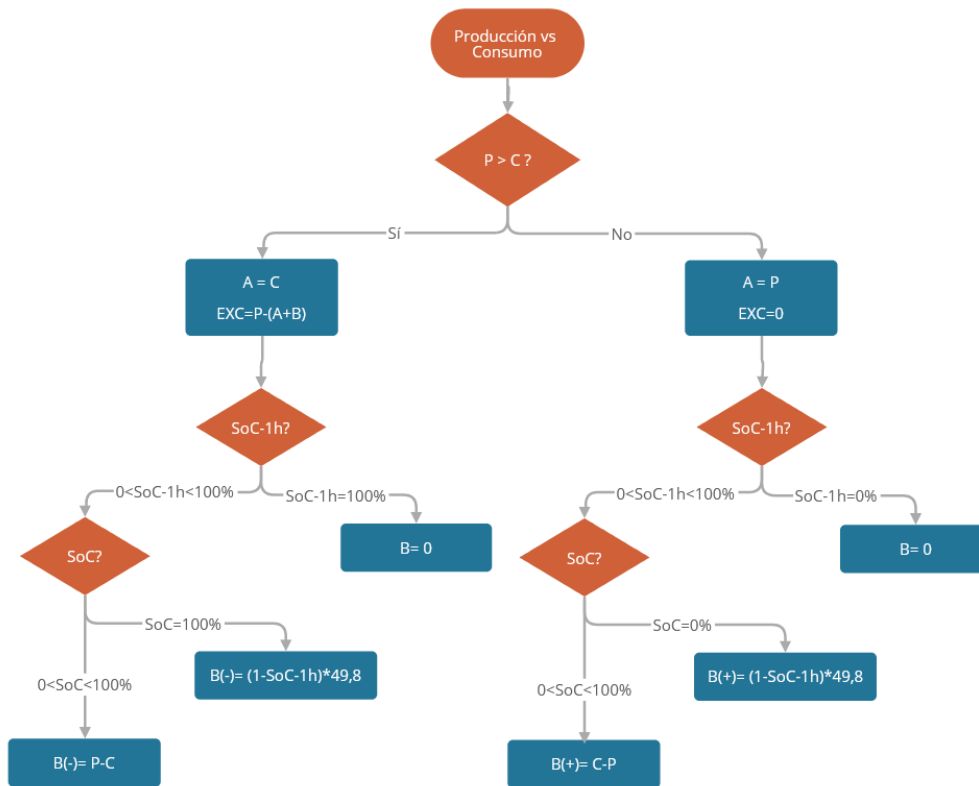


Figura 69. Flujograma de la simulación del aprovechamiento de la planta FV con baterías. Fuente: Autor.

Se exponen 3 ejemplos característicos de los resultados de la simulación horaria a lo largo de todos los meses. Para mayor contraste se ha seleccionado el mes de verano y el mes de invierno con situaciones más críticas y uno de los meses en el cual 4 residencias están deshabitadas. Las figuras 70, 71 y 72 muestran simultáneamente la producción eléctrica global de la instalación fotovoltaica, el consumo y el autoconsumo global, la carga y descarga de las baterías, el estado de carga de las baterías y los excedentes vertidos a la red. Los flujos energéticos (kWh) negativos miden la carga de baterías.

Caso 1: Gran generación y demanda alta

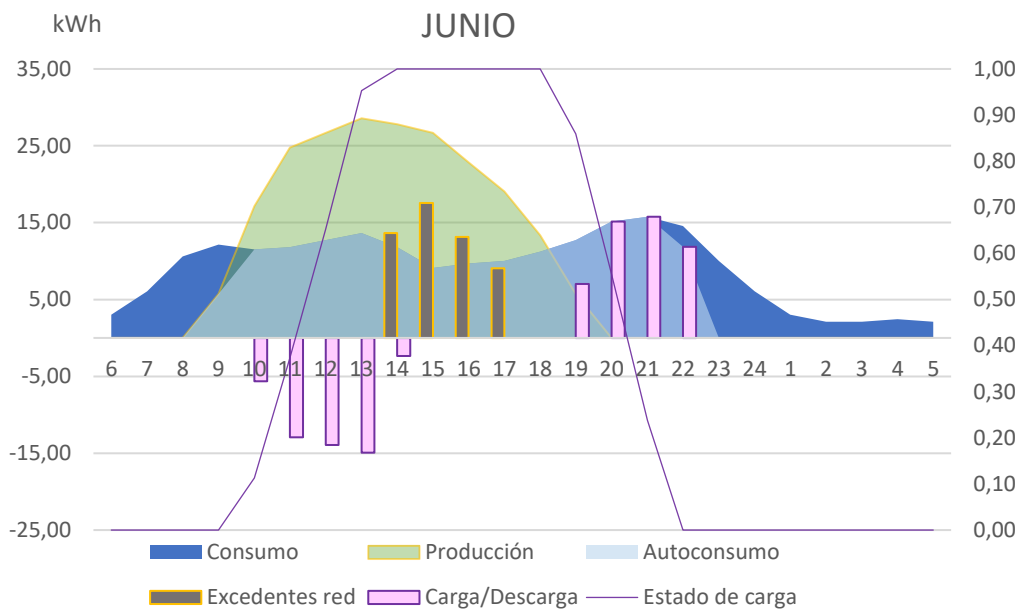


Figura 70. Promedio del consumo, producción, autoconsumo, carga y descarga de las baterías, excedentes vertidos a la red y estado de cargas de las baterías a lo largo de las 24 h en un día de Junio.

En periodos de grandes producciones eléctricas son notables tres consecuencias: el autoconsumo, la cantidad de excedentes a la red y el almacenamiento en las baterías.

Gracias al sistema de apoyo energético, se autoconsume prácticamente a lo largo del día. Con esta simulación se puede valorar claramente la virtud de la flexibilidad de estos sistemas. De forma eficiente, se traspasa el exceso de producción (periodo llano) para aprovecharlo posteriormente en la demanda nocturna (periodo punta). Ofrece la doble ventaja de, primero, autoconsumir preferiblemente a verter a red con mecanismo de compensación -siempre menor al coste de la electricidad-; segundo, flexibilizar el consumo de la red con el beneficio económico del desajuste de los precios tarifarios. Los sistemas de almacenamiento consiguen regular la estabilidad de la red general con este tipo de comportamientos.

Los excedentes vertidos a la red son altos. Durante 4 horas de mediodía se vierte a la red los excedentes que en la factura de la luz serán compensados por la compensación simplificada (se descuentan antes de impuestos). Aproximadamente 10kWh de excedentes cada hora.

De la misma manera, con esta simulación se observa la debilidad de la tecnología fotovoltaica: la demanda nocturna. Pese a que se dispone de sistemas de almacenamiento de gran capacidad no garantiza que los consumos residuales sean satisfechos. La seguridad del servicio en última instancia, al fin y al cabo, se completa con el suministro de la red.

Caso 2: Pequeña generación y demanda alta

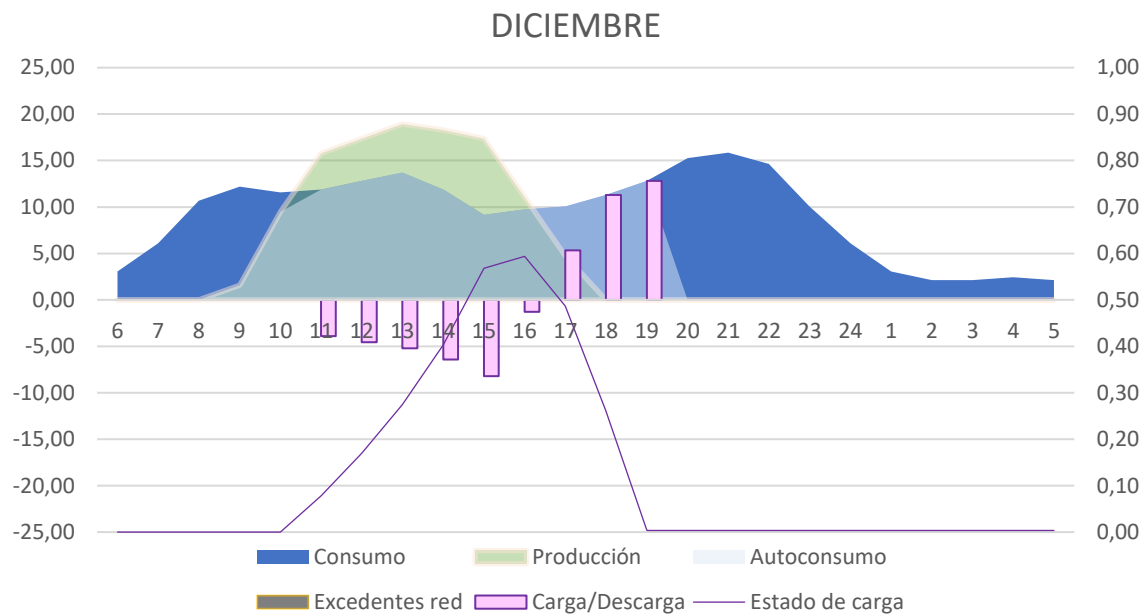


Figura 71. Promedio del consumo, producción, autoconsumo, carga y descarga de las baterías, excedentes vertidos a la red y estado de cargas de las baterías a lo largo de las 24 h en un día de Diciembre.

Justo lo contrario al caso anterior, la producción es mucho menor, los excedentes prácticamente nulos y las baterías sólo cargan hasta la mitad. Pese a que permanece un alto índice de autoconsumo, ya no se flexibiliza la demanda de forma tan significativa como en el caso 1. Fíjese que el pico máximo de la demanda no se satisface por la planta FV, el autoconsumidor sufraga el coste eléctrico en periodo punta.

Por este motivo, toda planta FV con sistema de apoyo, para amortizar la gran inversión económica, debe estar diseñada para que esto suceda con poca periodicidad. En nuestro caso, ya se asumía que, en invierno con poca generación y un consumo intensificado, el beneficio estaría ajustado pero compensado por las ganancias en verano.

Son las consecuencias de la variable de decisión de la inclinación de los módulos. Si por un momento, se plantea la hipótesis de grandes inclinaciones –ya se ha demostrado en la sección 4 que no es mejor- en invierno se mejoraría la situación a costa de perjudicar el sobrante en verano.

Caso 3: Gran generación y demanda baja

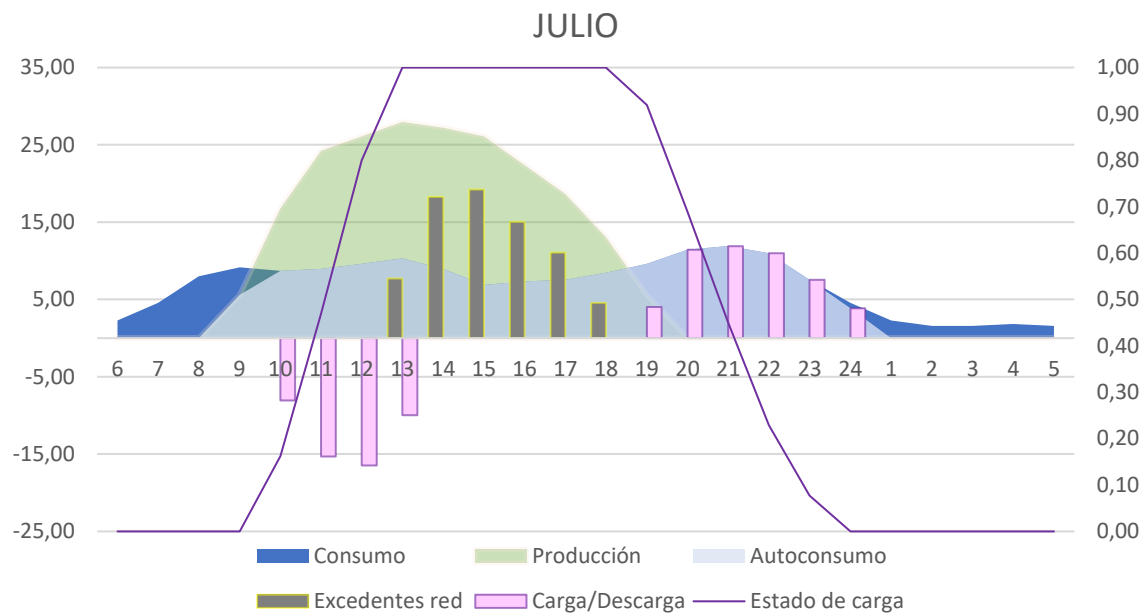


Figura 72. Promedio del consumo, producción, autoconsumo, carga y descarga de las baterías, excedentes vertidos a la red y estado de cargas de las baterías a lo largo de las 24 h en un día de Julio.

En Julio y en Agosto hay 4 residencias cuyos inquilinos se van de vacaciones y no habitan en su residencia. Claramente, la demanda total es menor y la generación fotovoltaica es la misma que durante el resto de los meses estivales. El consumo global disminuye un total de 24 % durante el día.

En cierto modo se flexibiliza aún más y los picos máximos son satisfechos. Lo más interesante de este caso es que al compararlo con el caso 1 se obtienen otro tipo de conclusiones. Aquí entraría en juego la diferencia entre los coeficientes de reparto estáticos y dinámicos -la definición de dicha diferencia en la sección 2.1.6-. Hay un excesivo sobrante de energía que se puede compensar por el descuento de la factura o los autoconsumidores del perfil 2 pueden acordar ceder su generación individualizada a los del perfil 1.

La segunda opción es la deseable porque el mecanismo de compensación simplificada no recompensa. La solidaridad es la principal causa por la que se incentiva el autoconsumo colectivo y las comunidades energéticas. Los beneficios son repartidos en la sociedad. El acuerdo entre los involucrados puede ser de diversa índole, por ejemplo, que en otro momento se devuelva el favor en futuros contratos, un acuerdo económico, etc.

5.4. Cálculos y simulación de los resultados de la producción, el consumo, el autoconsumo y el excedente neto individualizado

En el caso de estudio, cuando se aplican los coeficientes fijos, β_i se determina según el criterio de la aportación económica correspondiente entre los consumidores asociados (ec. 42), aunque existen otras posibilidades que se pueden barajar.

$$\beta_i = \frac{\text{Inversión}_i}{\text{Inversión total}} \quad (42)$$

$$\sum \beta_i = 1 \quad (43)$$

β_i : Coeficiente de reparto asignado al consumidor i

En el contrato de coeficientes de reparto sólo pueden ser estáticos o dinámicos, no se pueden mezclar y todos los consumidores deben estar acogidos al mismo contrato. Para el contrato A (estático) se asigna el mismo coeficiente a cada autoconsumidor y para el contrato B (dinámico) se les asigna un coeficiente de reparto a cada hora de las 8760 horas del año. En consecuencia, la relación entre los coeficientes y la inversión inicial es directamente proporcional, es decir, con el contrato de coeficientes dinámicos ya no es equitativo. Los coeficientes de reparto para todas las horas del mes son:

		Contrato A		Contrato B	
Mes	días	Perfil 1	Perfil 2	Perfil 1	Perfil 2
E	31	0,0588	0,0588	0,0588	0,0588
F	28	0,0588	0,0588	0,0588	0,0588
M	31	0,0588	0,0588	0,0588	0,0588
A	30	0,0588	0,0588	0,0588	0,0588
My	31	0,0588	0,0588	0,0588	0,0588
J	30	0,0588	0,0588	0,0588	0,0588
JL	31	0,0588	0,0588	0,077	0
A	31	0,0588	0,0588	0,077	0
S	30	0,0588	0,0588	0,0588	0,0588
O	31	0,0588	0,0588	0,0588	0,0588
N	30	0,0588	0,0588	0,0588	0,0588
D	31	0,0588	0,0588	0,0588	0,0588
Media	30	0,0588	0,0588	0,062	0,049

Tabla 26. Los coeficientes de reparto de contrato estático (A) y dinámico (B).

La energía horaria neta generada individualizada $ENG_{h,i}$ de aquellos sujetos i para el autoconsumo colectivo es:

$$ENG_{h,i} = \beta_i * ENG_h \quad (44)$$

ENG_h : Energía horaria neta generada por la planta FV ¹⁴

La energía neta horaria autoconsumida se calcula:

$$E_{auto_{h,i}} = \frac{E_{auto_h}}{n_{consumidores}} \quad (45)$$

Contrato A (estáticos):

$$E_{auto_{h,i}} = \frac{E_{auto_h}}{17} \quad (46)$$

Contrato B (dinámicos):

¹⁴ Fórmula en el apartado 4.2.5.

Todos los meses excepto Julio y Agosto

$$E_{auto_{h,i}} = \frac{E_{auto_h}}{17} \quad (47)$$

Julio y Agosto

$$E_{auto_{h,i}} = \frac{E_{auto_h}}{13} \quad (48)$$

EL vertido individualizado de los excedentes sería:

$$V_{h,k} = \frac{V_h}{n_{consumidores}} \quad (49)$$

Contrato A (estáticos):

$$V_{h,k} = \frac{V_h}{17} \quad (50)$$

Contrato B (dinámicos):

Todos los meses excepto Julio y Agosto

$$V_{h,k} = \frac{V_h}{17} \quad (51)$$

Julio y Agosto

$$V_{h,k} = \frac{V_h}{13} \quad (52)$$

Caso práctico: Acuerdo de reparto con coeficientes dinámicos

En todo proyecto de autoconsumo colectivo es imprescindible calcular previamente el reparto de la generación porque va a determinar el éxito o no de su rentabilidad. Usando los coeficientes dinámicos, se reparte de un modo más eficiente que resulta en mejores índices de autoconsumo y se evita un exceso de vertido a la red. Puede verse que la producción del perfil 2 es nula (ver fig. 74) durante los meses de vacaciones y en el perfil 1 se aumenta la producción (ver figura 73). En general, tal y como aparece en la tabla 27, la generación individualizada está muy bien ajustada al consumo de la residencia durante el semestre B (verano), pero en invierno el grado de ajuste es menor.

Mes	PERFIL 1				PERFIL 2			
	Producción (kWh/día)	Consumo (kWh/día)	Autoconsumo (kWh/día)	Excedente (kWh/día)	Producción (kWh/día)	Consumo (kWh/día)	Autoconsumo (kWh/día)	Excedente (kWh/día)
E	7,14	13,23	6,21	0,93	7,14	13,23	6,21	0,93
F	8,43	12,53	6,68	1,75	8,43	12,53	6,68	1,75
M	9,66	9,37	6,25	3,63	9,66	9,37	6,25	3,63
A	11,18	10,55	7,85	3,33	11,18	10,55	7,85	3,33
My	12,21	10,27	7,69	4,42	12,21	10,27	7,69	4,42
J	12,84	12,91	8,88	3,96	12,84	12,91	8,88	3,96
JL	16,43	12,76	9,55	6,50	0	0,00	0,00	0
A	15,57	12,62	9,45	5,74	0	0,00	0,00	0
S	10,41	9,74	7,20	3,02	10,41	9,74	7,20	3,02
O	8,63	8,50	5,73	2,90	8,63	8,50	5,73	2,90
N	6,70	10,35	5,59	1,12	6,70	10,35	5,59	1,12
D	6,74	12,98	6,12	0,62	6,74	12,98	6,12	0,62
Media	10,49	11,32	7,27	3,16	7,83	9,20	5,68	2,14

Tabla 27. La producción horaria neta individualizada, el consumo horario neto individualizado, el autoconsumo horario neto individualizado y el excedente horario neto individualizado en el contrato B.

Así sería la simulación de la producción neta individualizada, el consumo neto individualizado, el autoconsumo neto individualizado y el excedente neto individualizado de los dos perfiles:

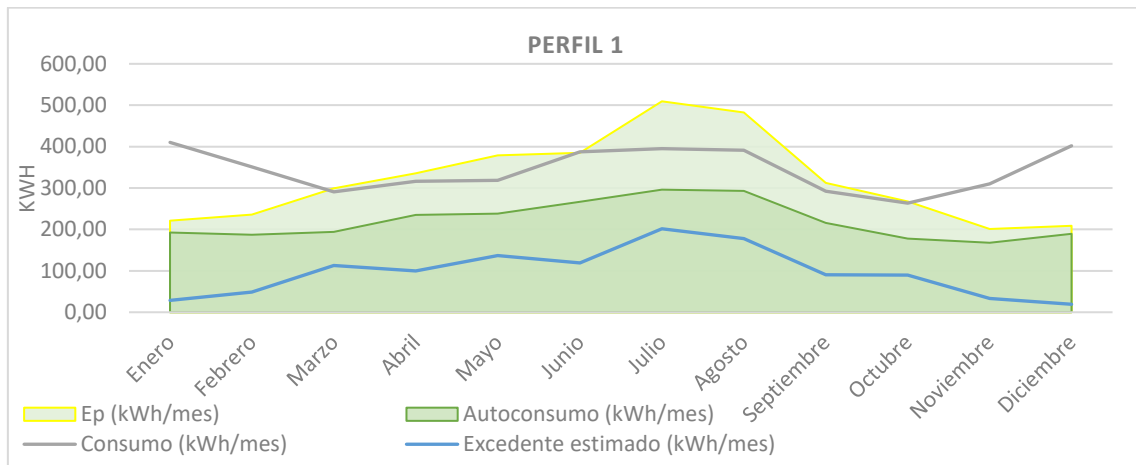


Figura 73. Simulación de la producción neta individualizada, el consumo neto individualizado, el autoconsumo neto individualizado y el excedente neto individualizado del perfil 1 en contrato B.

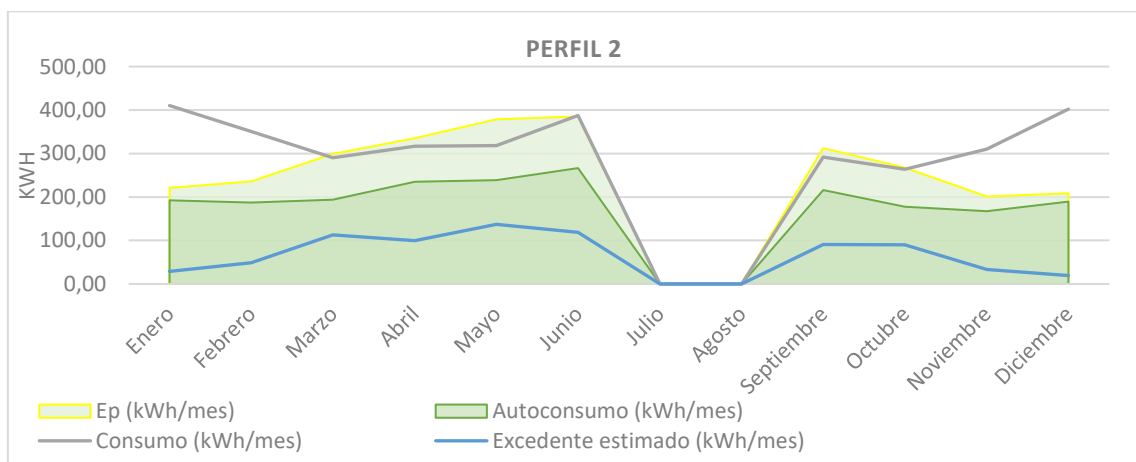


Figura 74. Simulación de la producción neta individualizada, el consumo neto individualizado, el autoconsumo neto individualizado y el excedente neto individualizado del perfil 2 en contrato B.

5.5. Los índices del autoconsumo, del consumo de la red, de la carga y la descarga de las baterías y del vertido de excedentes a la red

El consumo global se satisface por el autoconsumo y por el consumo de la red. En promedio, se autoconsume el 72% y se extrae de la red el 28%, resultados muy favorables y típicos en instalación con sistemas de almacenamiento (ver tabla 28). El servicio garantiza el mínimo índice de autoconsumo en invierno (50%).

Mes	Índice autoconsumo	Índice consumo de red
E	54%	46%
F	64%	36%
M	74%	26%
A	80%	20%
My	81%	19%
J	74%	26%

JL	83%	17%
A	83%	17%
S	82%	18%
O	77%	23%
N	65%	35%
D	52%	48%
PROMEDIO	72%	28%

Tabla 28. Porción de autoconsumo y de consumo de red en el consumo global.

El autoconsumo tiene dos orígenes, proviene de la generación (61%) y de la descarga de las baterías (39%) (ver tabla 29). Sorprende la cuota del autoconsumo de las baterías, que nunca igualará a la generación, al igual que llama la atención cómo adquiere importancia la contribución de las baterías en períodos invernales. Su papel en estas fechas es ligeramente más importante.

Mes	Autoconsumo FV	Autoconsumo descarga de baterías
E	59%	41%
F	63%	37%
M	57%	43%
A	65%	35%
My	65%	35%
J	69%	31%
JL	64%	36%
A	63%	37%
S	63%	37%
O	55%	45%
N	56%	44%
D	56%	44%
PROMEDIO	61%	39%

Tabla 29. Porción de autoconsumo FV y de descarga de baterías en autoconsumo global.

La producción solar fotovoltaica se reparte entre el autoconsumo fotovoltaico (49%), la carga de baterías (31%) y el vertido de los excedentes a la red (19%) (ver tabla 30). Se observa que la mitad de la producción se comparte directamente entre las residencias, sin duda uno de los argumentos que defienden el ajuste del diseño de la planta FV para la demanda total.

Por otro lado, existen evidencias claras de desigualdad según el periodo del año. El índice de carga de baterías sube en invierno y baja en verano, todo ello de forma paulatina. El caso del vertido de excedentes es más extremista y a la inversa, en verano se vierte mucho más y en invierno mucho menos.

Mes	Índice autoconsumo FV	Índice carga de baterías	Índice de excedentes
E	59%	41%	0%
F	60%	35%	5%
M	41%	30%	29%
A	49%	26%	25%
My	44%	24%	32%
J	53%	23%	24%
JL	41%	23%	36%
A	43%	25%	33%
S	48%	28%	23%
O	41%	34%	24%
N	56%	44%	0%
D	56%	44%	0%

PROMEDIO	49%	31%	19%
----------	-----	-----	-----

Tabla 30. Porción de autoconsumo FV, de carga de baterías y de excedente de red en la producción solar FV.

Respecto a la influencia del tipo de coeficientes de reparto sobre el grado de autoconsumo individualizado, en la figura 75 es apreciable que aumenta +20% (de 60% a 80%) en los dos meses estivales para aquellos sujetos de perfil 1 al recibir la prestación de la energía excedentaria. La diferencia es significativa, simboliza la importancia de realizar un estudio exhaustivo para el acuerdo de reparto.

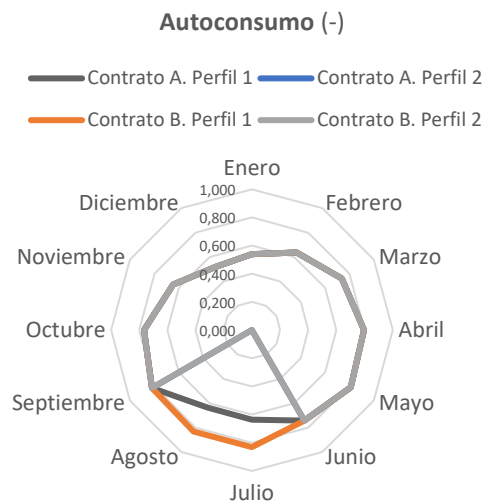


Figura 75. Diferencia del autoconsumo entre dinámicos y estáticos.

5.6. Estudio de cargas de viento: cálculo de la presión estática, de la fuerza de levantamiento y del peso de lastre

Hay que comprobar si los paneles fotovoltaicos y la estructura de soporte aguantan las cargas de viento. La comprobación se realiza mediante el cálculo estructural según el Código Técnico de la Edificación, en el Documento Básico SE-AE Seguridad Estructural Acciones en la Edificación. [11] La acción del viento somete a la estructura a una fuerza de levantamiento perpendicular al plano de su cara inferior y una fuerza de succión en la cara superior. La mayoría de la carga del viento proviene del viento del Norte (azimuth= 5°). La acción del viento se denomina como la presión estática q_e :

$$q_e = q_b \cdot c_e \cdot c_p \quad (53)$$

La presión dinámica q_b es:

$$q_b = 0,5 \cdot \delta \cdot v_b^2 \quad (54)$$

δ : densidad del aire ($1,25 \frac{kg}{m^3}$)

v_b : velocidad básica del viento en fig. 48.

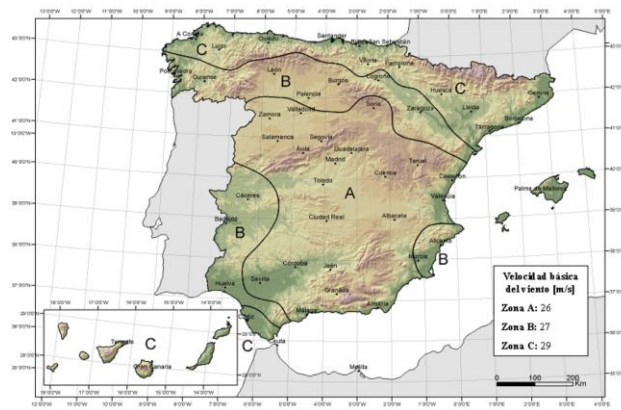


Figura 76. Valor básico de la velocidad del viento v_b .

La exposición del objeto ante la fuerza del viento resulta ser dependiente de las condiciones de contorno de la zona. El grado de aspereza en este caso es IV por ser zona urbana (ver tabla 31). El coeficiente de exposición c_e sería:

$$c_e = F \cdot (F + 7 \cdot k) \tag{55}$$

$$F = k \cdot \ln (\max (z, Z) / L) \tag{56}$$

F : Grado de aspereza

z : altura de emplazamiento

k, L, Z : coeficientes del tipo de entorno

Grado de aspereza del entorno		Parámetro		
		k	L(m)	Z(m)
I	Borde del mar o de un lago, con una superficie de agua en la dirección del viento de al menos 5 km de longitud	0,156	0,003	1,0
II	Terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia	0,17	0,01	1,0
III	Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados, como árboles o construcciones pequeñas	0,19	0,05	2,0
IV	Zona urbana en general, industrial o forestal	0,22	0,3	5,0
V	Centro de negocio de grandes ciudades, con profusión de edificios en altura	0,24	1,0	10,0

Tabla 31. Coeficientes k, L, Z para cada tipo de entorno.

Según el CTE, debido a la disposición y la forma de los paneles se puede estudiar el coeficiente eólico o de presión como si fuese una marquesina a un agua -estructura tipo cubierta sobre plano horizontal- (ver Fig. 29). La inclinación afecta en el área que obstaculiza el paso del viento, cuanto mayor sea mayor presión ejercerá la acción del viento. La inclinación de diseño es baja pero el área de los módulos FV es grande, por ello se comprueba si con el peso del conjunto de los Solarblocs, los módulos FV y el lastre garantiza la seguridad.

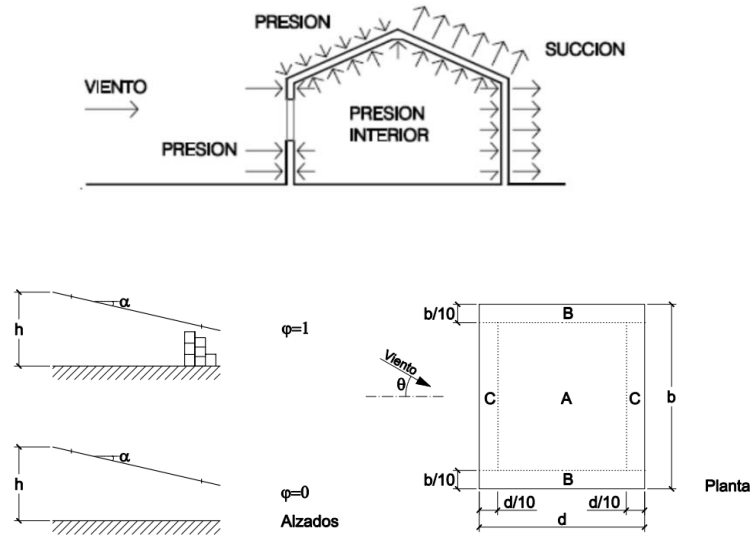


Figura 77. Marquesina a un agua (estructura tipo cubierta sobre plano horizontal). Fuente: CTE.

Para marquesinas con áreas entre 1 m^2 y 10 m^2 , el coeficiente eólico o de presión c_p se encuentra en la fig. 78.

Pendiente de la cubierta α	Efecto del viento hacia	Factor de obstrucción φ	Coeficientes de presión exterior		
			$c_{p,10}$		
			Zona (según figura)		
			A	B	C
0°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	0,5	1,8	1,1
	Arriba	0	-0,6	-1,3	-1,4
	Arriba	1	-1,5	-1,8	-2,2
5°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	0,8	2,1	1,3
	Arriba	0	-1,1	-1,7	-1,8
	Arriba	1	-1,6	-2,2	-2,5
10°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	1,2	2,4	1,6
	Arriba	0	-1,5	-2,0	-2,1
	Arriba	1	-2,1	-2,6	-2,7
15°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	1,4	2,7	1,8
	Arriba	0	-1,8	-2,4	-2,5
	Arriba	1	-1,6	-2,9	-3,0
20°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	1,7	2,9	2,1
	Arriba	0	-2,2	-2,8	-2,9
	Arriba	1	-1,6	-2,9	-3,0
25°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	2,0	3,1	2,3
	Arriba	0	-2,6	-3,2	-3,2
	Arriba	1	-1,5	-2,5	-2,8
30°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	2,2	3,2	2,4
	Arriba	0	-3,0	-3,8	-3,6
	Arriba	1	-1,5	-2,2	-2,7

Figura 78. Tabla D.10 Marquesinas a un agua.

La presión estática se representa con la fuerza f (ec. 57) de la Fig. 79. Parte de su energía ejerce el levantamiento de los paneles, cuya fuerza se define como f_1 (ec. 58), y la otra parte de la energía no ejerce presión (ec. 59).

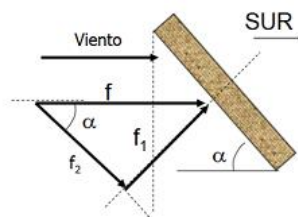


Figura 79. Componentes f_1 y f_2 de la fuerza perpendicular de viento.[48]

$$\vec{f} = \vec{f}_1 + \vec{f}_2 \quad (57)$$

$$f_1 = f \cdot \text{sen } \alpha \quad (58)$$

$$f_2 = f \cdot \text{cos } \alpha \quad (59)$$

La fuerza de levantamiento f_1 debe ser contrarrestada por el peso del conjunto de la instalación (ec. 60).

$$\text{peso}_{real} \geq \text{peso}_{norma} \quad (60)$$

$$\text{peso}_{real} = (\text{peso}_{modulo} \cdot \text{cantidad}_{modulos}) + (\text{peso}_{solarbloc} \cdot \text{cantidad}_{solarblocs}) + (\text{peso}_{bloqhormigón} \cdot \text{cantidad}_{bloqhormigón}) \quad (61)$$

$$\text{peso}_{norma} = f_1 \cdot \frac{\text{área}_{obstrucción}}{9,81} (kg) \quad (62)$$

5.6.1. Resultados del estudio de cargas de viento

▪ Presión dinámica del viento

La velocidad básica en la zona A es $v_b = 26$ m/s (fig. 76), la densidad del aire a 20° es $\delta = 1,25$ kg/m³, por tanto, la presión dinámica es $q_b = 0,4225$ kN/m² (ec. 54).

▪ Coeficiente de exposición

El coeficiente de exposición según los parámetros es 2,066 (tabla 32).

- Mapa de vientos: zona A (Valencia)
- Grado de aspereza del entorno: IV (zona urbana)
- Altura de la azotea: 15 m

Parámetros	Valor	Uds	Ecuación
k	0,22	-	Tabla 31
L	0,3	-	Tabla 31
Z	5	M	Tabla 31
z	15	M	
F	0,86064506	-	56
ce	2,06610332	-	55

Tabla 32. Coeficiente de exposición y parámetros.

▪ Coeficiente eólico o de presión exterior

En la Fig. 78, los parámetros son 20° de inclinación, efecto del viento hacia arriba, factor de obstrucción ϕ (relación entre el área de obstáculo y el área total) es 1 y la zona más restrictiva C, que se refiere a la porción de la sección en el perímetro en la parte alta y baja de los módulos FV. El coeficiente eólico es $c_p = -3$.

▪ Presión estática del viento

El resultado final de la presión estática del viento (ec. 53) es de succión y su valor es $q_e = -2,619 \text{ kN/m}^2$.

❖ Fuerza de levantamiento

La fuerza de levantamiento (ec. 58) es igual a $f_1 = 809,25 \text{ N/m}^2$.

▪ Peso de lastre

Los *Solarblocs* están montados en 9 filas de 9 de módulos. Cada fila utiliza 10 Solarblocs de 18° para soportar los 9 módulos. Para asegurar la estabilidad de un módulo FV ante la acción del viento habría que disponer un peso total de 179 kg y para hacer lo propio en una fila – todos los módulos unidos- habría que disponer 1,613 toneladas. Los pesos de los componentes se detallan en la tabla 33. Los Solarblocs no son lo suficientemente pesados ya que están diseñados para módulos más pequeños, por eso mismo se añadirá lastre. Los bloques de lastre se adherirán a los bloques triangulares a través de taco químico. Según los cálculos (tabla 33), con un lastre por *Solarbloc* igualmente no se alcanza el peso necesario.

Componente	Peso	Dimensión
	kg	mm
A-450M GS	24	2,094 x 1038
Solarblocs	68	900 x 150
Lastre	42	1000 x 180 x 100
Peso total *	134	Menor que 179 kg
Peso total **	176	Igual que 179 kg
Peso total fila*	1316	Menor que 1613 kg
Peso total fila**	1736	Mayor que 1613 kg

Tabla 33. *Si se usa 1 lastre de 42 kg. ** Si se usa 2 lastres de 42 kg de lastre por Solarbloc.

En efecto, si se dispone de 2 bloques rectangulares por 1 de *Solarbloc* sí se satisface la seguridad estructural. Se comprueba que el conjunto de la estructura supera el mínimo de peso necesario.

$$peso_{fila\ 9\ módulos} = 1736 \text{ kg} > 1613 \text{ kg} = f_1 \cdot \frac{\text{área}_{9\ módulos}}{9,81} \quad (63)$$

5.7. Cableado

El cálculo de la sección del cableado queda definido en el apartado 5.7.1. y los resultados de la comprobación de la caída de tensión en 5.7.2. atienden a las condiciones particulares del ITC-BT-40 para instalaciones generadoras de BT. Se ha estimado la sección del cableado de los tramos:

Entre los módulos FV y los inversores de red trifásicos: La instalación exterior a la intemperie se definen como instalaciones en locales mojados (ITC-BT-30). El cableado de continua unipolar PRYSUN H1Z2Z2-K 1x6 mm² (P+, P-) entre los módulos y los inversores está instalado en ambiente exterior bajo canal protectora a la intemperie (ITC-BT 30, 2.1.2) expuesto a la radiación directa solar (Fig. 80).



Figura 80. Canal protectora a la intemperie e interior (ITC-BT 30, pto. 2.1.2.)

- H1: Cable armonizado a tensión de armonización 1,5/1,5kV DC.
- Z2: Aislamiento: compuesto reticulado libre de halógenos.
- Z2: Cubierta: compuesto reticulado libre de halógenos.
- K: de tensión asignada 0,6/1 kV con conductor de cobre clase 5.

Está diseñado ante ensayos mecánicos, químicos, medioambientales y de fuego según la norma europea EN 50618 e internacional IEC 62930. Es de cobre Cu de sección $S= 6 \text{ mm}^2$ bordeado con material aislante termoestable de polietileno reticulado (XLPE) con tensión de aislamiento de 0,6/1kV. La caída de tensión e (%), según la sección y dadas las longitudes de los strings, es menor que 1,5%. La longitud total de todos los strings (ida y vuelta) es de 300 m. La instalación tipo es B1 (UNE-HD 60364-5-52).

Entre los inversores y el cuadro principal de protecciones de los inversores: Los inversores FV y el cuadro general de protección CA se sitúan en la pared del cuartillo de la azotea (ver plano 7). El cableado de alterna a la salida de los inversores también se encuentra, por una parte, en la intemperie, y por otra dentro de la edificación. El cableado es de tipo RZ1-K (AS) 1x16 (3F+n+PE) de cobre Cu de sección $S= 16 \text{ mm}^2$ bordeado con material aislante termoestable de polietileno reticulado (XLPE) con tensión de aislamiento de 0,6/1kV. Está diseñado para cumplir la UNE 21123-4, no propagador de incendio. La caída de tensión e (%), con esta sección y dadas las longitudes, es menor que 1,5%, para la salida del inversor principal (0,18%) y para el del inversor secundario (0,14%). La longitud total es 24 m. Ambos tramos quedan protegidos por canaleta en pared, la instalación tipo es B1 (UNE-HD 60364-5-52).

- R: Cubierta: compuesto reticulado libre de halógenos.
- Z1: Está cubierto de termoplástico con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1).
- K: de tensión asignada 0,6/1 kV con conductor de cobre clase 5.
- AS: alta seguridad, no propagador del incendio.

Bajante de la generación FV -entre el cuadro principal de protecciones de los inversores y el embarrado de generación-: El cableado es de tipo RZ1-K (AS) 1x25 (3F+n+PE) de cobre Cu de sección $S= 25 \text{ mm}^2$ bordeado con material aislante termoestable de polietileno reticulado (XLPE) con tensión de aislamiento de 0,6/1kV. Está diseñado para cumplir la UNE 21123-4, no propagador de incendio y La caída de tensión e (%), con esta sección y la longitud de 60 m, es menor que 1,5%. El tramo queda protegido por canaleta en pared, la instalación tipo es B1 (UNE-HD 60364-5-52).

Entre rack de baterías e inversores/cargadores: El cableado de continua a la salida del rack de baterías H1Z2Z2-K 1x16 (P+, P-) es de cobre Cu de sección $S= 16 \text{ mm}^2$ bordeado con material aislante termoestable de polietileno reticulado (XLPE). La caída de tensión e (%), es menor que 1,5%, para continua (0,05%). La longitud total es 3 m. La instalación tipo es B1 (UNE-HD 60364-5-52).

Entre el cuadro de protecciones de los inversores / cargadores y el embarrado de generación: Las baterías, su cuadro general de protección CA y el sistema de monitorización se sitúa en la sala de las envolventes de mando y protección de la edificación. El cableado de alterna RZ1-K (AS) 1x16 (3F+n+PE) a la salida de los inversores/cargadores es de cobre Cu de sección $S= 16 \text{ mm}^2$ bordeado con material aislante termoestable de polietileno reticulado (XLPE). La caída de tensión e (%), es menor que 1,5%, para alterna (0,05%). La longitud total es 7 m y la instalación tipo es B1 (UNE-HD 60364-5-52).

El **embarrado de generación** conecta los cables de salida de los sistemas de generación y de almacenamiento, tiene unas dimensiones estándar de 5 x 40 x 180 mm con $I_{max} = 500$ A y se ha dispuesto el acoplamiento de 4 fusibles MEGA modulares para cada línea de potencia. A través de la barra colectora de potencia se conecta con la línea existente de la edificación (contadores de generación y en punto frontera del colegio, caja de derivación que alimenta los consumos del colegio y el cuadro general de protecciones de la acometida).

Las pérdidas totales en el cableado, tanto en continua y en alterna, es 0,005%. De cualquier manera, IDAE recomienda que sea 0,02%, al ser mayor que 0,007% se va a tener cuenta la recomendación. El resumen de lo comentado en la tabla 34:

Componente	Mod - Inv	Principal - CGP	Secundario- CGP	Bajante Embarrad	Bat - Inv	Inv - Embarrado	uds
Intensidad	CC	CA	CA	CA	CC	CA	
Material	Cu	Cu	Cu	Cu	Cu	Cu	
Aislante	XLPE	XLPE	XLPE	XLPE	XLPE	XLPE	
$1,25 \cdot I_{sc}$	14,5	29	23,2	52,28	50	32,5	A
I_N (protección)	16	32	32	63	63	40	A
I_z	49	59	59	100	77	77	A
I_z corregida	19,85	-	-	-	-	-	A
Sección	6	16	16	25	16	16	mm ²
Caída de tensión	0,53% - 1,19%	0,18%	0,14%	1,03%	0,01%	0,04%	<1,5%
Tensión de aislamiento		0,6/1kV					

Tabla 34. Intensidades de diseño, nominal de interruptor diferencial y máxima admisible del cableado; la sección y la caída de tensión del lado de continua y alterna.

Los inversores SMA tiene 2 entradas -MPPT independientes- con 3 strings posibles por entrada, de los cuales se conectarán 2 strings por MPPT para este caso. El inversor principal dispone de MPPT1 y MPPT2 y el inversor secundario de MPPT3 y MPPT4. La potencia final del tramo se halla tras aplicar el performance ratio 83%. La cantidad de módulos y las longitudes de los strings - distancia entre el módulo más lejano- se muestran a continuación.

Strings	Modulo /string	Potencia Final tramo [W]	Longitud cable [m]	Tensión nominal (V)
MPPT 1 1º String	10	3726	40	415
MPPT 1 2º String	15	5589	60	623
MPPT 2 3º String	8	2981	48	332
MPPT 2 4º String	12	4472	32	498
MPPT 3 5º String	9	3354	26	374
MPPT 3 6º String	9	3354	28	374
MPPT 4 7º String	9	3354	32	374
MPPT 4 8º String	9	3354	36	374

Tabla 35. Longitudes por string.

La sección del cableado se ha calculado por el criterio de intensidad admisible y la comprobación de la caída de tensión.

5.7.1. Cálculo de sección de cable por intensidad admisible y diseño de los cuadros de las protecciones CC y CA

Para la conexión entre el inversor/cargador y el cuadro general de protecciones, se usa la intensidad máxima a la salida del inversor/cargador SBS 6.0.

$$I_{\text{Inversor cargador-embarrado, CC}} = 26 \times 1,25 = 32,50 \text{ A}$$

El criterio de selección de la sección del cableado por intensidad admisible sigue el siguiente principio:

$$1,25 * I_{SC} < I_N < I_Z \tag{64}$$

I_{SC}	Corriente del cortocircuito STC
I_N	Corriente nominal de la protección
I_Z	Corriente admisible del conductor (corregida)

La intensidad máxima admisible corregida en servicio permanente es:

$$I_Z = n * I_0 * K1 * K2 * K3 \tag{65}$$

n	número de conductores por fase
I_0	intensidad admisible en servicio permanente a 40 °C
$K1$	Factor de temperatura ambiente
$K2$	Factor por agrupación de cables
$K3$	Otros factores

Conexión módulos-inversor de red

- Factor $K1$ (UNE-HD 60364-5-52, tabla B.52.14)

La temperatura en intemperie supuesta es 50 °C por lo que $k1= 0,9$.

Aislamiento	Temperatura ambiente (θ) (°C)										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Tipo PVC (termoplástico)	1,40	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,70	0,57
Tipo XLPE o EPR (termostable)	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1,00	0,96	0,90	0,83	0,78

- Factor $K2$ (UNE-HD 60364-5-52, tabla C.52.3)

El agrupamiento de 8 circuitos debe tener $k2= 0,5$.

Punto	Disposición	Número de circuitos o cables multiconductores										Instalación tipo
		1	2	3	4	6	9	12	16	20		
1	Empotrados, embutidos (dentro de un mismo tubo, canal o grapados sobre una superficie al aire)	1,0	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40	A a F	
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	C	
3	Capa única en el techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,60	E y F	
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,0	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70		
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, etc.	1,0	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80		

- Factor $K3$ (UNE 20435, pto. 3.1.2.1.4)

La exposición de la radiación solar directa define $k3= 0,9$.

Para conocer la intensidad máxima admisible se emplea la “tabla C.52-1” en anexos, con tipo de instalación B1 y XLPE2, se usan los factores según las condiciones del contorno. En la tabla se busca la sección con una intensidad inmediatamente mayor que $I_{string\ corregida} = 11,6 \times 1,25 / (0,9 \times 0,9 \times 0,5) = 36,14\text{ A}$, en este caso es la sección 6 mm^2 . Con dicha sección se tiene una intensidad admisible corregida de $I_z = 49 \times (0,9 \times 0,9 \times 0,5) = 19,85\text{ A}$. Los inversores incorporan fusibles electrónicos $I_n = 16\text{ A}$ y descargadores de sobretensiones transitorias TIPO II (CC) $I_n = 15\text{ kA}$, $U_p < 3,7\text{ kV}$. Se comprueba que:

$$14,5\text{ A} < 16\text{ A} < 19,85\text{ A} \quad (66)$$

Inversor de red - CGP

Exceptuando el coeficiente de corrección 1,25, no hay factores externos a considerar para hallar la intensidad admisible. Se selecciona la intensidad límite a la salida de ambos inversores (29 y 23 A), de ahí viene que el dispositivo de protección tiene una intensidad nominal de 32 A. Se comprueba que la conexión de los inversores, por separado, con la red es inferior a la intensidad máxima admisible:

$$\text{Principal:} \quad 29\text{ A} < 32\text{ A} < 59\text{ A} \quad (67)$$

$$\text{Secundario:} \quad 23,23\text{ A} < 32\text{ A} < 59\text{ A} \quad (68)$$

El cuadro principal de protecciones (CA) de la instalación fotovoltaica está compuesto por un interruptor automático magnetotérmico trifásico de $I_n = 32\text{ A}$, un interruptor diferencial trifásico de $I_n = 32\text{ A}$, TIPO A y de $I_d = 30\text{ mA}$ (tal y como estipula el RD244/2019 para el autoconsumo) y un descargador de sobretensiones permanente $U_c < 275\text{ V}$ y transitorias TIPO II $I_n = 15\text{ kA}$ y $U_p = 1,8\text{ kV}$ para hacer frente a descargas de rayos.

Bajante CA de la generación FV – Embarrado de generación

No hay factores externos. El fusible MEGA del embarrado tiene una intensidad nominal de 63 A. Se comprueba que la máxima admisible es superior:

$$52,28\text{ A} < 63\text{ A} < 77\text{ A} \quad (69)$$

Rack de baterías – Inversor/cargador

No hay factores externos. Se comprueba que la máxima admisible es superior:

$$50\text{ A} < 77\text{ A} \quad (70)$$

El cuadro principal de protecciones (CA) del sistema de almacenamiento está compuesto por un interruptor automático magnetotérmico trifásico de $I_n = 40\text{ A}$, un interruptor diferencial trifásico de $I_n = 40\text{ A}$, TIPO A y de $I_d = 30\text{ mA}$ (tal y como estipula el RD244/2019 para el autoconsumo).

Inversor/cargador – Embarrado de generación

No hay factores externos. Los fusibles MEGA que protegen las 3 líneas presentan $I_n = 40\text{ A}$. Se comprueba que la máxima admisible es superior:

$$32,50\text{ A} < 40\text{ A} < 77\text{ A}$$

5.7.2. Comprobación de la caída de tensión

El límite de la caída de tensión en la conexión entre los módulos FV y los inversores es 1,5% - recomendado por IDAE- y en la conexión entre los inversores y la red es igualmente 1,5% (ITC-BT 40).

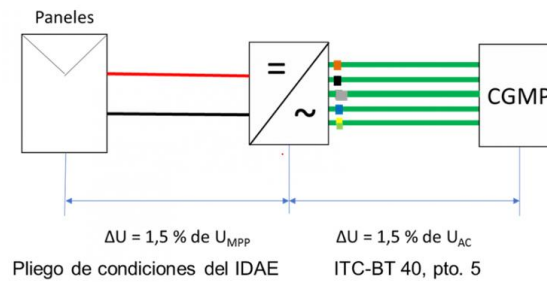


Figura 81. Caída de tensión máxima en continua y en alterna.

La caída de tensión (ec.70 y ec.71) se resuelve como:

$$e_{trifásico} (\%) = \frac{L P}{C S V^2} * 100 \tag{70}$$

$$e_{monofásico} (\%) = \frac{2 L P}{C S V^2} * 100 \tag{71}$$

$$P (W) = n^{\circ} \text{módulos en string} * \text{potencia pico} * PR \tag{72}$$

La resistividad es $\rho = K_{\theta} * \rho_{20}$, usando los siguientes datos:

- La resistividad del cobre es $\rho_{20} = 1/56 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$
- El factor de $K_{\theta} = 1,28$ para XLPE ($\theta = 90 \text{ }^{\circ}\text{C}$)

L	Longitud más desfavorable de la línea.
P	Potencia instalada
C	Conductividad del cable cobre
S	Sección del conductor en mm^2
V	Tensión fase-neutro. 230V monofásica, 400V trifásico

Se observa que las caídas de tensión son menores que 1,5% y las pérdidas totales por cableado menor que 0,02%:

Strings	Caída de tensión [%]	R (Ω)	Pérdidas (%)
MPPT 1 1º String	0,80	0,13	0,0005
MPPT 1 2º String	0,80	0,2	0,0007
MPPT 2 3º String	1,19	0,16	0,0006
MPPT 2 4º String	0,53	0,11	0,0004
MPPT 3 5º String	0,58	0,086	0,0003
MPPT 3 6º String	0,62	0,093	0,0003
MPPT 4 7º String	0,71	0,106	0,0004
MPPT 4 8º String	0,80	0,12	0,0004
Inversor 1 a C.G.P	0,18	0,015	0,0002

Inversor 2 a C.G.P	0,14	0,015	0,0001
Bajante - Embarrado	1,03	0,048	0,0007
Rack a inv/cargador	0,01	0,00375	0,0002
Inv/cargador a embarrado	0,04	0,00875	0,0002
TOTAL	CUMPLE		0,0051

Tabla 37. La caída de tensión y las pérdidas de los tramos.

5.8. Protecciones y aislamiento de los equipos

Todas las partes metálicas conectadas a tierra. La tierra del sistema de generación está conectado al borne de tierra principal del edificio. La inspección de las protecciones de la instalación será realizada por un Organismo de Control Autorizado (OCA). La instalación generadora se conecta aguas debajo del contador general y los titulares de la instalación serán responsables de la desconexión instantánea con el interruptor automático ante la apertura de los interruptores de la distribuidora; y de la reconexión para el suministro después de la interrupción. Para la instalación generadora próximas a red BT se aplica las condiciones técnicas de conexión (RD 1699/2011), acorde a la GUIA-BT-40 [47].

- Un elemento de corte general: aislamiento y bloqueo (protección de la salud y seguridad de los trabajadores).
- Interruptor automático diferencial de tipo A y de 30 mA.
- Interruptor automático de la instalación generadora: Protección contra cortocircuitos y sobrecargas.
- Elemento de corte del generador: Para la desconexión-reconexión automática de la instalación en caso de anomalía (tensión o frecuencia de red) y en caso de recuperar los valores dentro de los márgenes estipulados. Un relé de enclavamiento de mínima tensión (27) temporizado 3 minutos.

La protección voltimétrica se hace mediante relés externos, estos pueden situarse aguas arriba del elemento de corte del generador, integrando las funciones de relé de enclavamiento:

- Un relé de máxima y mínima frecuencia (81m-M) entre fases: [51, 48] Hz con una temporización entre [0,5, 3] s.
- Un relé trifásico de máxima tensión (59) entre fases: [1,1 U_n ; 1,15 U_n] V con una temporización entre [0,6; 0,2] s.
- Un relé trifásico de mínima tensión (27) entre fases: 0,85 V_n con una temporización máxima de 1,5 segundos.

En generadores trifásicos la tensión a medir será la tensión entre fases. La potencia del generador es >15 kW, la conexión será trifásica con un desequilibrio entre fases inferior a 5 kW. La intensidad no debe superar el 0,5% de I_N y la tensión 2,5 % de U_n .

El sistema modulado de almacenamiento comparte el equipo de medida y las protecciones con la instalación de generación.

Todos los equipos y materiales eléctricos tienen un aislamiento eléctrico de clase I, excepto el cableado que tiene doble aislamiento de clase II y protección mínima de IP65 para su uso en intemperie (UNE 21123). Los aparatos con aislamiento de clase I se aíslan sus partes conectadas a una toma de tierra, en cambio, el cableado presenta dos capas de aislante para operar con seguridad sin toma a tierra (ITC-BT-18). Se asegura que la tensión de contacto no supera los 24 V. [49]

5.9. Red de comunicación entre los dispositivos inteligentes para la gestión de la energía

Todos los equipos descentralizados se centralizan con el Data Manager M para registrar toda la información y el control de la energía y las tomas de decisiones son efectuadas por Sunny Home Manager 2.0. El sistema de gestión se comunica con los inversores de red y cargadores a través de Speedwire (estándar Ethernet, protocolo IP y protocolo de comunicación optimizado para instalaciones fotovoltaicas SMA Data2+, latiguillo AWG22 Cat5 0,13mm²). Speedwire cumple con la norma EN 50174-2 (2000) y EN 50174-3 (2003) para instalaciones fotovoltaicas, su longitud máxima es de 100 m. Se emplea Speedwire SMA COMCAB-OUT para el tendido en exteriores y SMA COMCAB-IN para el tendido en interiores. La conexión de red se hace con RJ45 (hembrilla y toma de red).

En el plano 8 se ilustra la red de comunicación y de potencia entre los dispositivos inteligente que gestionan y monitorizan la energía.

- *SMA Data Manager M*: Registro de datos y gestión eficiente de la energía con la tecnología ennexOS. Tiene capacidad de más de 50 equipos y 2,5 MW. Necesita de equipo de medición Modbus/TCP. Se coloca aislado en Riel DIN dentro de un gabinete en posición horizontal. Se conecta a una fuente de alimentación CC 24 V y 0,75 A, con interruptor automático.
- *Sunny Home Manager 2.0*: Central de control y gestión del almacenamiento en baterías; que integra un equipo de medición Modbus/TCP. Recopilación de datos meteorológicos y perfil de carga combinados optimiza el autoconsumo (usando también las baterías). Opcionalmente, también se puede instalar en las viviendas de los autoconsumidores para controlar los consumos controlables o enchufes inteligentes.
- *Sunny Portal*: Monitorizar datos y para la puesta en marcha.
- *Sunny Explorer*: Software para PC para gestión y visualización, se conecta con los inversores por Bluetooth.

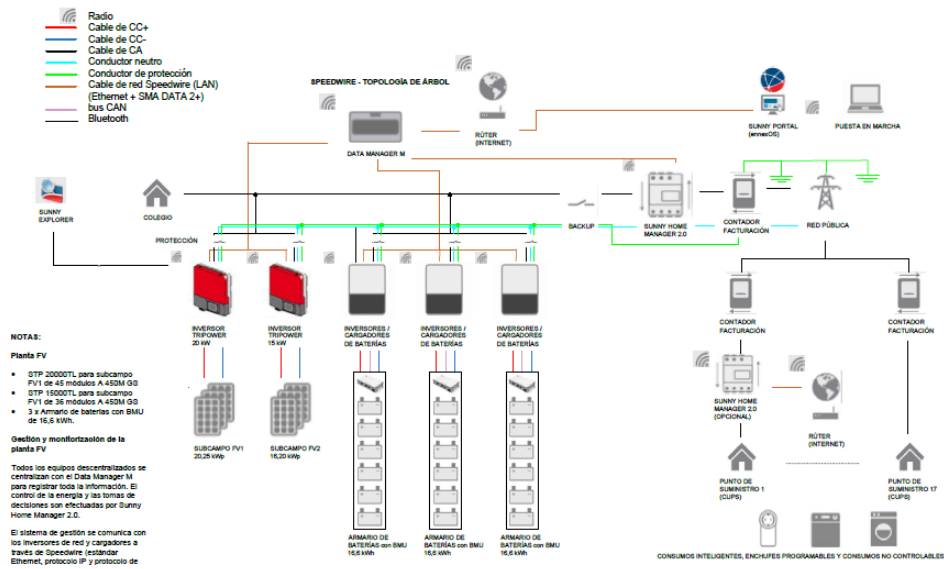


Figura 82. Extracto del plano de redes de comunicación y de potencia entre los dispositivos de gestión de energía inteligente.

Capítulo 6

6. Pliego de condiciones técnicas y facultativas

Es un proyecto de diseño y de simulación elaborado por cálculos relacionados con el dimensionado y parametrización de plantas fotovoltaicas y su correspondiente estudio de rentabilidad económica. Las herramientas utilizadas para llevar a cabo el proyecto son software de cálculo y de simulación con gráficas que representan los resultados de las hipótesis, software para el diseño y presentación de los planos, la conexión a Internet para la búsqueda de información bibliográfica de gran relevancia y de diversas índoles (legislativo, eléctrico, mecánico, comercial, estudios, informes, etc.).

Material y equipos

En cuanto al hardware, el recurso principal ha sido el ordenador portátil personal con CORE i7-6700HQ con RAM instalada 8 GB y un sistema operativo de 64 bits, procesador basado en x64, de Windows 10 Home. El software comprende el conjunto de programas informáticos Microsoft Excel, Microsoft Powerpoint, Microsoft Word, Microsoft Teams, Autodesk Autocad 2019, Mendeley para referencias bibliográficas, PDF Reader.

Conexión a Internet

La conexión a internet ha sido imprescindible para elaborar el proyecto por los siguientes motivos:

Se ha obtenido toda la información sobre el estado actual de la nueva regulación del autoconsumo colectivo en España, destacándose el RD244/2019 y la nueva modificación de los coeficientes de reparto. Estos documentos legislativos, entre otros, han sido la base fundamental para establecer los términos principales que abordar; desde la configuración de los equipos de medida en los puntos frontera y punto de generación, las condiciones técnicas, burocráticas, acuerdos implicados, cálculos de coeficientes, etc. Además, se ha incluido en el análisis económico el nuevo cambio legislativo de la tarifa de peaje de acceso a la red en los términos de potencia y de energía para la factura eléctrica. A lo largo del desarrollo del proyecto el alumno ha sostenido una actitud activa de investigación de lectura de artículos de periódicos sobre las posturas por el cambio de tarifa y la tendencia creciente del precio de la electricidad en MIBEL.

Los datos de entrada meteorológicos han sido descargados desde la herramienta “Solar radiation tool” de Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). La base de datos PVGIS-SARAH (0,05º x 0,05º) están desarrolladas a partir de datos de satélite, basada en el algoritmo de CM SAF para Europa, África, Asia y América. Con este registro se ha podido estimar los promedios de los parámetros iniciales de condiciones de contorno.

Gran peso del cálculo relacionado con la generación fotovoltaica procede de las recomendaciones contempladas en el “Pliego de condiciones técnicas en Instalaciones conectadas a red” del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Es fundamental tener en cuenta el fundamento teórico para poder comparar cualitativa y cuantitativamente las diversas alternativas propuestas para el diseño. El trabajo presentado comprueba todas las pérdidas más importantes de la instalación, el performance ratio y la producción de generación anual para cada alternativa del sistema global (fotovoltaica más almacenamiento).

A través de Internet ha sido posible encontrar las fichas técnicas y los precios de los equipos y materiales eléctricos y estructurales. La preferencia en este caso ha sido investigar el mercado del comercio local, por abaratamiento de costes, para el análisis comparativo de las alternativas candidatas para la solución final adoptada.

Conexión entre los dos tutores y el alumno por vía Teams para reuniones periódicas según las necesidades, dudas y aclaraciones debidas. Gracias a este método se ha asegurado el enfoque correcto para abordar el objeto de estudio y retomar una serie de correcciones pertinentes cuando ha sido necesario.

Metodología desarrollada

El TFM está estructurado por una memoria y sus anexos, un presupuesto, una bibliografía y los planos tal y como recomienda la *plantilla de TFM* de la *Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales*. Todos los cálculos han sido elaborados por el alumno con Excel (diseño, análisis técnico, viabilidad económica, simulación, presupuesto y anexos).

Primero, se recopila los datos de entrada iniciales extraídos en *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*. Seguidamente, todos los cálculos de la simulación de optimización de las alternativas se realizan bajo las recomendaciones de *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)* en su “*Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red (2011)*”.

Posteriormente, los presupuestos de ejecución material y el coste de la producción de una unidad de energía de las alternativas se realizan con Excel. En cuanto a la solución adoptada, el cálculo del estudio de cargas estructurales y de viento se han llevado a cabo según el *Código Técnico de Edificación (CTE)*. El cálculo de las secciones del cableado de alterna y de continua se basa en la normativa del *Reglamento electrotécnico para baja tensión*.

Los perfiles de consumidores y las tarifas de mercado regulado y libre se ajustan a los hogares del barrio valenciano. Según EL *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril*, se calcula la energía consumida, producida, excedentaria y almacenada en términos horarios, diarios, mensuales y anuales netos individualizados.

Los planos son elaborados con Autocad y toda la bibliografía utilizada es citada en la memoria y anexos según la *Guía de Buenas Prácticas en la Elaboración de Trabajos Académicos*.

Capítulo 7

7. Conclusiones

En conclusión, en este TFM se ha comprobado que el éxito del autoconsumo colectivo, para revolucionar los núcleos urbanos hacia ciudades más eficientes y sostenibles, está casi asegurado durante la próxima década. Las condiciones meteorológicas de la ciudad de Valencia abren paso a la entrada de esta idea revolucionaria. Bajo el marco regulatorio nacional -y local- y con la aportación de las subvenciones económicas, los resultados de los análisis de la viabilidad técnica y económica del presente trabajo confirman que los proyectos de instalaciones próximas a red satisfacen con creces las necesidades de una comunidad vecinal.

En general se ha superado todas las expectativas, pese a la gran inversión implícita en plantas generadoras con sistema de almacenamiento y con una red de comunicación entre dispositivos de gestión eficiente de energía y de monitorización. Se optimizan los beneficios energéticos y económicos para todos sus asociados, superándose los requisitos del alcance del proyecto.

El diseño óptimo de la instalación queda certificado ya que, a lo largo de todo curso, gran parte de la producción FV es absorbida por la demanda (49%) o es almacenada (31%), el restante es vertido a la red (19%). La clave para aprovechar al máximo la energía gratuita es enfocar la explotación del autoconsumo por encima de la compensación simplificada de los excedentes en la factura eléctrica -la diferencia entre el ahorro por no consumir de red y el descuento en la factura por verter es mayor que el doble-. Tras decidir la solución adoptada entre las alternativas propuestas, el coste de la producción eléctrica unitaria es de 1,52 €/kWh, lo cual entra dentro de los valores típicos de fotovoltaica residencial con almacenamiento. Otros parámetros técnicos que respaldan esta hipótesis es el promedio mensual del performance ratio entre el 80% (verano) y el 87% (invierno) y las pequeñas pérdidas por inclinación, orientación y sombras (6,88%) y por cableado (0,005%). Debido a la potencia instalada máxima de 35 kWp y la capacidad de almacenamiento de 50 kWh, se pronostica un autoconsumo anual de 47,7 MWh - el 18,6 MWh proviene de la descarga de las baterías-, un consumo de la red de 19,4 MWh y un vertido de excedentes de 13,5 MWh.

Respecto al ahorro energético, ha resultado que, en el primer curso desde la puesta en marcha, el 72% de la demanda total entre las 17 viviendas -13 consumidores del perfil 1 que residen a lo largo de todo el año y 4 consumidores del perfil 2 que se van de vacaciones durante Julio y Agosto- es autoconsumida por la generación fotovoltaica (61%) y por la descarga de las baterías de litio (39%). La complementariedad de ambas tecnologías habilita el autoconsumo durante los

periodos punta y llano cuando el precio de la electricidad en el mercado intradiario es mayor. Se almacenan los “hipotéticos excedentes” durante las horas de gran producción y menor demanda para aprovecharlos gratuitamente en las horas nocturnas con largos picos de consumo.

El ajuste de la solución adoptada para el diseño de la instalación próxima a la red asegura unos resultados económicos deseables para los asociados al final de vida útil de 25 años. La larga durabilidad de los equipos permite el tiempo suficiente para amortizar la inversión. Por un lado, los costes acumulados son el presupuesto base de licitación de 60.827,59€ (70%), el pago del alquiler por uso de la azotea del 10% del ahorro (15%), las tasas, los impuestos bonificados y el coste de mantenimiento (15%). Por el otro lado, el origen de las ganancias económicas procede principalmente del autoconsumo (87%), del descuento por la compensación de excedentes (7%) y de la deducción de la renta por IVACE (6%). Bajo estos supuestos y entre otros, la viabilidad económica se define por los ahorros económicos totales, el periodo de retorno, el Valor Actual Neto (VAN) a los 25 años y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Considerando la particularidad de los perfiles de los consumidores, se informa de que los ahorros acumulados económicos con la nueva tarifa 2.0TD para el perfil 1 están entre 9.000 y 10.500 € -entre 72% y 80,5% con respecto al coste de consumo de red sin autoconsumo- y para el perfil 2 entre 7.000 y 8.000€ -entre 72% y 77%-. Ciertamente, dichos ahorros porcentuales se adecuan a las expectativas típicas de los sistemas híbridos con fotovoltaica y baterías de litio de alto voltaje, que puede alcanzar hasta valores superiores del 85%. Los autoconsumidores quedan satisfechos por un periodo de retorno entre 8 y 9 años, un TIR entre 9 y 11% según el perfil del consumidor y el tipo de contrato con su comercializadora libre o regulada PVPC. Seguramente, no es de extrañar que, si hubiese sido un autoconsumo sin baterías, el coste de inversión se reduciría mucho y se hubiese amortizado 1 o 2 años antes, no obstante, con las baterías la acumulación de las ganancias es potencialmente mayor al final de la vida útil.

En este estudio técnico y económico, también se ha decidido valorar el efecto de los coeficientes dinámicos en contraste con los estáticos en el acuerdo de reparto de la generación. El gran cambio significativo que se ha planteado en este caso práctico es el siguiente: con los estáticos, el perfil 2 vierte a la red toda su generación individualizada para su correspondiente compensación en la factura, pero con los dinámicos, el perfil 2 cede solidariamente toda esa generación al resto de los propietarios.

Evidentemente, cabe esperar que la rentabilidad del proyecto mejora debido al ajuste más preciso ante las necesidades, sin embargo, ha sorprendido que dicha mejora es diferente según el perfil de la curva de consumo y los coeficientes de reparto asignados a cada consumidor. Se ha observado que con el contrato de coeficientes dinámicos normalizado en España se ha podido igualar las diferencias de rentabilidad entre los perfiles 1 y 2 que se estimaba con coeficientes estáticos. Es decir, sí que mejora la situación para el perfil 2 pero permanece igual para el perfil 1, ya que para este último la proporción de asumir más responsabilidad de gastos y de obtener más ganancias es casi la misma. Las ventajas de los coeficientes dinámicos se resumen en la mejora en el periodo de retorno de un año, en el TIR (+2%) y en el VAN a los 25 años (+1%) para el perfil 2 y la mejora de los ahorros (+6%) para el perfil 1 al aumentar su autoconsumo.

Asimismo, que sea posible alcanzar estos resultados positivos con los avances de la tecnología y con la nueva transición ecológica regulada por los estados miembros, no garantiza la implantación del autoconsumo colectivo en las ciudades como Valencia. De hecho, no basta con

seguir mejorando la competitividad de dicha tecnología con respecto a otras, ni tampoco incrementar las ayudas económicas, existen otras cuestiones que afrontar.

Según la opinión de los profesionales del sector, el aspecto cultural es realmente crítico para llevar a cabo un proyecto de este calibre en España. Puede ser muy complicado que una comunidad de vecinos consiga acordar en comprometerse en un proyecto comunitario que tiene una durabilidad de 25 años, con inversiones más grandes de lo común y con una solidaridad excepcional. La relevancia de difundir toda la información necesaria entre la población es el único medio para liberar a la misma de la incertidumbre. Así surge la figura de los “gestores energéticos”, aquellas personas interesadas en esta tecnología, que liderarán y arrastrarán al resto de vecinos para aventurarse al autoconsumo colectivo.

Los organismos públicos tienen la responsabilidad de implantar este tipo de tecnologías en los edificios públicos con el fin de explotar las oportunidades que ofrece y así dar ejemplo a la ciudadanía. La formación y el empoderamiento de los prosumidores es una de las bases para la revolución energética, hay que concienciar e informar a la población sobre las ventajas de la fotovoltaica.

El potencial de autoconsumo colectivo aún está limitado por la nueva regulación española, por ejemplo, las 3 condiciones restrictivas de distancia entre punto de generación y los puntos frontera de los sujetos, el uso único de la misma red de baja tensión y los 14 dígitos de referencia catastral. En Europa, nuestra normativa es una de las referentes, pero en otros países como Francia dichos límites son más flexibles. Los profesionales exigen que se amplíen mucho más las posibilidades, las distancias sean más largas en zonas urbanas -1 o 2 km- y en zonas rurales hasta 20 km (Francia) y se añada el uso de redes de media y alta tensión para abastecer a polígonos sectoriales con grandes picos de demanda. Otras de las críticas más reconocibles ha sido la nueva modificación del Anexo I para la implantación de los coeficientes dinámicos. La esencia de estos es igual de rígida que los estáticos, tienen una excesiva dependencia con el estudio previo del perfil de las curvas de consumo individualizados. En Francia existen tres tipos de coeficientes – y no dos- y la tercera opción es asignar los coeficientes después de las lecturas del contador en proporción con los consumos instantáneos. Así se ajusta más a la realidad de lo que sucede y los riesgos se minimizan.

En fin, los objetivos para el horizonte de 2030 de la revolución energética mundial y nacional se enfocan en la descarbonización y en la electrificación de la economía para resolver el gran problema climático. Las herramientas clave en las cuales pesan gran responsabilidad de dicha transición se respalda en el autoconsumo colectivo en comunidades energéticas solares en zonas urbanas. El grado de conciencia social sobre el valor de la energía y las consecuencias de nuestros hábitos cada vez serán más profundas y vitales para la convivencia sostenible y eficiente. Es importante que se fomenten este tipo de ideas innovadoras con subvenciones económicas y apoyo a la investigación en el desarrollo de la tecnología de la información y de la fotovoltaica.

Parte II

Estudio económico

Capítulo 8

8.1. Estudio de la viabilidad económica individualizada del proyecto

El estudio de la rentabilidad del proyecto queda parametrizado con el Valor Actual Neto a los 25 años (VAN), el TIR, los ahorros totales y el periodo de retorno. Se pretende concluir con el conocimiento del grado de satisfacción de los usuarios con los beneficios de esta modalidad del autoconsumo, bajo el marco regulatorio estatal y con la aportación de las ayudas económicas autonómicas y locales.

La planta FV de potencia pico 36,45 kWp con almacenamiento de 49,8 kWh trae consigo unos costes definidos por el presupuesto base de licitación de 60.827,59 €, el pago de alquiler para el colegio de 10% de las ganancias, la tasa de licencia (3%), el ICIO bonificado (5% del 3,8%), el IBI bonificado (50% del 0,723%) y el coste de operación y mantenimiento -con garantía de 5 años- (5% de la inversión inicial). Otra ayuda que se ha contemplado en este estudio es la deducción de la renta (40%) por IVACE, máximo de 8.000 € repartidos entre los 17 propietarios.

Cada año se asume la ratio de inflación (0,5%) y la reducción de eficiencia del módulo FV (-1%). Consecuentemente, se ha observado que reduce paulatinamente los ahorros cada año, hasta -15% desde la puesta en marcha. Por estar en el lado de la seguridad, no se aplica un incremento anual (+1%) en el precio tarifario de los contratos eléctricos.

En cuanto a la rentabilidad individual, con el contrato de coeficientes estáticos los perfiles 1 - todo el año en residencia- amortizan antes y sacan mayor rentabilidad que el perfil 2 - Julio y Agosto se van de vacaciones-. No obstante, es muy importante destacar que con el contrato de los coeficientes dinámicos la rentabilidad mejora para el perfil 2 hasta el punto de equiparar los resultados del primero. La mejora es significativa para el perfil 2 en el VAN a los 25 años (+1%), en el TIR (+2%) y en el periodo de retorno (-1 año), para el perfil 1 los parámetros económicos se mantienen puesto que asumen más responsabilidad en la inversión con un incremento proporcional de las ganancias.

A partir del octavo año ya se amortiza toda la inversión inicial y los gastos generales acumulados, desde entonces los propietarios, además de liberalizarse de las fluctuaciones del mercado eléctrico, se suman las ganancias acumuladas hasta finalizar la vida del proyecto. Los ahorros totales al final de vida útil son diferentes según el perfil y la tarifa contratada. El perfil 1 con la nueva tarifa logra entre 9.000 y 10.500€ mientras que el perfil 2 entre 7.000 y 8.000€ (-20%).

Igualmente, la diferencia de los ahorros totales según el tipo de la tarifa 2.0TD (libres o reguladas PVPC) supone un +15%.

Finalmente, los costes fijos y variables se dividen en 70% de inversión inicial, 15% de alquiler y 15% de tasas, de impuestos y de mantenimiento. Los costes acumulados serían entre 4.200 € y 5.350 €. Asimismo, casi el 90% de las ganancias proceden del autoconsumo, seguido del descuento por excedentes (7%) y la deducción de la renta. Según los resultados, el proyecto devuelve un retorno de prácticamente el doble de lo que se ha invertido, el VAN a los 25 años está en un rango de [3.500-5.800]€.

8.1.1. Datos de entrada

Los datos de entrada para el estudio de la viabilidad económica del proyecto son (ver tabla 39):

- El reparto de la producción neta individualizada y de la inversión económica inicial.
- La tarifa contratada en la factura eléctrica.
- Los ahorros económicos anuales a lo largo de la vida útil del proyecto (25 años).
- Los impuestos IBI (deducido en la renta por IVACE) e ICIO bonificado.
- Las tasas de licencia en Valencia.
- El alquiler anual de la azotea del 10% de la previsión de ingresos para el colegio.
- El mantenimiento y garantía.
- La reducción de la eficiencia de los paneles.
- La ratio de inflación anual.

Potencia pico nominal	36,45	kWp
Horas equivalente	1681	h/año
Reducción eficiencia panel	1%	anual
PR performance ratio	82,9%	Promedio anual
Presupuesto base de licitación total	60.827,59 €	
Beneficio Colegio (A)	10%	591,47 €
Beneficio Colegio (B)	10%	606,38 €
Tasas de licencia	3,0%	Ayto de Valencia
Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras	3,8%	Ayto de Valencia
Bonificación del ICIO	95,0%	Ayto de Valencia
Impuesto sobre bienes inmuebles IBI	0,723%	Ayto de Valencia
Bonificación del IBI	50,0%	máximo 20% presupuesto total
Deducción de la renta	40%	máximo 8000 € por IVACE
Coste operación y mantenimiento	5,0%	Inversion inicial
Garantía del mantenimiento	5	años
Ratio de inflación	0,5%	anual

Tabla 38. Factores del estudio de la viabilidad económica.

Con el fin de enriquecer el estudio se va a incluir las anteriores tarifas del peaje de acceso de la red para el término de energía: por defecto 2.0, con discriminación horaria 2.0DHA y con bono social. Se ha recopilado el precio promedio de todas las tarifas desde 2015, los datos han sido extraídos de la web de REE [10]. Teniendo en cuenta lo comentado en la sección 2, se pronostica que con la nueva tarifa el término de energía subirá mientras que el término de potencia bajará. En la tabla 40 aparece la estimación de los términos de facturación de la nueva tarifa 2.0TD es 0,133€/kWh para comercializadoras libres y 0,117€/kWh para las comercializadoras reguladas.

Mes	Libre		Regulada PVPC				
	2.0A	2.0TD	Por defecto	2.0DHA	Bono social	2.0TD	Excedentes
	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh
E	0,180	0,133	0,121	0,100	0,061	0,117	0,050
F	0,180	0,133	0,108	0,087	0,054	0,117	0,032
M	0,180	0,133	0,104	0,083	0,052	0,117	0,035
A	0,180	0,133	0,103	0,082	0,052	0,117	0,034
My	0,180	0,133	0,105	0,084	0,052	0,117	0,035
J	0,180	0,133	0,110	0,089	0,055	0,117	0,039
JL	0,180	0,133	0,113	0,092	0,056	0,117	0,043
A	0,180	0,133	0,112	0,091	0,056	0,117	0,040
S	0,180	0,133	0,113	0,092	0,056	0,117	0,042
O	0,180	0,133	0,115	0,095	0,058	0,117	0,042
N	0,180	0,133	0,118	0,097	0,059	0,117	0,042
D	0,180	0,133	0,118	0,097	0,059	0,117	0,038
Media	0,180	0,133	0,112	0,091	0,056	0,117	0,039

Tabla 39. Término de facturación de energía y precio de la energía excedentaria del autoconsumo. Fuente: REE[10]

8.1.2. Los ahorros económicos con el contrato de coeficientes dinámicos en el primer año

El ahorro económico es la suma del ahorro de autoconsumo (fotovoltaica + almacenamiento) y el descuento de la compensación simplificada por vertido de excedentes. El ahorro por autoconsumir se materializa por la obtención de energía gratuita en vez de extraerla de la red. También se podría haber contabilizado la reducción de potencia en la facturación, pero no se tomó en consideración para plantear un caso más restrictivo y seguro.

Se estima que el perfil 1 es el mayor beneficiado entre los dos perfiles por autoconsumir a lo largo de los 12 meses, cuando los sujetos del perfil 2 lo hacen a lo largo de 10 meses. Con la nueva tarifa 2.0TD la diferencia de ahorro por autoconsumo podría suponer alrededor del 20%.

El descuento por la compensación de excedentes tiene menor impacto que el autoconsumo por las diferencias de precio unitario de energía entre los contratos de luz (0,13 €/kWh) y la compensación simplificada de excedentes (0,05 €/kWh). Asimismo, con la nueva tarifa 2.0TD los beneficios son mayores en comparativa con la mayoría de las antiguas tarifas debido a la subida del precio de electricidad en el término variable. Por la misma razón, en general los ahorros son mayores en contratos con comercializadoras libres que con las reguladas PVPC.

Todo lo expresado se ilustra en las figuras 83 y 84, que sirven de comparación entre las tarifas y los perfiles.

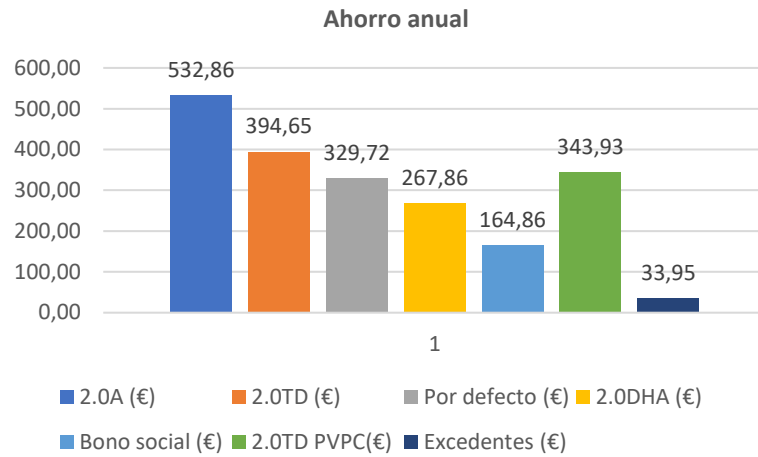


Figura 83. Ahorro anual de cada tarifa para el perfil 1 en el contrato B.

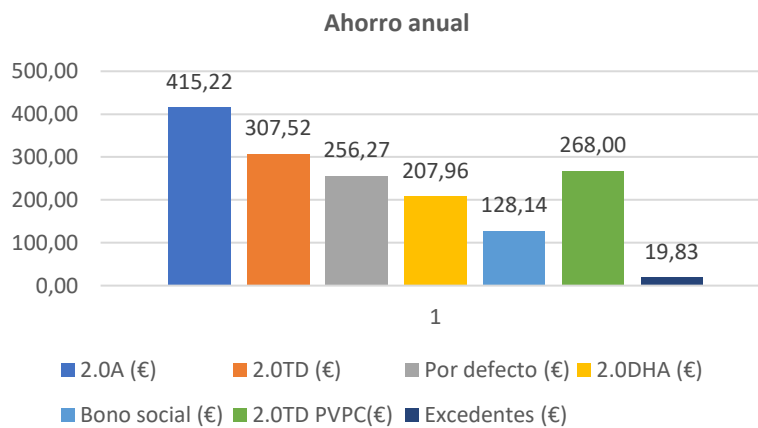


Figura 84. Ahorro anual de cada tarifa para el perfil 2 en el contrato B.

Los paneles fotovoltaicos tienen una degradación anual de 1% con respecto a su eficiencia en el catálogo en condiciones STC. La reducción de la generación, junto a la ratio de inflación, reduce ligeramente los ahorros económicos cada año (ver figura 85). Las ganancias disminuyen paulatinamente, reduciéndose alrededor del 15% desde la puesta en marcha hasta el último año.

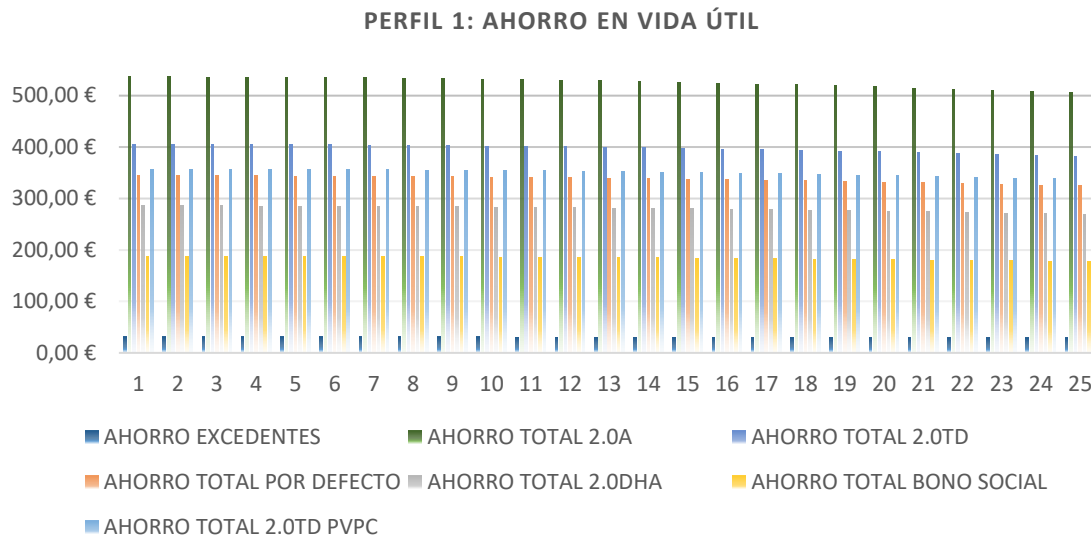


Figura 85. Ahorros en la vida útil según las tarifas del perfil 1.

En la tabla 41 se detallan los ahorros totales al final de vida útil de la planta, son diferentes según el perfil y la tarifa contratada. El perfil 1 con la nueva tarifa logra entre 9.000 y 10.000€ mientras que el perfil 2 entre 7.000 y 8.000€ (20% menos).

Tarifas	Perfil 1	Perfil 2
2.0A €	13.900,67	10.691,62
2.0TD €	10.513,03	8.051,88
PVPC 2.0TD €	8.937,65	6.824,30
PVPC POR DEFECTO €	7.420,52	5.642,11
PVPC 2.0DHA €	9.270,08	7.083,34
PVPC BONO SOCIAL €	4.888,96	3.669,45

Tabla 40. Orden de tarifas según los ahorros acumulados al final de la vida útil.

A continuación, se muestran los resultados alcanzados al final de la vida útil del proyecto: costes fijos y variables, ingresos fijos y variables, flujos de caja acumulados y los parámetros económicos de VNA, TIR y periodo de retorno.

8.1.3. Los costes e ingresos acumulados, los flujos de cajas actualizado y acumulado

Las cuotas de los costes e ingresos acumulados son similares para todos los perfiles, lo que varía son los costes e ingresos en términos absolutos. Los costes fijos y variables se dividen en 70% de inversión inicial, 15% de alquiler y 15% de tasas, de impuestos y de mantenimiento (figura 86).

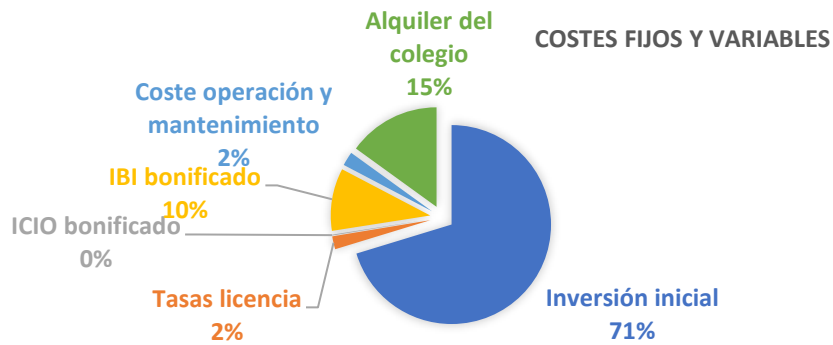


Figura 86. Costes fijos y variables del perfil 2.

Las cuotas de los ingresos totales acumulados para todos son bastante parecidas: casi el 90% de las ganancias proceden del autoconsumo, seguido del descuento por excedentes y la deducción de la renta (figura 87).

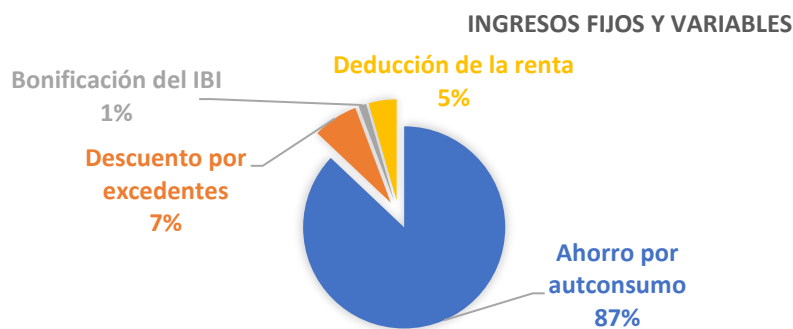


Figura 87. Ingresos fijos y variables del perfil 2 con la tarifa 2.0TD con comercializadora libre.

Asimismo, con el flujo de cajas actualizado se vislumbra la magnitud de la inversión inicial individualizada en el proyecto en comparación con el retorno de los ingresos anuales (ver figura 88). El apoyo de las instituciones valencianas y estatales se nota en el primer año -con la deducción de la renta por IVACE- y durante los primeros 10 años -con la bonificación del IBI-.

El flujo de cajas es la suma de ingresos y gastos de ese año:

$$t \in [0, 25] \quad FC_t = \text{INGRESOS}_t + \text{GASTOS}_t \quad (73)$$

El flujo de caja actualizado es el flujo de caja del año t, desde la puesta en marcha, al cual se le aplica la ratio de inflación $r=0,5\%$.

$$t \in [0, 25] \quad FCA_t = \frac{FC_t}{(1 + r)^t} \quad (74)$$

PERFIL 2: FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO

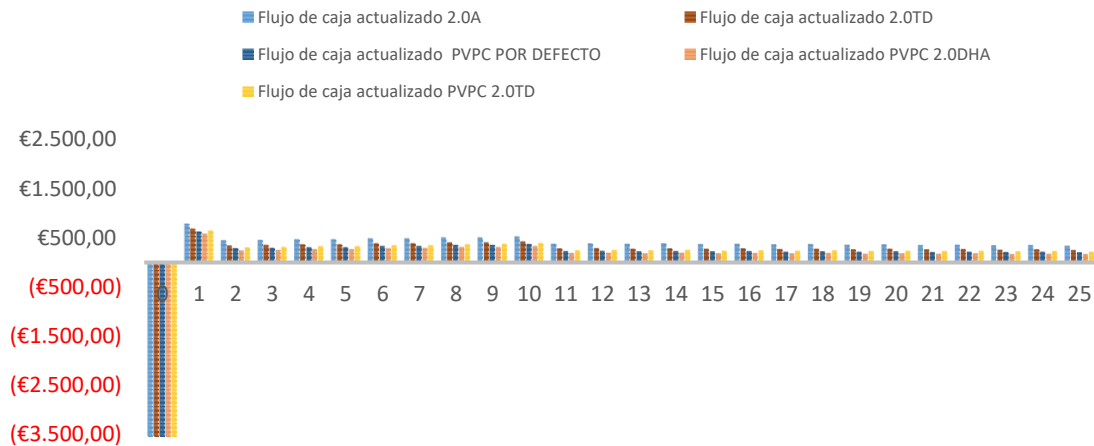


Figura 88. Flujo de caja actualizado del perfil 2 en el contrato B.

En cuanto al flujo de cajas acumulado, nos ayuda a predecir la viabilidad económica del proyecto a nivel individual (ver figura 89). El proyecto es rentable hoy en día con la nueva tarifa 2.0TD ya que superan el límite “cero” de flujo de cajas acumulado. En este sentido sobrepasar el límite significa que los ingresos son mayores que los costes. El periodo de retorno es de 8 años (libre) y de 9 años (PVPC), son valores aceptables en el sector de la fotovoltaica con baterías de litio. Seguramente sin baterías el periodo de retorno habría sido menor al despreciar el alto coste de los racks y los inversores/cargadores.

PERFIL 2: FLUJO DE CAJAS ACUMULADO

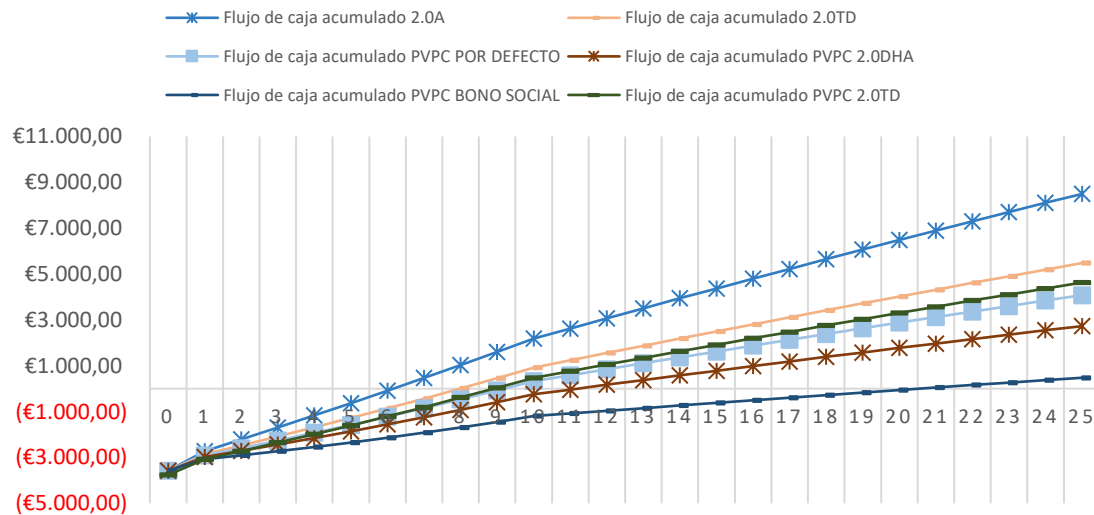


Figura 89. Flujo de caja acumulado del perfil 2 en el contrato B.

8.1.4. VAN, TIR, ahorros totales y periodo de retorno

El Valor Actual Neto (VAN) resta la inversión inicial con el flujo de cajas de los costes y los ingresos actualizados (aplicando la ratio de inflación) a lo largo de un periodo de años, desde

el inicio hasta ese año n . Informa sobre la situación actualizada de los balances económicos hasta la fecha.

$$t \in [0,25] \quad VAN_n = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FCA_t}{(1+r)^t} \quad (75)$$

n : periodo de años dentro de la vida útil.

El TIR es la tasa de descuento que hace que el VAN en el último año de la vida útil sea igual a 0. Mide la rentabilidad del proyecto en porcentaje.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^{25} \frac{F_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (76)$$

Según los resultados finales (tabla 42 para el perfil 1 y tabla 43 para el perfil 2), el proyecto devuelve un retorno de ganancias de prácticamente el doble de lo que se ha invertido, con un TIR alrededor del 10% y con la amortización entre 8 y 9 años. Las inversiones asumidas por los sujetos (entre 4.200€ y 5.350€) son plenamente compensadas con creces (entre 7.000 y 10.500 € de ganancias).

PERFIL 1	Libre		PVPC			
	2.0A	2.0TD	Por defecto	2.0DHA	Bono social	2.0TD
VAN 25 €	8.973,23	5.794,20	4.315,83	2.892,13	516,47	4.627,79
Ahorro total €	13.900,67	10.513,03	8.937,65	7.420,52	4.888,96	9.270,08
Ingresos €	14.507,24	11.119,60	9.544,22	8.027,09	5.495,53	9.876,65
Costes €	5.358,13	5.358,13	5.358,13	5.358,13	5.358,13	5.358,13
TIR	15%	11%	8%	6%	1%	9%
Retorno (año)	7	8	10	12	21	9

Tabla 41. Valor neto actual en el último año de la vida útil, los ahorros totales, el TIR y el retorno para el perfil 1 en el contrato B.

PERFIL 2	Libre		PVPC			
	2.0A	2.0TD	Por defecto	2.0DHA	Bono social	2.0TD
VAN 25 €	6.922,46	4.445,28	3.293,30	2.183,91	332,73	3.536,39
Ahorro total €	10.691,62	8.051,88	6.824,30	5.642,11	3.669,45	7.083,34
Ingresos €	11.270,00	8.630,26	7.402,68	6.220,49	4.247,83	7.661,72
Costes €	4.226,27	4.226,27	4.226,27	4.226,27	4.226,27	4.226,27
TIR	15%	11%	8%	6%	1%	9%
Retorno (año)	7	8	10	12	22	9

Tabla 42. Valor neto actual en el último año de la vida útil, los ahorros totales, el TIR y el retorno para el perfil 2 en el contrato B.

8.1.5. Tabla-resumen de los parámetros de la viabilidad económica

Con la tabla-resumen 44 se sacan conclusiones sobre el efecto de los coeficientes dinámicos (B) frente a los estáticos (A).

Perfil	A		B		A vs. B	
	1	2	1	2	1	2
Coefficientes de reparto						
Media anual	0,0588	0,0588	0,062	0,049	5%	-17%
Energía kWh						
P inv,cc	79.288,48	79.288,48	84.423,33	62.600,22	6%	-21%
Autoconsumo	61.733,93	50.740,52	65.116,52	50.740,52	5%	0%
Excedentes	17.462,68	28.456,09	19.214,94	11.767,83	10%	-59%
Ahorro por autoconsumo €						
2.0A	12.381,96	10.177,02	13.060,41	10.177,02	5%	0%
2.0TD	9.170,29	7.537,27	9.672,76	7.537,27	5%	0%
POR DEFECTO	7.676,75	6.309,69	8.097,38	6.309,69	5%	0%
2.0DHA	6.238,43	5.127,51	6.580,25	5.127,51	5%	0%
BONO	3.838,37	3.154,85	4.048,69	3.154,85	5%	0%
PVPC 2.0TD	7.991,91	6.568,73	8.429,81	6.568,73	5%	0%
Descuento por excedentes €						
EXCEDENTES	763,64	1.244,38	840,27	514,61	10%	-59%
Ahorro total €						
2.0A	13.145,60	11.421,40	13.900,67	10.691,62	6%	-6%
2.0TD	9.933,94	8.781,66	10.513,03	8.051,88	6%	-8%
POR DEFECTO	8.440,39	7.554,07	8.937,65	6.824,30	6%	-10%
2.0DHA	7.002,07	6.371,89	7.420,52	5.642,11	6%	-11%
BONO	4.602,01	4.399,23	4.888,96	3.669,45	6%	-17%
PVPC 2.0TD	8.755,55	7.813,12	9.270,08	7.083,34	6%	-9%
Coste eléctrico sin autoconsumo €						
2.0A	18.582,74 €	15.042,00 €	18.582,74 €	15.042,00 €		
2.0TD	13.762,70 €	11.140,37 €	13.762,70 €	11.140,37 €		
POR DEFECTO	11.521,19 €	9.325,96 €	11.521,19 €	9.325,96 €		
2.0DHA	9.362,58 €	7.578,65 €	9.362,58 €	7.578,65 €		
BONO	5.760,60 €	4.662,98 €	5.760,60 €	4.662,98 €		
PVPC 2.0TD	11.994,19 €	9.708,83 €	11.994,19 €	9.708,83 €		
Ahorro total %						
2.0A (%)	70,7	75,9	74,8	71,1	6%	-6%
2.0TD (%)	72,2	78,8	76,4	72,3	6%	-8%
POR DEFECTO (%)	73,3	81,0	77,6	73,2	6%	-10%
2.0DHA (%)	74,8	84,1	79,3	74,4	6%	-11%
BONO (%)	79,9	94,3	84,9	78,7	6%	-17%
PVPC 2.0TD (%)	73,0	80,5	77,3	73,0	6%	-9%
Gastos y ayudas €						
Inversión	- 3.578,09	- 3.578,09	- 3.761,59	- 2.981,74	5%	-17%
Alquiler	- 765,43	- 765,43	- 804,69	- 637,86	5%	-17%
Tasas	- 107,34	- 107,34	- 112,85	- 89,45	5%	-17%
ICIO	- 6,80	- 6,80	- 7,15	- 5,67	5%	-17%
IBI	- 517,39	- 517,39	- 543,93	- 431,16	5%	-17%
Bonificación	129,35	129,35	135,98	107,79	5%	-17%
Deducción renta	470,59	470,59	470,59	470,59	0%	0%
Op. & Mant.	- 115,76	- 115,76	- 127,94	- 80,39	11%	-31%
Flujo de caja acumulado €						
2.0A	8.491,61	6.873,59	8.973,23	6.922,46	6%	1%
2.0TD	5.477,73	4.396,41	5.794,20	4.445,28	6%	1%
POR DEFECTO	4.076,15	3.244,42	4.315,83	3.293,30	6%	2%
2.0DHA	2.726,41	2.135,04	2.892,13	2.183,91	6%	2%
BONO	474,15	283,86	516,47	332,73	9%	17%
PVPC 2.0TD	4.371,91	3.487,51	4.627,79	3.536,39	6%	1%

TIR (%)						
2.0A	15%	13%	15%	15%	0%	+2%
2.0TD	11%	9%	11%	11%	0%	+2%
POR DEFECTO	8%	7%	8%	8%	0%	+1%
2.0DHA	6%	5%	6%	6%	0%	+1%
BONO	1%	1%	1%	1%	3%	0
PVPC 2.0TD	9%	7%	9%	9%	0%	+2%
Periodo de retorno (años)						
2.0A	7	8	7	7	0%	-1
2.0TD	8	9	8	8	0%	-1
POR DEFECTO	10	11	10	10	0%	-1
2.0DHA	12	13	12	12	0%	-1
BONO	21	23	21	22	0%	-1
PVPC 2.0TD	9	10	9	9	0%	-1

Tabla 43. Resumen de los resultados de los contratos A (estáticos) y B (dinámicos).

Los resultados demuestran que coeficientes dinámicos mejoran los beneficios para los sujetos asociados, sobre todo para aquellos que no desean malgastar energía excedente y se reparte de un modo más eficiente para el autoconsumo, más sensato que el vertido a la red. De cualquier manera, se esperaba una mejora en la rentabilidad para aquellos que asumen más responsabilidad y autoconsumen más (perfil 1) pero realmente se mantiene constante su rentabilidad. Algunas anotaciones al respecto:

❖ Perfil 1

1. Mejora del autoconsumo individualizado (+5%) y los excedentes (+10%), que se traduce en un incremento en el ahorro por autoconsumo (+5%) y en el descuento en la factura (+10%).
2. Asumen más responsabilidad en la inversión inicial, en el alquiler, en los impuestos y tasas proporcionalmente con el aumento de su coeficiente (+5%) y en los costes de operación y mantenimiento por la instaladora (+11%).
3. Independientemente de la tarifa, el VAN a los 25 años incrementaría un 6% a pesar de que el TIR y el periodo de retorno permanecen igual. Se puede llegar a entender si se percata de que los incrementos explicados en el punto 1 y en el punto 2 en cierto modo se compensan.

❖ Perfil 2

1. Los excedentes de los 2 meses de vacaciones no serían compensados sino cedidos a los autoconsumidores de perfil 1. Luego, los ahorros por autoconsumo permanecen estables (10 meses) pero el descuento de excedentes disminuye drásticamente (-59%). Los ahorros totales caen un -8 y -9% por la ausencia de la compensación de esos excedentes en verano.
2. De forma favorable, la responsabilidad de todos los gastos decae notablemente (+17%) proporcionalmente a la reducción del coeficiente, incluso más en el coste de operación y mantenimiento (-31%).
3. En consecuencia, el VAN a los 25 años mejora ligeramente (+1%).
4. Todo lo comentado simultáneamente optimiza la rentabilidad, tanto que equipara la rentabilidad del perfil 2 con el perfil 1, véase en el TIR (+2%) y en el periodo de retorno (-1 año).

8.2. Presupuesto

Primero se muestra el presupuesto de las alternativas utilizado en la sección 4 y segundo se detallan los presupuestos parciales y el presupuesto base de licitación de la solución adoptada.

8.2.1. Presupuesto de ejecución material de las alternativas

El presupuesto de cada alternativa se detalla por capítulos en la tabla 45. El presupuesto de ejecución material contempla el conjunto de los paneles fotovoltaicos, el inversor, la estructura de soporte, bloques pretensados, grúa, cableado, protecciones, meter bidireccional de generación neta, mano de obra, garantía para mantenimiento incluido durante los primeros 5 años, monitorización, atención al cliente, impuestos y beneficio industrial.

	OESTE			ESTE		
	1	2	3	1	2	3
Capítulo I – Equipos y materiales eléctricos						
Inversores, equipo de medición, de gestión y de monitorización	5.163,80 €	5.163,80 €	5.163,80 €	5.163,80 €	5.163,80 €	5.163,80 €
Módulos fotovoltaicos	5.351,92 €	6.642,90 €	7.971,48 €	1.783,97 €	2.657,16 €	3.985,74 €
Baterías de litio e inversores	28.470,00 €	28.470,00 €	28.470,00 €	28.470,00 €	28.470,00 €	28.470,00 €
Cuadro eléctrico de protecciones para inversores de red y de baterías	315,47 €	354,20 €	394,06 €	208,43 €	234,63 €	274,49 €
Total capítulo I	39.301,19 €	40.630,90 €	41.999,34 €	35.626,21 €	36.525,59 €	37.894,03 €
Capítulo II - Estructura de soporte						
Solarblocs - Bloque de hormigón	3.391,50 €	2.975,00 €	3.380,00 €	1.130,50 €	1.190,00 €	1.690,00 €
Tornillería y piezas metálicas	339,15 €	297,50 €	338,00 €	113,05 €	119,00 €	169,00 €
Total capítulo II	3.730,65 €	3.272,50 €	3.718,00 €	1.243,55 €	1.309,00 €	1.859,00 €
Capítulo III - Montaje, conexiones y protecciones						
Montaje, conexiones y protecciones de módulos fotovoltaicos	1.721,27 €	1.756,14 €	1.828,69 €	1.474,79 €	1.513,38 €	1.590,12 €
Montaje, conexiones y protecciones de baterías de litio	172,13 €	172,13 €	172,13 €	172,13 €	172,13 €	172,13 €
Total capítulo III	1.893,40 €	1.928,26 €	2.000,82 €	1.646,92 €	1.685,51 €	1.762,25 €
Capítulo IV - Conexión a red y puesta en marcha						
Puesta en marcha	94,67 €	94,67 €	94,67 €	94,67 €	94,67 €	94,67 €
Total capítulo IV	94,67 €	94,67 €	94,67 €	94,67 €	94,67 €	94,67 €
Capítulo V - Monitorización, mantenimiento y asistencia de incidencias						
Monitorización, mantenimiento y asistencia de incidencias	1.179,04 €	1.179,04 €	1.179,04 €	1.179,04 €	1.179,04 €	1.179,04 €

Total capítulo V	1.179,04 €	1.179,04 €	1.179,04 €	1.179,04 €	1.179,04 €	1.179,04 €
Capítulo VI - Alquiler de grúa						
Alquiler de grúa	400,00 €	400,00 €	400,00 €	400,00 €	400,00 €	400,00 €
Total capítulo V	400,00 €	400,00 €	400,00 €	400,00 €	400,00 €	400,00 €
Presupuesto total (base imponible)	46.598,95 €	47.505,37 €	49.391,87 €	40.190,38 €	41.193,81 €	43.188,98 €

Tabla 44. Capítulos del presupuesto de ejecución de material de las 6 alternativas.

8.2.2. Presupuestos parciales de ejecución material de la solución final adoptada

El presupuesto base de licitación de la solución adoptada se basa en los siguientes presupuestos parciales.

Presupuesto parcial nº 1. Equipos y materiales eléctricos

Num.	Ud Descripción	Precio (€)	Medición	Importe (€)
<u>1.1.- Inversores, equipo de medición, de gestión y de monitorización y conexiones</u>				
1.1.1	Ud STP 20000TL-30 - Inversor para módulos fotovoltaicos de potencia nominal de salida 20 kW en corriente alterna con 2 MPPT	2.070,00	1	2.070,00
1.1.2	Ud STP 15000TL-30 - Inversor para módulos fotovoltaicos de potencia nominal de salida 15 kW en corriente alterna con 2 MPPT	1.935,00	1	1.935,00
1.1.3	Ud SMA Data Manager M	450	1	450
1.1.4	Ud Sunny Home Manager 2.0	400	1	400
1.1.5	m Cableado de continua unipolar H1Z2Z2-K (P+, P-) para campo FV de sección 1x6mm ² de cobre Cu con aislamiento XLPE	1,60	350	595,00
1.1.6	m Cableado de alterna unipolar RZ1-K (AS) (3F + N + PE) a la salida de inversores FV de sección 1x16mm ² de cobre Cu con aislamiento XLPE	1,70	50	80,00
1.1.7	m Cableado de alterna unipolar RZ1-K (AS) (3F + N + PE) para la bajante FV de sección 1x25mm ² de cobre Cu con aislamiento XLPE	1,80	200	360,00
1.1.8	m Cableado de SMA Speedwire (Ethernet para inst. FV) para conexiones de gestor inteligentes y aparatos de monitorización	1,60	150	240,00
1.1.9	m Embarrado con 4 fusibles MEGA	55	1	55,00
1.1.10	m Canaletas y tubos aislantes	0,8	100	80,00
Total 1.1.- Inversores, equipo de medición, de gestión y de monitorización y conexiones:				6.265,00
<u>1.2.- Módulos fotovoltaicos</u>				
1.2.1	Ud A 450M GS – Módulo fotovoltaico de potencia pico 450 W de 144 células de tecnología mono PERC y eficiencia de 20,70%.	125,48	81	10.163,64
Total 1.2.- Módulos fotovoltaicos:				12.625,62
<u>1.3.- Baterías de litio e inversores / cargadores de baterías</u>				
1.3.1	Ud Rack de 6 baterías de litio de alto voltaje HVM con capacidad de carga/descarga de 16,6 kWh	4.845,00	3	14.535,00
1.3.2	Ud Inversor para baterías de litio de potencia nominal máxima 6 kW	1.775,65	3	5.326,95
Total 1.3.- Baterías de litio e inversores / cargadores de baterías:				19.861,95
<u>1.4.- Cuadro eléctrico de protecciones para inversores y para inversores / cargadores</u>				
1.4.1	Ud Cuadro eléctrico de protecciones para inversores de red: Interruptor magnetotérmico trifásico, interruptor diferencial trifásico de In= 32 A y Un= 400 V y Id= 30mA (RD 244/2019) y descargador de sobretensión permanente Uc=275V y transitoria de tipo II.	195,00	2	390,00

1.4.2 Ud Cuadro eléctrico de protecciones para inversor/cargador de baterías SBS 6.0: Interruptor magnetotérmico trifásico In= 40A, interruptor diferencial trifásico de intensidad nominal tipo A In= 40 A y Un= 400 V y Id= 30mA (RD 244/2019).	150,00	3	450,00
Total 1.4.- Cuadro eléctrico de protecciones para inversores:			840,00
Total presupuesto parcial nº 1 Equipos y materiales eléctricos:			37.130,59

Presupuesto parcial nº 2. Estructura de soporte

Num. Ud Descripción	Precio (€)	Medición	Importe (€)
<u>2.1.- Estructura de soporte</u>			
2.1.1 Ud Solarblocs - Bloque de hormigón de 18° con dimensiones 900 x 150 mm ² y peso 68 kg	50,58	90	4.551,75
2.1.2 Ud Lastre para Solarblocs de hormigón de 18° con dimensiones 1000 x 180 x 100 mm	6,37	180	1.147,50
2.1.3 Ud Presores intermedios - Tornillería y piezas metálicas para apoyar los módulos fotovoltaicos:	1,61	144	232,42
2.1.4 Ud Presores finales - Tornillería y piezas metálicas para apoyar los módulos fotovoltaicos:	1,61	36	58,05
Total 2.1.- Estructura de soporte:			5.989,73
Total presupuesto parcial nº 2 Estructura de soporte:			5.989,73

Presupuesto parcial nº 3. Montaje, conexiones y protecciones

Num. Ud Descripción	Precio (€)	Medición	Importe (€)
<u>3.1.- Montaje, conexiones y protecciones de módulos fotovoltaicos</u>			
3.1.1 h Oficial 1º electricidad: Replanteo y montaje de estructura de soporte, de módulos y de inversores	6,00	7	42,00
3.1.2 h Oficial 2º electricidad: Replanteo y montaje de estructura de soporte, de módulos y de inversores	6,00	7	42,00
3.1.3 h Oficial 1º electricidad: Conexiones entre módulos, inversores, cuadro de distribución bajo tubo existente, instalación de cuadros de protecciones.	6,00	4	24,00
3.1.4 h Oficial 2º electricidad: Conexiones de módulos, inversores, cuadro de distribución bajo tubo existente, instalación de cuadros de protecciones.	6,00	4	24,00
3.1.5 % Costes directos		2%	2,64
3.1.6 % Costes indirectos		1%	1,32
Total 3.1.- Montaje, conexiones y protecciones de módulos fotovoltaicos:			135,96
<u>3.2.- Montaje, conexiones y protecciones de baterías de litio</u>			
3.2.1 h Oficial 1º electricidad: Montaje de rack de baterías y cargadores, conexiones, embarrado.	6,00	1	6
3.2.2 h Oficial 2º electricidad: Montaje de rack de baterías y cargadores, conexiones, embarrado.	6,00	1	6
3.2.3 % Costes directos		2%	0,24
3.2.4 % Costes indirectos		1%	0,12
Total 3.2.- Montaje, conexiones y protecciones de baterías de litio:			12,36
Total presupuesto parcial nº 3 Montaje, conexiones y protecciones:			148,32

Presupuesto parcial nº 4 - Conexión a red, inspección de OCA y puesta en marcha

Num. Ud Descripción	Precio (€)	Medición	Importe (€)
----------------------------	-------------------	-----------------	--------------------

4.1.- Conexión a red, inspección de OCA y puesta en marcha

4.1.1	Ud	Oficial 1º electricidad: Gestión y monitorización de la puesta en marcha	25	1	25,00
4.1.1	Ud	Inspección del Organismo de Control Autorizado (OCA)	90	1	90,00
3.2.1	%	Costes directos		2%	2,30
3.2.1	%	Costes indirectos		1%	1,15
Total 4.1.- Conexión a red, inspección de OCA y puesta en marcha:					118,45
Total presupuesto parcial nº 4 Conexión a red, inspección de OCA y puesta en marcha:					118,45

Presupuesto parcial nº 5 Monitorización y asistencia de incidencias

Num.	Ud	Descripción	Precio (€)	Medición	Importe (€)
<u>5.1.- Monitorización y asistencia de incidencias</u>					
5.1.1	Ud	Ingeniería: Gestión y monitorización de la operación	30	1	30,00
5.1.2	Ud	Ingeniería: Asistencia de incidencias	30	1	30,00
3.2.1	%	Costes directos		2%	1,20
3.2.1	%	Costes indirectos		1%	0,6
Total 5.1.- Monitorización y asistencia de incidencias					61,80
Total presupuesto parcial nº 4 Monitorización y asistencia:					61,80

Presupuesto parcial nº 6 Alquiler de camión grúa

Num.	Ud	Descripción	Precio (€)	Medición	Importe (€)
<u>6.1.- Alquiler de grúa</u>					
6.1.1	h	Alquiler de camión grúa para elevar el material	40,00	4	160,00
Total 6.1.- Alquiler de camión grúa:					160,00
Total presupuesto parcial nº 6 Alquiler de camión grúa:					160,00

Presupuesto parcial nº 7 Ingeniería

Num.	Ud	Descripción	Precio (€)	Medición	Importe (€)
<u>7.1.- Redacción del proyecto técnico y dirección facultativa</u>					
7.1.1	Ud	Redacción del proyecto técnico y dirección facultativa	100	1	100,00
Total 7.1.- Redacción del proyecto técnico y dirección facultativa:					100,00
Total presupuesto parcial nº 7 Ingeniería:					100,00

8.2.3. Presupuesto Base de Licitación de la solución adoptada

Presupuesto base de licitación	Importe (€)
1 Equipos y materiales eléctricos	40.341,40
1.1.- Inversores, equipo de medición, de gestión y de monitorización y conexiones	6.265,00
1.2.- Módulos fotovoltaicos	10.163,00
1.3.- Baterías de litio e inversores / cargadores de baterías	19.861,95
1.4.- Cuadro eléctrico de protecciones para inversores	840
2 Estructura de soporte	5.989,73
2.1.- Estructura de soporte	5.989,73
3 Montaje, conexiones y protecciones	148,32
3.1.- Montaje, conexiones y protecciones de módulos fotovoltaicos	135,96
3.1.- Montaje, conexiones y protecciones de baterías de litio	12,36
4 Conexión a red, inspección de OCA y puesta en marcha	118,45
4.1.- Conexión a red, inspección del OCA y puesta en marcha	118,45
5 Monitorización y asistencia de incidencias	61,80
5.1.- Monitorización y asistencia de incidencias	61,80
6 Camión grúa	164,80
6.1.- Alquiler de camion grúa	164,80
7 Ingeniería	100,00
7.1.- Dirección facultativa y redacción del proyecto	100,00
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	43.713,68
Gastos Generales 10%	4.371,37
Beneficio Industrial 5%	2.185,68
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	50.270,74
IVA 21%	10.556,85
PRESUPUESTO BASE DE LICITACIÓN	60.827,59

Asciende el presupuesto base de licitación a la expresada cantidad de SESENTA MIL OCHOCIENTOS VEINTISIETE EUROS CON CINCUENTA Y NUEVE CÉNTIMOS.

Valencia, 03 de Septiembre de 2021.

Parte III

Planos

Planos

Plano 1. Situación y emplazamiento

Plano 2. Configuración de medida en Frontera de cada cliente (PFs) y en generación neta (PG)

Plano 3. Zona de actuación

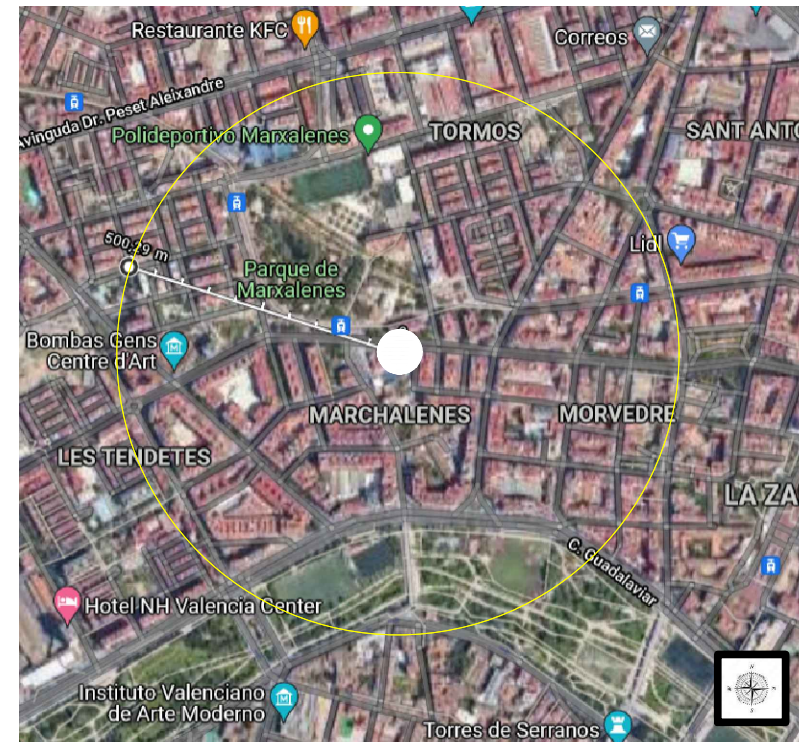
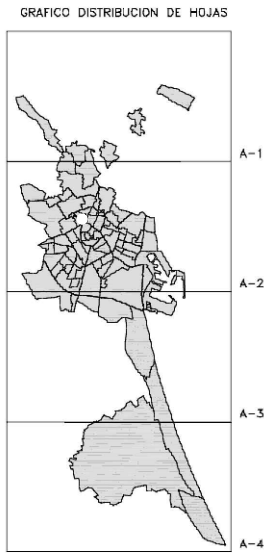
Plano 4. Plano vista 3D y en vista planta de la instalación de generación

Plano 5. Esquema unifilar del campo FV, del sistema de almacenamiento y de las protecciones

Plano 6. Replanteo de la estructura de soporte y montaje de los módulos FV

Plano 7. Distribución eléctrica de la planta fotovoltaica

Plano 8. Redes de comunicación y potencia entre dispositivos para la gestión inteligente de la energía

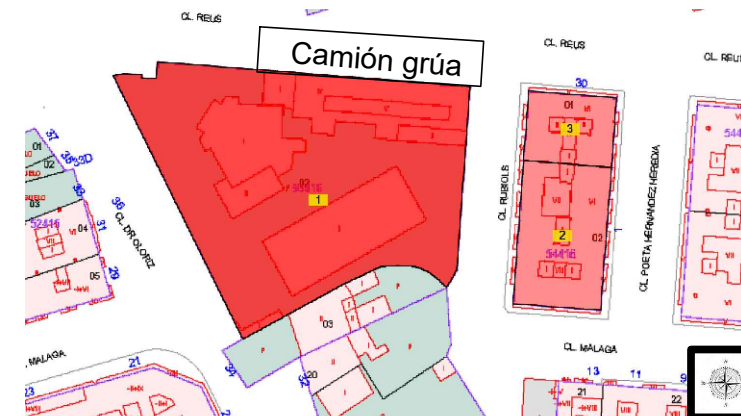


Escala: 1:10.000

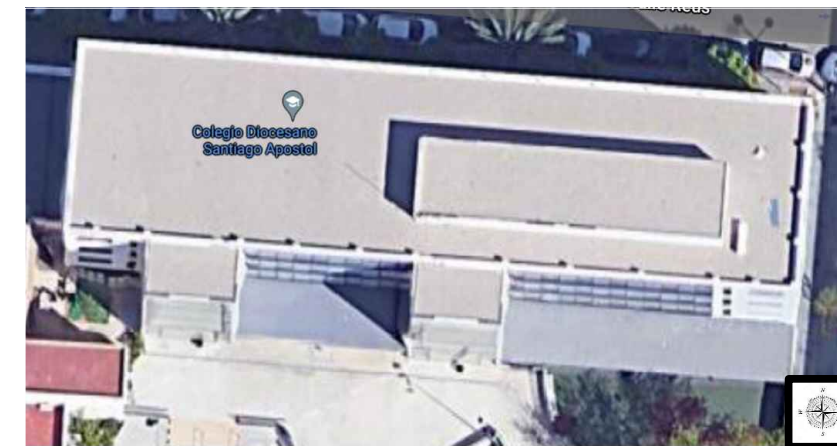


Escala: 1:2500

Parcelas



Azotea del edificio



Escala: 1:800

Ubicación del emplazamiento

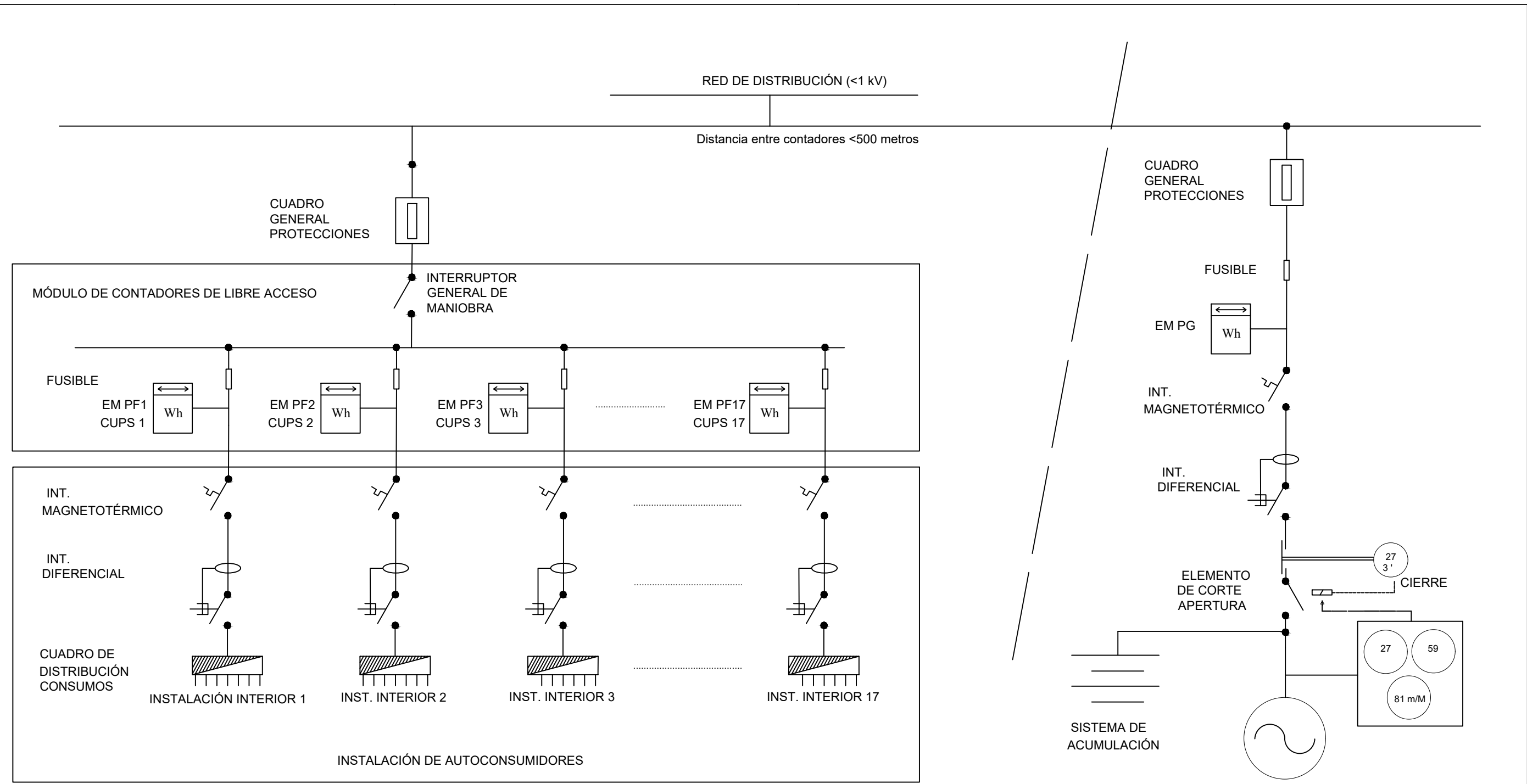
- Localidad y ubicación: Carrer de Reus, 32, 46009 València, (Valencia).
- Elevación: 19 m.
- Coordenadas GPS en decimales: 39.48556991924686, -0.38064957132264776

1. Parcela del colegio

- Tipo de edificio: Colegio (edificio aislado).
- Altura del edificio: 15 m.
- Tipo de superficie: Forjado horizontal de hormigón armado de superficie 590,58 m².
- El acceso del camión grúa para el transporte del material estructural y eléctrico se ubica en la calle Reus junto a la fachada norte del colegio.

2. Parcela del edificio de viviendas

- 17 viviendas en el mismo edificio.
- A 10 m de distancia (<500 metros) con respecto a la ubicación de la planta fotovoltaica.

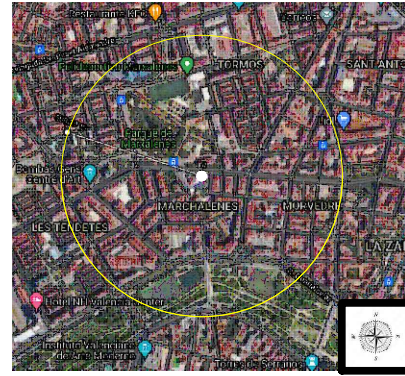


NOTAS:

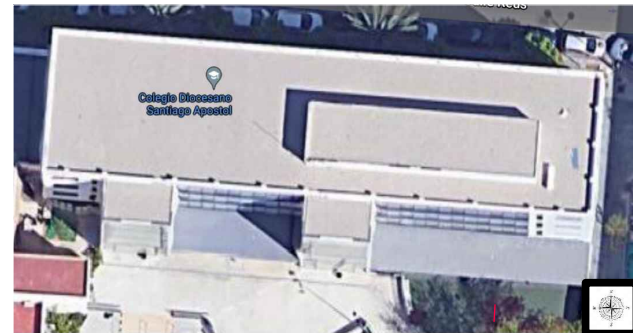
Cada punto de suministro (CUPS) dispone de un equipo de medida EM PFx en la Frontera.
 La planta generadora dispone de un equipo de medida EM PG que registra la generación neta.
 El módulo de contadores de libre acceso simboliza el emplazamiento de los contadores en forma centralizada en el edificio de viviendas.

Condiciones técnicas para la conexión con la red de distribución:

Un elemento de corte general
 Interruptor automático diferencial de tipo A de 30 mA (RD 244 / 2019 y ITC BT 40)
 Interruptor automático: sobrecargas y cortocircuitos.
 Elemento de corte generador para anomalías con relé de enclavamiento de mínima tensión (27) con temporización 3 minutos
 Relé de máxima y mínima frecuencia (81): 51 y 48 Hz (entre 0,5 y 3 sg).
 Relé de máxima tensión (59) y mínima tensión trifásico (27): 1,1 Un y 1,15 Un (entre 1,5 y 0,2 seg.) y 0,85 Un en 1,5 sg.
 P>15kW : Desequilibrio entre fases máximo de 5 kW.

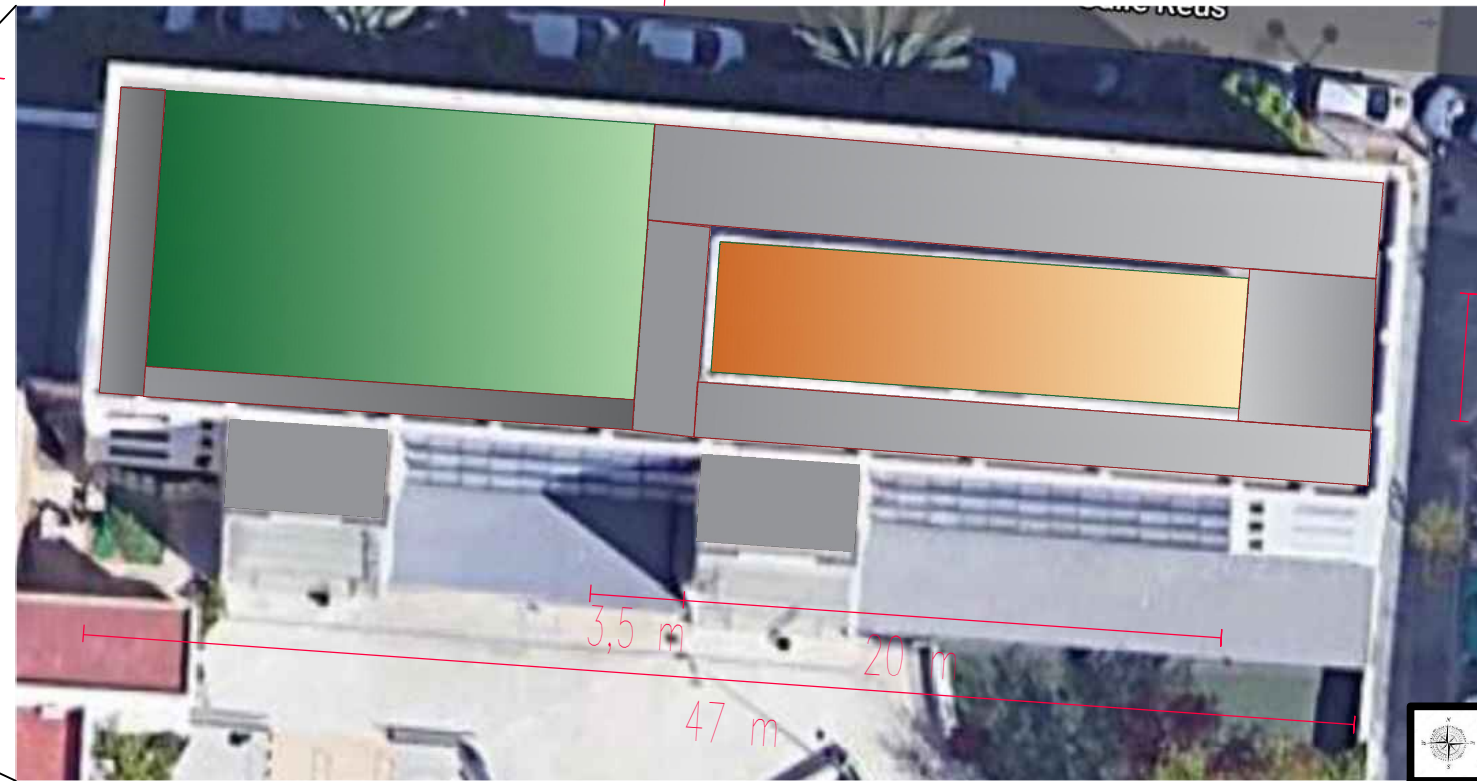


Escala: 1:5000



Escala: 1:800

1,25 m
10,5 m



Escala: 1:150

Zona de actuación

Superficie total: 590,58 m²
 Superficie aprovechable: 377,2 m²
 Altura del edificio: 15 m
 Altura del murillo perimetral: 0,5 m
 Distancia mínima para evitar la proyección de sombra del murillo perimetral: 1,25 m



Zona Oeste
 Superficie: 287,2 m²
 Parte central de la azotea
 Profundidad disponible: 10,5 m
 Anchura disponible: 17 m

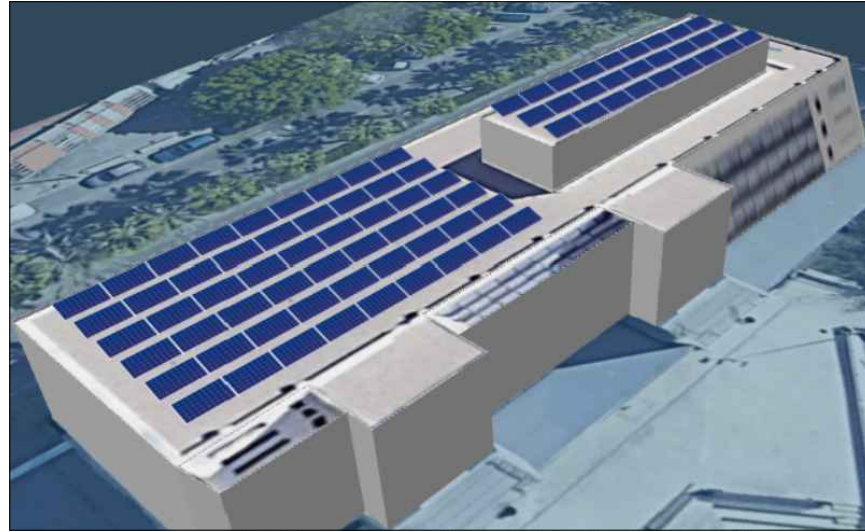


Zona Este
 Superficie: 90 m²
 Cubierta del cuarto
 Altura del murillo: 3 m
 Distancia mínima para evitar la sombra del cuarto: 3,5 m

NOTAS:

Las zonas no aprovechables han sido descartadas por alguno de los siguientes motivos:

- No cumple el mínimo de 4 horas de irradiación directa durante los peores días de invierno por sombreado, según la recomendación de IDAE.
- Hay objetos que impiden la instalación.
- No es posible utilizar estructuras especiales de triangulaciones metálicas por la condición de que no se permite perforaciones en la estructura del edificio.
- Por seguridad estructural ante cargas de vientos procedente del Norte.



ZONA OESTE

Alternativa 3

Azimuth α : 5°
Inclinación de los módulos β : 18°
Potencia pico: 24,30 kWp
Potencia pico por módulo: 450 Wp
Número de filas: 6
Distancia entre filas: 1 m
Número de módulos por fila: 9

*Irradiación en plano inclinado: 170 kWh/(m²*mes)*
Producción anual: 40,85 MWh/año
Producción mensual: 3,41 MWh/mes
Producción diaria: 112 kWh/día

Performance ratio: 83 %
Pérdidas por sombras: 4,27%
Pérdidas por orientación e inclinación: 1,67%

Coste de producción unitaria: 1,21 €/kWh

ZONA ESTE

Alternativa 3

Azimuth α : 5°
Inclinación de los módulos β : 18°
Potencia pico: 12,15 kWp
Potencia pico por módulo: 450 Wp
Número de filas: 3
Distancia entre filas: 0,94 m
Número de módulos por fila: 9

*Irradiación en plano inclinado: 170 kWh/(m²*mes)*
Producción anual: 20,42 MWh/año
Producción mensual: 1,71 MWh/mes
Producción diaria: 56 kWh/día

Performance ratio: 83 %
Pérdidas por sombras: 0,94%
Pérdidas por orientación e inclinación: 1,67%

Coste de producción unitaria: 2,13 €/kWh

TOTAL

Combinación de ambas zonas

Azimuth α : 5°
Inclinación de los módulos β : 18°
Potencia pico: 36,45 kWp
Potencia pico por módulo: 450 Wp
Número de filas: 9
Número de módulos por fila: 9

*Irradiación en plano inclinado: 170 kWh/(m²*mes)*
Producción anual: 61,27 MWh/año
Producción mensual: 5,12 MWh/mes
Producción diaria: 168 kWh/día
Producción unitaria y diaria: 4,6 kWh/kWp

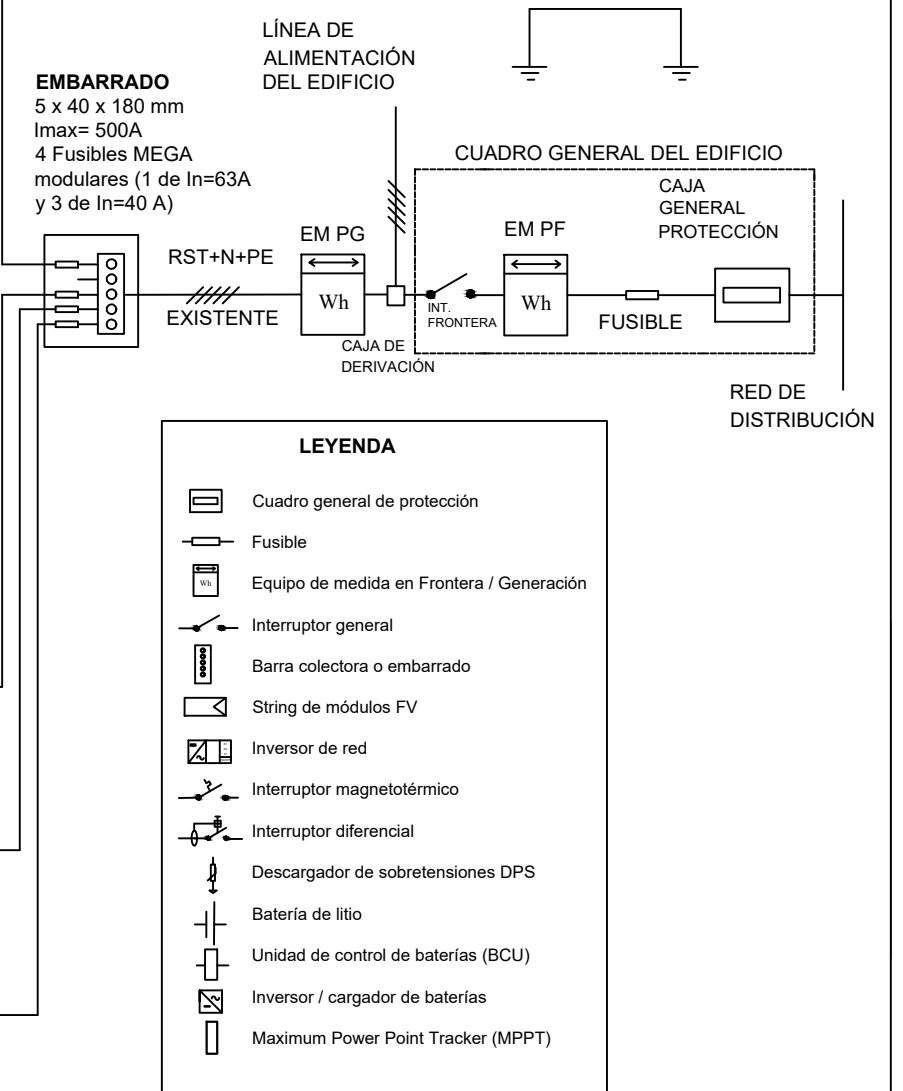
Performance ratio: 83 %
Pérdidas por sombras: 5,21%
Pérdidas por orientación e inclinación: 1,67%

Coste de producción unitaria: 1,52 €/kWh
Vida útil: 25 años

NOTAS:

- Todo el cableado unipolar de continua es H1Z2Z2-K bordeado con material termoestable XLPE con aislamiento 0,6/1kV de sección 6 mm². Todo el cableado unipolar de alterna es RZ1-k Cu bordeado con material termoestable XLPE con tensión 0,6/1kV de sección 16 mm² y 25 mm² (bajante). Cumple con los requisitos del REBT.
- Los inversores FV y el cuadro general de protección CA se sitúan en el cuartillo de la azotea.
- Las baterías, su cuadro general de protección CA y el sistema de monitorización se sitúa en la sala de las envolventes de mando y protección de la edificación.

Todas las partes metálicas conectadas a tierra. La tierra del sistema de generación está conectado al borne de tierra principal del edificio.



MPPT1 1º STRING
10 MÓDULOS FV
Pinv,cc = 3,73 kW
Un= 415 V
Longitud cable: 40 m

MPPT1 2º STRING
15 MÓDULOS FV
Pinv,cc = 5,59 kW
Un= 623 V
Longitud cable: 60 m

MPPT2 3º STRING
8 MÓDULOS FV
Pinv,cc = 2,98 kW
Un= 332 V
Longitud cable: 48 m

MPPT2 4º STRING
12 MÓDULOS FV
Pinv,cc = 4,47 kW
Un= 498 V
Longitud cable: 32 m

MPPT3 5º STRING
9 MÓDULOS FV
Pinv,cc = 3,35 kW
Un= 374 V
Longitud cable: 26 m

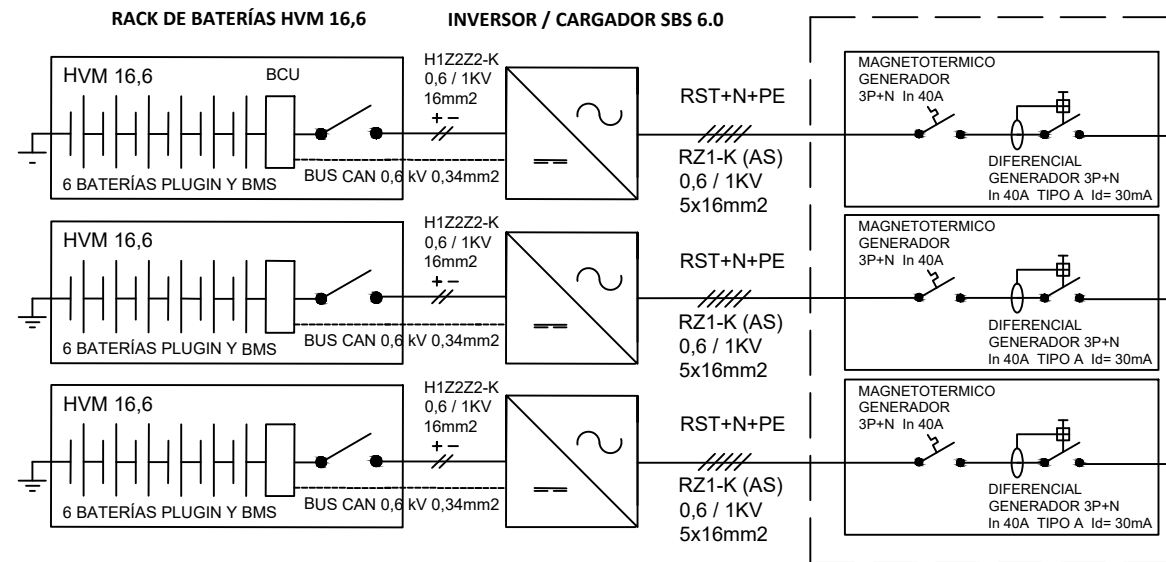
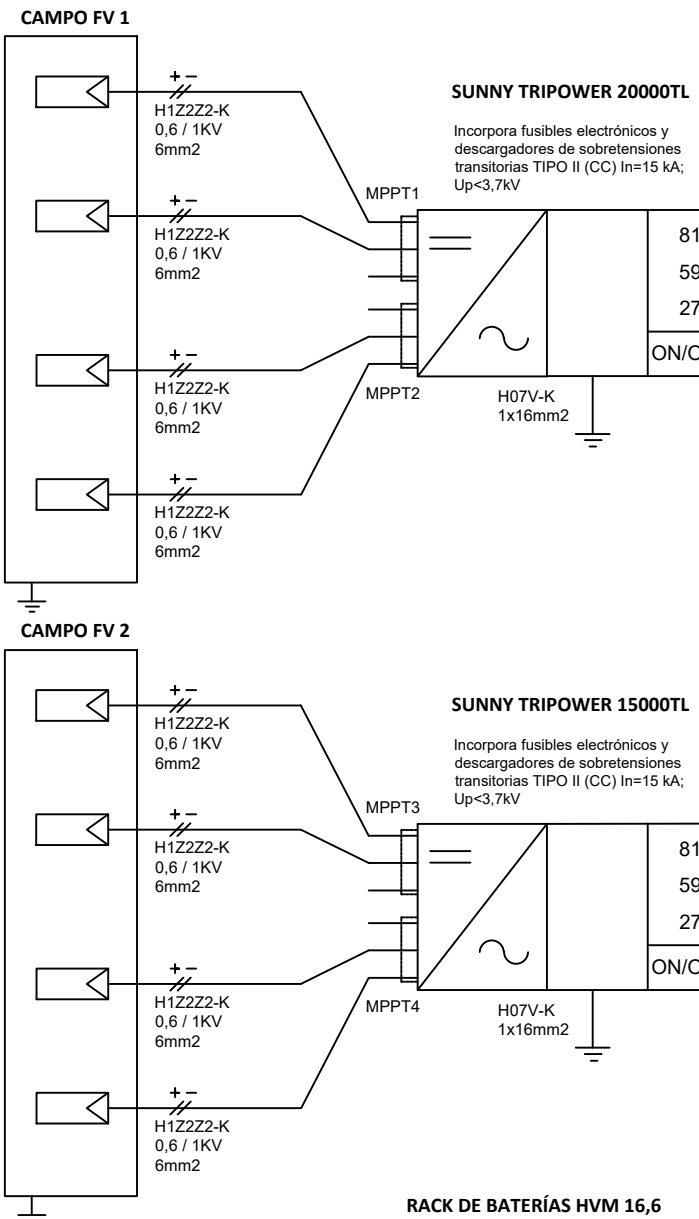
MPPT3 6º STRING
9 MÓDULOS FV
Pinv,cc = 3,35 kW
Un= 374 V
Longitud cable: 28 m

MPPT4 7º STRING
9 MÓDULOS FV
Pinv,cc = 3,35 kW
Un= 374 V
Longitud cable: 32 m

MPPT4 8º STRING
9 MÓDULOS FV
Pinv,cc = 3,35 kW
Un= 374 V
Longitud cable: 36 m

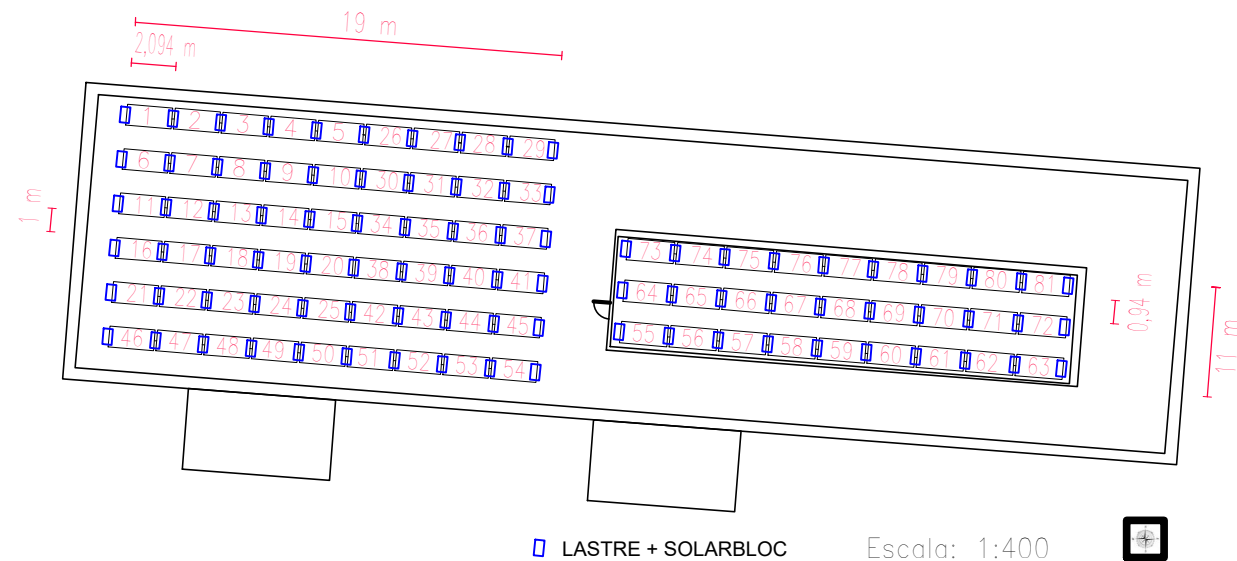
CAMPO FV
36,45 kWp
8 strings de 81 módulos
A-450M GS
Longitud cable: 300 m

SISTEMA DE ALMACENAMIENTO
Capacidad: 50 kWh
3 Racks Battery-Box Premium
HVM 16,6 kWh de 6 módulos
(baterías de litio)



1. REPLANTEO DE LAS ZONAS DE SUPERFICIE DE CAPTACIÓN SOLAR

Se diseña la posición (azimuth 5°) donde se ubicarán los Solarblocs sobre el suelo horizontal.



DATOS TÉCNICOS

Módulos FV A-450M GS

Peso: 24 kg
Dimensión (mm): 2,094 x 1038

Solarblocs

Soporte autolastrado de hormigón armado pretensado
Ángulo de inclinación: 18°
Fijación de paneles FV: carril y tornillería
Peso: 68 kg
Dimensiones (mm): 900 x 150

Lastre

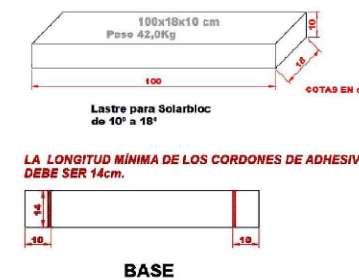
Número de lastres por Solarbloc: 2
Peso: 42 kg
Dimensión (mm): 1000 x 180 x 100

Fila de 9 módulos

Peso total de la fila (9 módulos + 10 Solarblocs + 20 lastres):
1736 > 1613 kg (CTE ante cargas de viento)
Distancia entre Solarblocs: 1,950 m

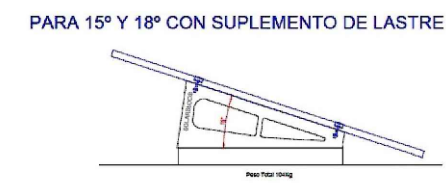
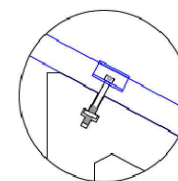
2. COLOCACIÓN DEL LASTRE Y DE LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTE

Se coloca el primer lastre sobre la posición marcada con azimuth 5° y seguidamente, con cordón masilla de poliuretano adhesivo, se coloca el segundo lastre encima. Se espera un tiempo de secado de 15 minutos. De la misma manera se pega la pieza de soporte sobre los lastres. Se transporta con carretilla.



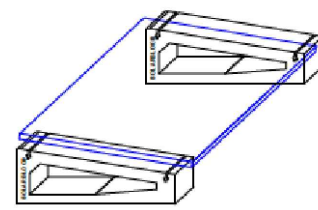
3. MONTAJE DE LAS PIEZAS DE ANCLAJE

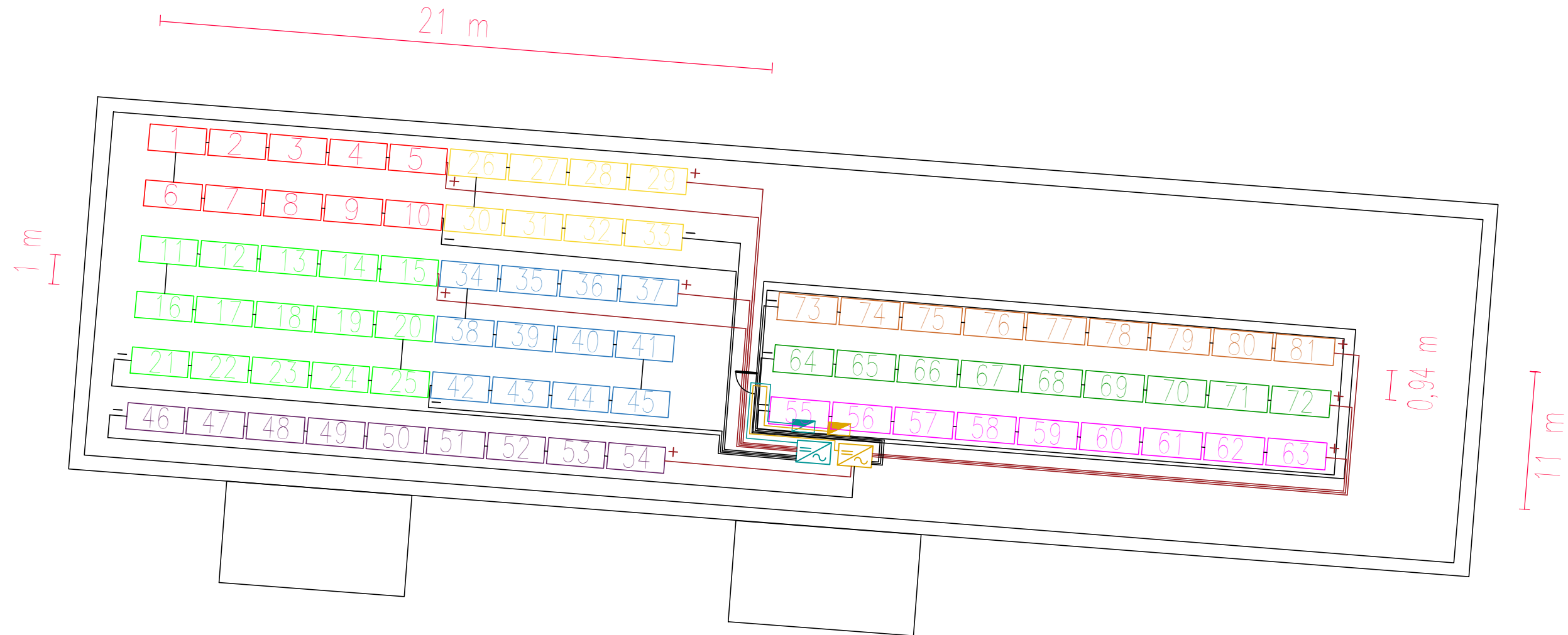
Se ensambla el omega de aluminio, tornillo y tuerca para carril y se introduce el anclaje por el lateral del Solarbloc.


















4. FIJACIÓN DE LOS MÓDULOS FV EN SOLARBLOCS

Los paneles van en posición horizontal, se colocan con las medidas indicadas. Para fijar se aprietan los anclajes, hace falta dos por cada lado del módulo.














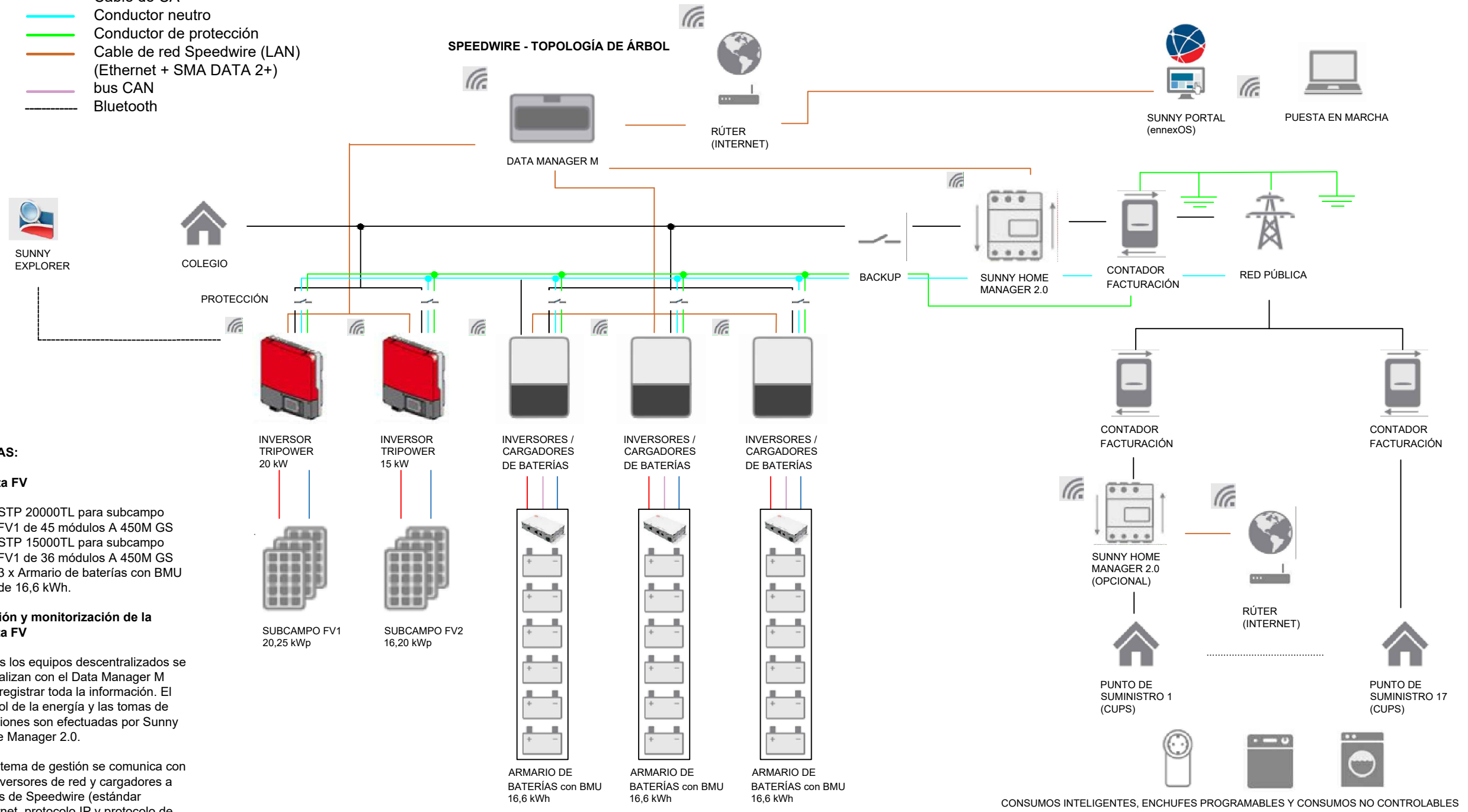
LEYENDA

- | | | | |
|---|--|---|---|
|  | MPPT1 STRING 1: 10 MÓDULOS FV, L= 60 m |  | Inversor de red SUNNY TRIPOWER 20000TL |
|  | MPPT1 STRING 2: 15 MÓDULOS FV, L= 40 m |  | Inversor de red SUNNY TRIPOWER 15000TL |
|  | MPPT2 STRING 3: 8 MÓDULOS FV, L= 48 m |  | Cuadro de mandos y protecciones a la salida (CA) del SUNNY TRIPOWER 20000TL |
|  | MPPT2 STRING 4: 12 MÓDULOS FV, L= 32 m |  | Cuadro de mandos y protecciones a la salida (CA) del SUNNY TRIPOWER 15000TL |
|  | MPPT3 STRING 5: 9 MÓDULOS FV, L= 26 m |  | Cableado de continua unipolar CC- y CC+ |
|  | MPPT3 STRING 6: 9 MÓDULOS FV, L= 28 m |  | Cableado de alterna multipolar a la salida (CA) del SUNNY TRIPOWER 20000TL |
|  | MPPT4 STRING 7: 9 MÓDULOS FV, L= 32 m |  | Cableado de alterna multipolar a la salida (CA) del SUNNY TRIPOWER 15000TL |
|  | MPPT4 STRING 8: 9 MÓDULOS FV, L= 36 m | | |

NOTAS:

- Los módulos se interconectan con latiguillos Cu de sección 6 mm² y el resto del cableado de continua y alterna se canaliza bajo canaleta aislante (ITC-BT-30). El campo FV va conectado a la toma tierra del edificio.
- La distancia entre filas de módulos supera la mínima distancia que garantiza un mínimo de 4 horas de irradiación en los peores días de invierno. La distancia de diseño en la zona Oeste es de 1 m y en la zona Este es de 0,94 m.
- Para el cumplimiento de CTE DB SE ante cargas de viento, se dispone de estructura de soporte formada por bloques de hormigón pretensado autolastrado (68 kg) que se añade lastre (2 bloques rectangulares de hormigón de 2 x42 kg por Solarbloc).

-  Radio
-  Cable de CC+
-  Cable de CC-
-  Cable de CA
-  Conductor neutro
-  Conductor de protección
-  Cable de red Speedwire (LAN) (Ethernet + SMA DATA 2+)
-  bus CAN
-  Bluetooth



NOTAS:

Planta FV

- STP 20000TL para subcampo FV1 de 45 módulos A 450M GS
- STP 15000TL para subcampo FV1 de 36 módulos A 450M GS
- 3 x Armario de baterías con BMU de 16,6 kWh.

Gestión y monitorización de la planta FV

Todos los equipos descentralizados se centralizan con el Data Manager M para registrar toda la información. El control de la energía y las tomas de decisiones son efectuadas por Sunny Home Manager 2.0.

El sistema de gestión se comunica con los inversores de red y cargadores a través de Speedwire (estándar Ethernet, protocolo IP y protocolo de comunicación optimizado para instalaciones fotovoltaicas SMA Data2+, latiguillo AWG22 Cat5 0,13mm2).

Ante cortes de red, el sistema backup daría suministro al colegio.

- **SMA Data Manager M:** Registro de datos y gestión eficiente de la energía con la tecnología ennexOS. Tiene capacidad de más de 50 equipos y 2,5 MW. Necesita de equipo de medición Modbus/TCP. Se coloca aislado en Riel DIN dentro de un gabinete en posición horizontal. Se conecta a una fuente de alimentación CC 24 V y 0,75 A, con interruptor automático.
- **Sunny Home Manager 2.0:** Central de control y gestión del almacenamiento en baterías y de los consumos controlables o enchufes inteligentes; que integra un equipo de medición Modbus/TCP. Recopilación de datos meteorológicos y perfil de carga combinados optimiza el autoconsumo (usando también las baterías).
- **Sunny Portal:** Monitorizar datos y para la puesta en marcha.
- **Sunny Explorer:** Software para PC para gestión y visualización, se conecta con los inversores por Bluetooth.
- **Speedwire** cumple con la norma EN 50174-2 (2000) y EN 50174-3 (2003) para instalaciones fotovoltaicas. La longitud máxima de 100 m. Speedwire SMA COMCAB-OUT para el tendido en exteriores y SMA COMCAB-IN para el tendido en interiores. La conexión de red se hace con RJ45 (hembra y toma de red).

10. Anexos

10.1. Definiciones del autoconsumo colectivo	i
10.2. Datos de PVGIS	ii
10.3. Catálogos de fabricantes	vi
Módulos fotovoltaicos A 450-M GS[52]	vi
Inversores de red STP 20000TL Y STP 15000TL [38].....	vii
Rack de baterías BYD PREMIUM HVM 16,6 [46]	viii
Inversor/cargador de baterías SBS 6.0 [62]	viii
Estructura de soporte SOLARBLOCS.....	x
10.4. Acuerdo de reparto de energía de autoconsumo colectivo para instalaciones con excedentes acogidas a compensación [67]	xi
10.5. Cálculo de las pérdidas de sombras	xiii
Entre filas de módulos.....	xiii
Entre cuartillo y filas de módulos.....	xvi
10.6. Precios de la electricidad según la tarifa. Fuente: REE [10]	xvii
10.7. Datos de simulación en Excel	xx
Tablas de resultados de la generación y la demanda total.....	xx
Tablas de resultados de los cálculos mensuales de producción, consumo, autoconsumo y excedentes individualizados.....	xxi
Tablas de resultados de cálculos horarios individualizados para el perfil 1 con el contrato de coeficientes dinámicos	xxii
Tablas de resultados de cálculos horarios individualizados para el perfil 2 con el contrato de coeficientes dinámicos	xxiii
Tablas de resultados de los cálculos de los ahorros anuales	xxiv
Tablas de resultados de los cálculos de la viabilidad económica del perfil 1 y 2 con el contrato de coeficientes dinámicos	xxv
Tablas de resultados de los cálculos de la viabilidad económica del perfil 1 y 2 con el contrato de coeficientes estáticos	xxvi

10.1. Definiciones del autoconsumo colectivo

Ley 24/2013, de 26 de diciembre

De acuerdo con el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se define [50]:

- **Productor:** *Personas física o jurídica que poseen la instalación de generación.*
- **Consumidor:** *Personas física o jurídica que consume de la generación de la instalación generadora.*
- **Distribuidor:** *Sociedad mercantil o cooperativa que distribuyen la energía eléctrica a los puntos de consumo.*
- **Comercializadora:** *Sociedad mercantil o cooperativa que adquiere la energía eléctrica de la red de transporte y de distribución para venderla a los consumidores.*

Real Decreto 244/2019, de 5 de abril

De acuerdo con el artículo 3 del capítulo I, se señalan estas definiciones del autoconsumo colectivo conectado a la red [2]:

- **Consumidor asociado:** *Consumidor que tiene asociadas instalaciones próximas de red interior o a través de la red.*
- **Instalación de producción:** *Instalación de generación que está inscrita en el registro administrativo del Ministerio para la Transición Ecológica.*
- **Instalación aislada:** *Sin conexión física a la red de transporte o distribución.*
- **Instalación conectada a la red:** *Instalación de generación que, en algún momento, pueda tener conexión con la red.*
- **Potencia instalada:** *Suma de las potencias máximas del inversor.*
- **Energía horaria autoconsumida individualizada:** *Autoconsumo neto horario de un consumidor en autoconsumo colectivo. Se calcula según lo establecido en el anexo I.*
- **Energía horaria consumida individualizada:** *Energía neta horaria total consumida por cada uno de los consumidores del autoconsumo colectivo. Se calcula con el uso del equipo de medida en el punto frontera.*
- **Energía horaria consumida de la red individualizada:** *Saldo neto horario de energía eléctrica recibida de la red por el consumidor de autoconsumo colectivo, que no procede de la instalación de producción. Es la diferencia entre la energía horaria consumida individualizada y la autoconsumida individualizada, cuando sea mayor que cero, si es número negativo equivale a cero.*
- **Energía horaria excedentaria individualizada:** *Saldo neto horario de la energía excedentaria de un consumidor de autoconsumo colectivo. Es la diferencia entre la energía horaria neta individualizada y la energía horaria consumida individualizada por cada consumidor. Si es negativo se considera cero.*

10.2. Datos de PVGIS

Latitud (grados decimales)	39.485
Longitud (grados decimales)	-0.380
Ubicación	Carrer de Reus, 32, 46009 València, Valencia
Radiación database	PVGIS-SARAH
Ángulo de incidencia (grados)	35
Ángulo de incidencia óptimo (grados)	36

H(h)_m: Irradiation on horizontal plane (kWh/m2/mes)

H(i_opt)_m: Irradiation on optimally inclined plane (kWh/m2/mes)

H(i)_m: Irradiation on plane at angle (kWh/m2/mes)

Hb(n)_m: Monthly beam (direct) irradiation on a plane always normal to sun rays (kWh/m2/mes)

Kd: Ratio of diffuse to global irradiation (-)

T2m: 24 hour average of temperature (grados Celsius)

PVGIS (c) European Communities, 2001-2021

year	month	H(h)_m	H(i_opt)_m	H(i)_m	Hb(n)_m	Kd	T2m
2011	Jan	78,75	145,89	144,06	150,98	0,3	10,6
2011	Feb	100,04	156,3	154,97	154,95	0,29	12
2011	Mar	126,38	156,76	156,45	140,44	0,37	13,1
2011	Apr	181,36	197,67	198,2	194,21	0,3	17
2011	May	203,35	195,79	197,21	190,92	0,34	19,6
2011	Jun	219,69	200,45	202,26	211,84	0,31	23,2
2011	Jul	218,57	203,96	205,79	214,08	0,3	25,5
2011	Aug	213,32	220,54	221,59	237,85	0,26	26
2011	Sep	168,82	203,89	203,73	206,75	0,27	23,6
2011	Oct	123,42	176,32	175,25	171,68	0,3	19,1
2011	Nov	67,91	109	107,96	98,32	0,43	15,5
2011	Dec	71,81	137,79	135,94	138,87	0,32	11,3
2012	Jan	83,84	157,05	155,05	166,16	0,27	10,6
2012	Feb	114,45	182,49	180,88	193,43	0,21	8,2
2012	Mar	162,22	210,61	209,96	214,05	0,27	13,2
2012	Apr	181,17	194,79	195,39	184,73	0,34	15,5
2012	May	231,3	222,18	223,88	243,93	0,27	21
2012	Jun	228,65	209,65	211,55	223,87	0,29	25,9
2012	Jul	240,2	225,61	227,62	247,87	0,25	25,7
2012	Aug	212,3	219,62	220,66	230,35	0,27	27,4
2012	Sep	155,69	184,44	184,39	175,27	0,31	23,1
2012	Oct	119,42	168,84	167,85	158,14	0,33	19
2012	Nov	68,11	110,62	109,54	99,77	0,4	14,9
2012	Dec	74,37	143,2	141,27	144,19	0,31	11,7
2013	Jan	79,77	146,12	144,31	149,37	0,29	12,1
2013	Feb	92,75	143,96	142,76	140,18	0,3	11,4
2013	Mar	128,47	159,73	159,39	140,4	0,39	14,3
2013	Apr	157,08	170,18	170,65	162,17	0,34	15,2
2013	May	210,12	202,46	203,94	203,37	0,33	17,7
2013	Jun	233,08	212,36	214,33	237,21	0,27	22,1
2013	Jul	237,86	222,02	224,06	250,49	0,25	25,3
2013	Aug	188,2	191,83	192,81	193,89	0,31	24,6
2013	Sep	159,92	190,89	190,8	184,9	0,3	22,9
2013	Oct	125,71	179,95	178,84	168,94	0,31	20,4
2013	Nov	88,5	154,34	152,61	154,61	0,29	13,8

2013	Dec	66,93	124,75	123,15	122,18	0,35	10,7
2014	Jan	70,86	123,12	121,73	118,5	0,37	12,5
2014	Feb	87,04	129	128,05	117,41	0,38	13,1
2014	Mar	143,15	183,07	182,55	174,18	0,32	14
2014	Apr	184,52	198,87	199,49	197,43	0,3	19
2014	May	219,31	212,69	214,2	211,37	0,32	19,2
2014	Jun	221,54	203,25	205,09	215,32	0,29	23,2
2014	Jul	232,89	217,89	219,86	240,47	0,27	25,1
2014	Aug	208,48	215,21	216,25	222,57	0,27	25,6
2014	Sep	156,48	184,99	184,95	176,33	0,31	24,3
2014	Oct	128,02	186,28	185,06	182,06	0,29	20,9
2014	Nov	75,18	123,19	121,96	114,39	0,39	15,9
2014	Dec	74,14	145,57	143,56	150,11	0,28	10,6
2015	Jan	86,21	164,23	162,08	176,79	0,25	10,1
2015	Feb	85,44	127,27	126,32	118,52	0,36	11,4
2015	Mar	134,98	171,49	171,02	155,72	0,34	14,5
2015	Apr	182,48	197,66	198,21	184,39	0,33	16,5
2015	May	230,16	221,16	222,83	238,52	0,28	21,3
2015	Jun	229,89	208,99	210,94	239,43	0,26	23,6
2015	Jul	228,92	213,15	215,12	236,31	0,27	27,5
2015	Aug	199,13	205,96	206,92	207,58	0,29	25,6
2015	Sep	144,64	171,03	170,96	155,25	0,36	21,8
2015	Oct	102,04	139,89	139,16	119,87	0,41	19
2015	Nov	87,9	154,59	152,83	156,69	0,29	15,1
2015	Dec	70,23	129,79	128,14	123,87	0,37	13
2016	Jan	70,18	126,44	124,92	123,64	0,33	13,3
2016	Feb	91,22	135,11	134,12	124,33	0,37	13,1
2016	Mar	139,37	174,78	174,36	157,79	0,37	13,4
2016	Apr	159,89	170,33	170,86	148,7	0,41	15,9
2016	May	193,92	182,94	184,36	176,01	0,4	18,7
2016	Jun	234,24	213,16	215,11	230,46	0,31	24
2016	Jul	226,61	210,11	212,07	229,68	0,3	25,9
2016	Aug	215,77	222,2	223,28	241,89	0,26	25
2016	Sep	158,24	186,46	186,42	174,93	0,34	23,6
2016	Oct	107,3	146,02	145,28	125,72	0,41	20,3
2016	Nov	71,98	116,65	115,52	109,08	0,39	14,5
2016	Dec	65,55	121,83	120,27	118,44	0,37	12

Tabla 45. Irradiación y temperatura para azimuth $\alpha = 5^\circ$ y $\beta_1 = 18^\circ$. [51]

year	month	H(h)_m	H(i_opt)_m	H(i)_m	Hb(n)_m	Kd	T2m
2011	Jan	78,75	145,92	120,51	150,99	0,3	10,7
2011	Feb	100,12	156,68	136,63	156,22	0,29	12
2011	Mar	126,38	156,77	148,6	140,45	0,37	13,1
2011	Apr	181,41	197,67	197,83	195,17	0,3	17
2011	May	203,35	195,77	206,55	190,92	0,34	19,6
2011	Jun	219,69	200,43	216,94	211,84	0,31	23,2
2011	Jul	218,57	203,94	218,73	214,08	0,3	25,5
2011	Aug	213,34	220,53	226,06	238,25	0,26	26,1
2011	Sep	168,83	203,89	195,82	207,03	0,27	23,6
2011	Oct	123,45	176,44	158,82	172,28	0,3	19,1
2011	Nov	68,02	109,88	94,55	100,37	0,43	15,5
2011	Dec	72,3	141,5	114,94	147,35	0,31	11,3

2012	Jan	83,84	157,08	129,36	166,17	0,27	10,6
2012	Feb	114,55	183,03	158,76	195,2	0,21	8,2
2012	Mar	162,22	210,62	196,63	214,05	0,27	13,2
2012	Apr	181,23	194,78	195,91	185,8	0,34	15,5
2012	May	231,3	222,16	235,09	243,93	0,27	21
2012	Jun	228,65	209,63	226,47	223,87	0,29	25,9
2012	Jul	240,2	225,59	241,54	247,87	0,25	25,7
2012	Aug	212,32	219,61	225,02	230,66	0,27	27,4
2012	Sep	155,69	184,44	178,32	175,27	0,31	23,2
2012	Oct	119,46	168,98	152,57	158,88	0,33	19
2012	Nov	68,2	111,29	95,48	101,29	0,4	14,9
2012	Dec	74,82	146,6	119,06	151,95	0,3	11,7
2013	Jan	79,77	146,14	121,12	149,37	0,29	12,1
2013	Feb	92,81	144,27	126,09	141,18	0,3	11,4
2013	Mar	128,47	159,73	151,23	140,4	0,39	14,4
2013	Apr	157,12	170,17	170,59	162,87	0,34	15,2
2013	May	210,12	202,44	213,61	203,37	0,33	17,7
2013	Jun	233,08	212,34	230,19	237,21	0,27	22,1
2013	Jul	237,86	222	238,39	250,49	0,25	25,3
2013	Aug	188,23	191,82	197,62	194,37	0,31	24,7
2013	Sep	159,92	190,9	184,07	184,9	0,3	22,9
2013	Oct	125,74	180,08	161,92	169,58	0,31	20,4
2013	Nov	88,65	155,42	130,59	157,12	0,29	13,8
2013	Dec	67,27	127,45	104,47	128,28	0,34	10,7
2014	Jan	70,86	123,14	103,6	118,51	0,37	12,5
2014	Feb	87,05	129,07	114,48	117,61	0,38	13,1
2014	Mar	143,15	183,08	171,69	174,18	0,32	14
2014	Apr	184,57	198,86	199,98	198,43	0,3	19
2014	May	219,31	212,68	223,85	211,37	0,32	19,2
2014	Jun	221,54	203,23	219,55	215,32	0,29	23,2
2014	Jul	232,89	217,87	233,62	240,47	0,27	25,1
2014	Aug	208,49	215,2	220,67	222,8	0,27	25,6
2014	Sep	156,48	184,99	179	176,33	0,31	24,3
2014	Oct	128,07	186,45	166,75	182,92	0,29	20,9
2014	Nov	75,23	123,6	105,84	115,29	0,39	16
2014	Dec	74,62	149,21	120,51	158,35	0,28	10,6
2015	Jan	86,21	164,26	134,65	176,8	0,25	10,2
2015	Feb	85,49	127,51	112,89	119,31	0,36	11,4
2015	Mar	134,98	171,49	161,16	155,73	0,34	14,6
2015	Apr	182,52	197,65	198,2	185,19	0,33	16,5
2015	May	230,16	221,14	233,85	238,52	0,28	21,3
2015	Jun	229,89	208,96	226,82	239,43	0,26	23,6
2015	Jul	228,92	213,13	229,02	236,31	0,27	27,5
2015	Aug	199,16	205,95	210,9	208,16	0,29	25,6
2015	Sep	144,64	171,03	165,29	155,25	0,36	21,8
2015	Oct	102,05	139,95	127,58	120,15	0,41	19,1
2015	Nov	88,05	155,68	130,46	159,21	0,29	15,1
2015	Dec	70,64	132,9	109,12	130,9	0,36	13
2016	Jan	70,18	126,46	105,27	123,65	0,33	13,3

2016	Feb	91,3	135,54	120,18	125,72	0,37	13,2
2016	Mar	139,37	174,78	165	157,79	0,37	13,4
2016	Apr	160,02	170,33	171,62	151,34	0,41	15,9
2016	May	193,92	182,93	194,35	176,01	0,4	18,7
2016	Jun	234,24	213,14	230,92	230,46	0,31	24
2016	Jul	226,61	210,09	226,05	229,68	0,3	25,9
2016	Aug	215,8	222,19	228,09	242,44	0,26	25
2016	Sep	158,27	186,46	180,54	175,44	0,34	23,6
2016	Oct	107,4	146,36	133,71	127,63	0,41	20,3
2016	Nov	72,06	117,25	100,73	110,43	0,39	14,6
2016	Dec	66,07	125,93	103	127,66	0,36	12

Tabla 46. Irradiación y temperatura para azimuth $\alpha = 5^\circ$ y $\beta_1 = 35^\circ$.

Para azimuth $\alpha = 5^\circ$, $\beta_1 = 35^\circ$

Mes	G(i)	Gb(i)	Gd(i)	Gcs(i)	T2m
ENERO	670,28	519,26	143,9	847,47	13,62
FEBRERO	690,55	515,43	166,59	935,33	14,66
MARZO	798,86	595,23	192,32	984,39	17,09
ABRIL	854,86	625,34	215,85	1010,11	19,65
MAYO	861,28	621,94	224,36	971,85	23,32
JUNIO	882,45	657,3	209,24	927,35	26,97
JULIO	890,8	689,71	185,33	925,59	29,4
AGOSTO	882,55	671,28	196,7	950,8	28,92
SEPTIEMBRE	842,64	631,29	198,82	969,21	26,38
OCTUBRE	765,7	566,83	188,88	966,53	22,89
NOVIEMBRE	682,91	513,95	161,24	887,6	17,67
DICIEMBRE	648,65	493,74	148,23	797,25	14
Media	789,29	591,78	185,96	931,12	21,21

Tabla 47. Irradiancia global, difusa y directa en plano fijo para la inclinación Azimuth $\alpha = 5^\circ$ y $\beta_1 = 35^\circ$ a las 12.00h (UTC).

Para azimuth $\alpha = 5^\circ$, $\beta_2 = 18^\circ$

Mes	G(i)	Gb(i)	Gd(i)	Gcs(i)	T2m
ENERO	598,84	461,19	135,57	695,33	15,19
FEBRERO	654,17	487,69	164	813,21	16,07
MARZO	751,35	538,28	209,95	904,05	18,2
ABRIL	837,12	605,65	227,77	971,87	20,36
MAYO	895,59	658,8	232,66	972,91	23,92
JUNIO	934,67	713,29	216,99	950,01	26,59
JULIO	953,35	759,52	189,4	945,9	29,96
AGOSTO	930,13	725,28	200,69	936,19	29,6
SEPTIEMBRE	827,09	626,24	197,35	893,82	27,21
OCTUBRE	691,88	505,45	183,71	825,26	23,83
NOVIEMBRE	591,29	437,12	152,04	710,22	18,91
DICIEMBRE	549,68	411,76	136,05	626,31	15,38
Media	767,93	577,52	187,18	853,76	22,10

Tabla 48. Irradiancia global, difusa y directa en plano fijo para la inclinación Azimuth $\alpha = 5^\circ$ y $\beta_2 = 18^\circ$ a las 12.00h (UTC).

10.3. Catálogos de fabricantes

Módulos fotovoltaicos A 450-M GS[52]

A-XXXM GS 144 HM6 9BB (ES) (xxx = potencia nominal)

Características eléctricas	A-430M GS 144	A-435M GS 144	A-440M GS 144	A-445M GS 144	A-450M GS 144
Potencia Máxima (Pmax)	430 W	435 W	440 W	445 W	450 W
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	40.70 V	40.90 V	41.10 V	41.30 V	41.50 V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	10.57 A	10.64 A	10.71 A	10.78 A	10.85 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	48.50 V	48.70 V	48.90 V	49.10 V	49.30 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	11.31 A	11.39 A	11.46 A	11.53 A	11.60 A
Eficiencia del Módulo (%)	19.78	20.01	20.24	20.47	20.70
Tolerancia de Potencia (W)	0/+5				
Máxima Serie de Fusibles (A)	20				
Máxima Tensión del Sistema (IEC)	DC 1.000 V / DC 1.500V (**)				
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)	45±2				

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 W/m², espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C.
 Tolerancias medida STC: ±3% (Pmp); ±2% (Voc, Vmp); ±4% (Isc, Imp).
 Best In Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%
 (***) Máxima tensión del sistema de 1.500 V se fabrica bajo pedido.

Especificaciones mecánicas

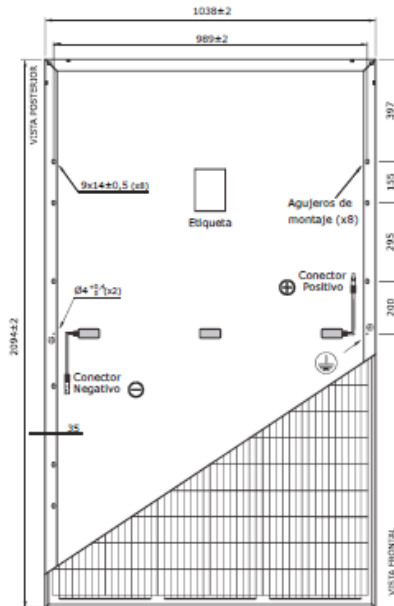
Dimensiones (± 2.0 mm.)	2094x1038x40 mm.
Peso (± 0.5 kg)	24.0 kg
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	5400 Pa
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400 Pa
Máx. impacto granizo (diámetro/velocidad)	25 mm / 23 m/s

Materiales de construcción

Cubierta frontal (material/tipo/espesor) (*)	Cristal templado/grado PV/3.2 mm
Células (cantidad/tipo/dimensiones)	144 células (6x24)/ Mono PERC 9BB/ 166 x 83 mm
Marco (material/color)	Aleación de aluminio anodizado/plata
Caja de conexiones (protección/nº diodos)	IP68/3 diodos
Cable (longitud/sección) / Connector	300 mm. /4 mm ² /Compatible MC4

(*) Con capa anti-reflectante

Vista genérica construcción módulo



El dibujo no está a escala

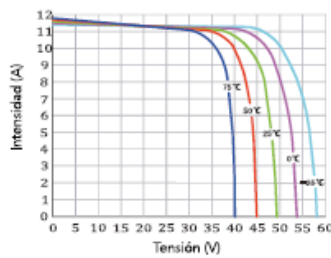
Características de temperatura

Coef. Temp. de Isc (TK Isc)	0.049 % /°C
Coef. Temp. de Voc (TK Voc)	-0.271 % /°C
Coef. Temp. de Pmax (TK Pmax)	-0.352 % /°C
Reducción eficiencia (200W/m ² 25°C)	< 5%
Temperatura de Funcionamiento	-40 to +85 °C

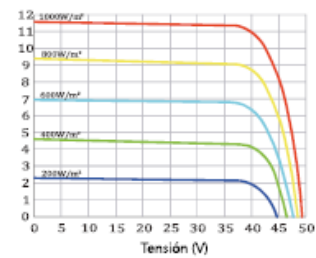
Embalaje

Módulos/palé	27 pzas
Palés/contenedor 40' HQ	22 palés
Módulos/contenedor 40' HQ	594 pzas
Palés/contenedor 20'	10 palés
Módulos/contenedor 20'	270 pzas

Temperatura Varía (A-450M GS 144)



Irradiación Varía (A-450M GS 144)

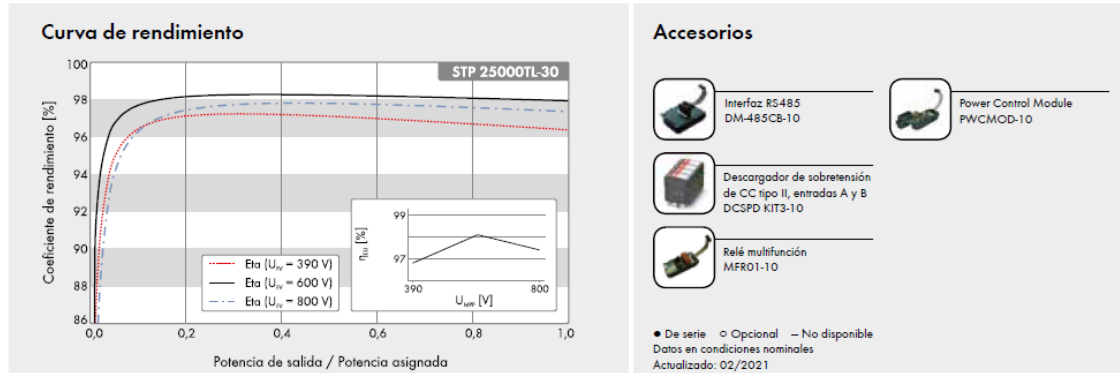


Otros módulos valorados:

- SRP 330 HV[53]
- A-(325-335 W) [30]
- A 300 – 550 M GS[54]
- ERA-340W [31]
- JINKO 400 M [55]

- JaSolar [56]

Inversores de red STP 20000TL Y STP 15000TL [38]



Datos técnicos	Sunny Tripower 15000TL	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
Entrada (CC)			
Potencia máx. del generador fotovoltaico	27000 Wp	36000 Wp	45000 Wp
Potencia asignada de CC	15330 W	20440 W	25550 W
Tensión de entrada máx.	1000 V	1000 V	1000 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	240 V a 800 V/600 V	320 V a 800 V/600 V	390 V a 800 V/600 V
Tensión de entrada mín./de inicio	150 V/188 V	150 V/188 V	150 V/188 V
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	33 A/33 A	33 A/33 A	33 A/33 A
Corriente de cortocircuito máx. por entrada A/B	43 A/43 A	43 A/43 A	43 A/43 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	2/A:3; B:3	2/A:3; B:3	2/A:3; B:3
Salida (CA)			
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	15000 W	20000 W	25000 W
Potencia máx. aparente de CA	15000 VA	20000 VA	25000 VA
Tensión nominal de CA		3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V	
Rango de tensión de CA		180 V a 280 V	
Frecuencia de red de CA/rango		50 Hz/44 Hz a 55 Hz 60 Hz/54 Hz a 65 Hz	
Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red		50 Hz/230 V	
Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida	29 A/21,7 A	29 A/29 A	36,2 A/36,2 A
Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable		1/0 inductivo a 0 capacitivo	
THD		≤ 3%	
Fases de inyección/conexión		3/3	
Rendimiento			
Rendimiento máx./europeo	98,4%/98,0%	98,4%/98,0%	98,3%/98,1%
Dispositivos de protección			
Punto de desconexión en el lado de entrada		●	
Monitorización de toma a tierra/de red		● / ●	
Descargador de sobretensión de CC: DPS tipo II		○	
Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica		● / ● / -	
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal		●	
Clase de protección (según IEC 62109-1)/categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)		I / AC: III; DC: II	
Datos generales			
Dimensiones (ancho/alto/fondo)		661/682/264 mm (26,0/26,9/10,4 in)	
Peso		61 kg (134,48 lb)	
Rango de temperatura de servicio		-25 °C a +60 °C (-13 °F a +140 °F)	
Emisión sonora, típica		51 dB(A)	
Autoconsumo nocturno		1 W	
Topología/principio de refrigeración		Sin transformador/OptiCool	
Tipo de protección (según IEC 60529)		IP65	
Clase climática (según IEC 60721-3-4)		4K4H	
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)		100%	

Equipamiento / función / accesorios	SUNCLIX/Borne de conexión por resorte		
Conexión de CC/CA			
Pantalla	○		
Interfaz: RS485, Speedwire/Webconnect	○ / ●		
Interfaz de datos: SMA Modbus / SunSpec Modbus	● / ●		
Relé multifunción/Power Control Module	○ / ○		
Gestión de sombras SMA ShadeFix/Integrated Plant Control/Q on Demand 24/7	● / ● / ●		
Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller	● / ●		
Garantía: 5/10/15/20 años	● / ○ / ○ / ○		
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, DEWA 2.0, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097:2-1, PEA 2013, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n.º 7/2013, RfG compliant, SI4777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014		
* No es válido para todas las ediciones nacionales de la norma EN 50438			
Modelo comercial	STP 15000TL-30	STP 20000TL-30	STP 25000TL-30

Otros inversores valorados:

- Zevelution PRO 33k[35]
- Kostal PIKO CI
- Solis 40-70K [57]
- Huawei SUN2000-30-40KTL [36] y SmartLogger 3000A [58]
- Sunny Tripower CORE 1[59]
- APS Systems QS1 [60]
- Solax X3 Hybrid [61]

Rack de baterías BYD PREMIUM HVM 16,6 [46]

Rack de baterías	Ud.	BYD B-BOX PREMIUM HVM
Modelo	-	2.76 kWh, 51.2 V, 38 kg
Nº módulos	uds	6
Energía utilizable	kWh	16,56
I_max por salida	A	50
Voltaje nominal	V	307
Voltaje operativo	V	240 – 360
Eficiencia Ida/Vuelta	%	>96
Peso	kg	246
Aplicación	-	ON grid/ ON grid + backup / OFF Grid
Comunicación	-	RS485
Precio	€	9.490,03
P. unitario	€/kWh	573,1

Tabla 49. Especificaciones técnicas del rack de baterías.[46]

HVS & HVM	
Temperatura Operativa	-10 °C to +50°C
Tecnología de Celda	Litio Fosfato de Hierro (libre de Cobalto)
Comunicación	CAN/RS485
Protección IP	IP55
Eficiencia Ida/Vuelta	≥96%
Certificados	VDE2510-50 / IEC62619 / CEC / CE / UN38.3
Aplicaciones	ON Grid / ON Grid + Backup / OFF Grid
Garantía [3]	10 Años
Inversores Compatibles	Consulte la Lista de Configuración Mínima e Inversores Compatibles de Battery-Box Premium

Inversor/cargador de baterías SBS 6.0 [62]

Inversor	Ud.	Sunny Boy Storage 6.0
Tipo de batería	-	Iones de litio
V_max	V	600

MPP Tensión	V	100 ~ 550
I_max por entrada	A	3 x 10
I_cc	uds	40
Nº entradas	uds	3
Output (CA)		
Potencia	kW	6
Tensión	V	230
Frecuencia	Hz	50
I_max	A	26
Eficiencia		
Máxima	%	97,5
Otros		
Peso	kg	26
Comunicación	-	Flexible
Precio	€	2.261,49
P. unitario	€/kW	376,8

Tabla 50. Especificaciones técnicas de Sunny Boy Storage 6.0.

Datos técnicos (provisionales)	Sunny Boy Storage 3.7	Sunny Boy Storage 5.0	Sunny Boy Storage 6.0
Conexión de CA			
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	3680 W	5000 W ¹⁾	6000 W ¹⁾
Capacidad de sobrecarga (a 25 °C hasta máx. 60 s) ²⁾	4600 W	6300 W	7500 W
Salida de corriente nominal de CA (a 230 V, 50 Hz)	16 A	21,7 A ³⁾	26 A
Tensión nominal de CA/intervalo de tensión de CA		230 V/de 172,5 V a 264,5 V	
Frecuencia de red de CA/rango		50 Hz, de 45 Hz a 65 Hz	
Factor de desfase ajustable		0,8 inductivo a 0,8 capacitivo	
Fases de inyección/fases de conexión		1/1	
Entrada de CC de batería			
Tensión máx. de CC	600 V	600 V	600 V
Rango de tensión de CC/tensión asignada de CC	De 100 V a 550 V/360 V	De 100 V a 550 V/360 V	De 100 V a 550 V/360 V
Tensión de CC mín./tensión de inicio de CC	100 V/100 V	100 V/100 V	100 V/100 V
Corriente de CC máx. por entrada de CC/número de entradas de CC	10 A/3 x 10 A	10 A/3 x 10 A	10 A/3 x 10 A
Corriente de cortocircuito máx.	40 A	40 A	40 A
Tipos de batería	Iones de litio ⁴⁾	Iones de litio ⁴⁾	Iones de litio ⁴⁾
Rendimiento			
Rendimiento máx.	97,5 %	97,5 %	97,5 %
Dispositivos de protección			
Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA	● / ●	● / ●	● / ●
Monitorización de toma a tierra/monitorización de red	● / ●	● / ●	● / ●
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●	●	●
Clase de protección/categoría de sobretensión	I / IV	I / IV	I / IV
Datos generales			
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	535 mm/730 mm/198 mm (21,1 pulg./28,5 pulg./7,8 pulg.)		
Medidas incluido el embalaje (ancho/alto/fondo)	600 mm/800 mm/300 mm (23,6 pulg./31,5 pulg./11,8 pulg.)		
Peso/peso incluido el embalaje	26 kg (57 lb)/30 kg (66 lb)		
Rango de temperatura de funcionamiento con la batería en funcionamiento	De -25 °C a +60 °C (de -13 °F a +140 °F)		
Altitud máx. de operación sobre el nivel del mar	3000 m		
Emisión de ruidos, típica (a 1 m de distancia)	39 dB (A)		
Autoconsumo en modo de espera/autoconsumo sin carga	< 5 W/< 10 W (sin alimentación para baterías y dispositivo de conmutación de red)		
Topología	Sin transformador		
Sistema de refrigeración	Convección		
Tipo de protección	IP65		
Clase climática	4K4H		
Valor máximo permitido para la humedad relativa	100 %		
Equipamiento/función			
Función de corriente de emergencia Secure Power Supply	● [máx. 16 A, activada manualmente]		
Interfaces	Ethernet/WLAN/CAN/RS485		
Comunicación/protocolos	Modbus (SMA/Sunspec)/Webconnect/Modbus RTU (RS485)		
Comunicación de la batería	Bus CAN		
Pantalla/interfaz de usuario web	Servidor web integrado/vía teléfono inteligente, tablet o portátil		
Monitorización remota	Sunny Portal a través de Webconnect		
Garantía	5 años/10 años al registrarse en Sunny Portal/Sunny Places		

Sunny Boy Storage 3.7 / 5.0 / 6.0 with BYD Battery-Box Premium HVS and HVM

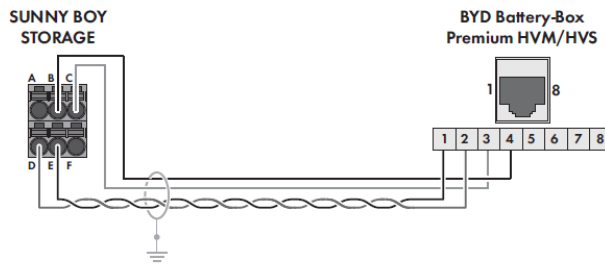


Figure 6: Cabling plan SBS3.7-10 / SBS5.0-10 / SBS6.0-10 with Battery-Box Premium HVS and HVM

Clamping position	Assignment	Pin
A	Not used	-
B	Enable	4
C	GND	3
D	CAN L (twisted pair conductors, at least CAT5e)	2
E	CAN L (twisted pair conductors, at least CAT5e)	1
F	Not used	-

Figura 90. Conexión de la comunicación entre SBS 6.0 y BYD Battery-Box Premium HVS y HVM. Fuente: SMA [63]

Otros catálogos de interés:

- Sunny HOME MANAGER 2.0 [64]
- SMA flexible storage system [41]
- Speedwire [65]

Estructura de soporte SOLARBLOCS

- Solarblocs [66]
- Lastre para Solarblocs[21]

10.4. Acuerdo de reparto de energía de autoconsumo colectivo para instalaciones con excedentes acogidas a compensación [67]

En aplicación del Real Decreto 244/2019 de 5 de abril, los siguientes consumidores acordamos asociarnos a la instalación de **autoconsumo colectivo de energía eléctrica** con las siguientes características:

- CON excedentes**
 Acogida a compensación

CÓDIGO DE AUTOCONSUMO (CAU)	
------------------------------------	--

(Completar para cada consumidor asociado)

	CONSUMIDOR ASOCIADO (titular del suministro)	NIF	CUPS	COEFICIENTE DE REPARTO (β)
1				
2				
3				

(Si existen varios productores con instalaciones de generación asociadas al autoconsumo, completar para cada uno de ellos)

	PRODUCTOR ASOCIADO (titular de la instalación de generación)	NIF	CIL	COEFICIENTE (α)
1				
2				

Con la firma del presente acuerdo, los consumidores **nos acogemos voluntariamente al mecanismo de compensación simplificada** entre los déficits del consumo de cada consumidor y la totalidad de los excedentes de la instalación de autoconsumo, tal como establece el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril.

Les rogamos reciban esta comunicación y procedan a realizar los trámites necesarios.

Del mismo modo, les solicitamos la aplicación del mecanismo de compensación simplificada de los excedentes de la instalación de autoconsumo a la que nos asociamos, y el inicio del mecanismo de compensación en el siguiente periodo de facturación desde la recepción de este acuerdo.

En _____, a _____ de _____ de 20 __.

Los **CONSUMIDORES** asociados:

(Completar para cada consumidor asociado)

CONSUMIDOR ASOCIADO 1:

CONSUMIDOR ASOCIADO 2:

CONSUMIDOR ASOCIADO 3:

NIF:

NIF:

NIF:

Los **PRODUCTORES** asociados:

(Completar para cada productor asociado)

PRODUCTOR 1:

PRODUCTOR 2:

NIF:

NIF:

10.5. Cálculo de las pérdidas de sombras

Entre filas de módulos

Zona Oeste

Se verifica si la distancia de diseño es mayor que la distancia mínima y que los porcentajes de pérdidas por sombras sea menor que el límite recomendado. Es necesario situar el perfil de obstáculos de una fila en el diagrama acorde al ángulo de elevación, entre 17° y 19° para las 3 alternativas.

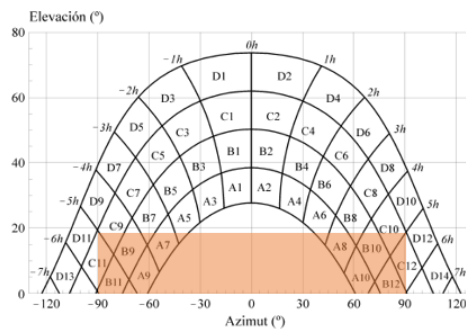


Tabla 51. Diagrama de Tabla V-1 para inclinación $\beta = 35^\circ$ y azimuth $\alpha = 0^\circ$. Perfil del obstáculo coloreado en naranja: fila de módulos.

Las casillas cubiertas son:

Proporción	Casillas
1	B11, B12, A9, A10
0,75	D11, D12, B9, B10, A7, A8
0,5	C9, C10
0,25	C9, C10, B7, B8, A5, A6

Tabla 52. Casillas de cada proporción para calcular las sombras entre filas de módulos en la zona Oeste.

	A	B	C	D
13	0	0	0	0,03
11	0	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,5	1,83	3,87
3	2,7	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,7	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0	0,02	0,1	0,4
14	0	0	0	0,02

Tabla 53. Casillas que representan el nivel de parcialidad de las sombras.

Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

Alternativas	Uds.	1	2	3	Verificar
Nº filas		3,00	5,00	6,00	
Nº módulos afectados	uds	36,00	36,00	45	
Potencia	kW	0,335	0,45		
Proporción de producción		40%	50%	56%	
Posición	V/H	Vertical	Horizontal		
Altura de módulo	m	1,956	1,038		
Inclinación de módulo	º	35,00	35,00	18,00	
Profundidad de módulo	m	1,60	0,85	0,99	
k	-	2,54			
h	m	1,12	0,6	0,32	
D_mín	m	2,85	1,51	0,81	
D_disponible	m	6,27	6,83	5,16	
Margen_disponible	m	0,58	0,79	1,09	
D_diseño	m	3,14	1,71	1,03	CUMPLE
Ángulo_incidencia	º	19,68	19,22	17,27	
P_sombras	%	4,21	4,21	1,05	CUMPLE
P_sombras verano	%	0,00	0,00	0,00	CUMPLE
P_sombras primavera	%	0,45	0,45	0,45	CUMPLE
P_sombras otoño	%	1,13	1,13	1,13	CUMPLE
P_sombras invierno	%	2,63	2,63	2,63	CUMPLE
P_sombras proporcional	%	1,68	2,10	0,58	CUMPLE
P_sombras verano	%	0,00	0,00	0,00	CUMPLE
P_sombras primavera	%	0,18	0,23	0,25	CUMPLE
P_sombras otoño	%	0,45	0,56	0,63	CUMPLE
P_sombras invierno	%	1,05	1,32	1,46	CUMPLE

Tabla 54. Distancia mínima y de diseño, ángulo de incidencia y pérdidas por sombras en la zona Oeste.

Zona Este

Se verifica si la distancia de diseño es mayor que la distancia mínima y que los porcentajes de pérdidas por sombras sea menor que el límite recomendado. Es necesario situar el perfil de obstáculos de una fila en el diagrama acorde al ángulo de elevación de 10º para la alternativa 2 y 18º para la alternativa 3 (igual que las alternativas de la zona Oeste). Se muestra el diagrama con perfil de obstáculos de la segunda alternativa.

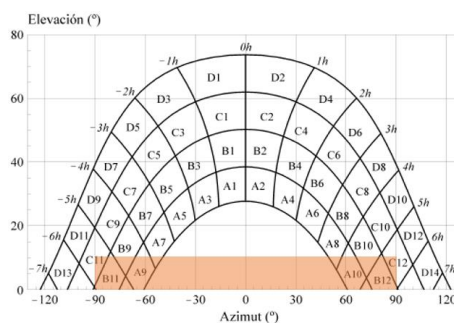


Tabla 55. Diagrama de Tabla V-1 para inclinación $\beta = 35^\circ$ y azimut $\alpha = 0^\circ$. Perfil del obstáculo coloreado en naranja: fila de módulos.

Las casillas cubiertas son:

Proporción	Casillas
1	B11, B12

0,75	A9, A10,
0,5	
0,25	B9, B10, A7,A8

Tabla 56. Casillas de cada proporción para calcular las sombras entre filas de módulos en la zona Este.

	A	B	C	D
13	0	0	0	0,03
11	0	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,5	1,83	3,87
3	2,7	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,7	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0	0,02	0,1	0,4
14	0	0	0	0,02

Tabla 57. Casillas que representan el nivel de parcialidad de las sombras.

En la alternativa 1 no hay sombras puesto que se trata de una única hilera de módulo FVs. Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

Alternativas	Uds.	1	2	3	Verificar
Nº filas		1	2	3	
Nº módulos afectados	uds	0	9	18	
Potencia	kW	0,335	0,45		
Proporción de producción		0%	13%	22%	
Posición	V/H	Vertical	Horizontal		
Altura de módulo	m	1,956	1,038		
Inclinación de módulo	º	35,00	35,00	18,00	
Profundidad de módulo	m	1,60	0,85	0,99	
k	-	2,54			
h	m	1,12	0,6	0,32	
D_mín	m	-	1,51	0,81	
D_disponible	m	-	3,15	1,89	
Margen_disponible	m	-	1,64	0,26	
D_diseño	m	-	3,15	0,94	CUMPLE
Ángulo_incidencia	º	-	10,70	18,76	
P_sombras	%	0,00	0,91	4,21	CUMPLE
P_sombras verano	%	0,00	0,00	0,00	CUMPLE
P_sombras primavera	%	0,00	0,00	0,45	CUMPLE
P_sombras otoño	%	0,00	0,24	1,13	CUMPLE
P_sombras invierno	%	0,00	0,68	2,63	CUMPLE
P_sombras proporcional	%	0,00	0,11	0,94	CUMPLE
P_sombras verano	%	0,00	0,00	0,00	CUMPLE
P_sombras primavera	%	0,00	0,00	0,10	CUMPLE
P_sombras otoño	%	0,00	0,03	0,25	CUMPLE
P_sombras invierno	%	0,00	0,08	0,59	CUMPLE

Tabla 58. Distancia mínima y de diseño, ángulo de incidencia y pérdidas por sombras en la zona Este.

Entre cuartillo y filas de módulos

Se verifica si la distancia de diseño es mayor que la distancia mínima y que los porcentajes de pérdidas por sombras sea menor que el límite recomendado. Es necesario situar el perfil de obstáculos de una fila en el diagrama acorde al ángulo de elevación de 30°. Sólo afecta entre las horas -7 h y -3 h respecto a las 12:00 h, es decir, durante 4 horas por la mañana. A partir de entonces es inexistente.

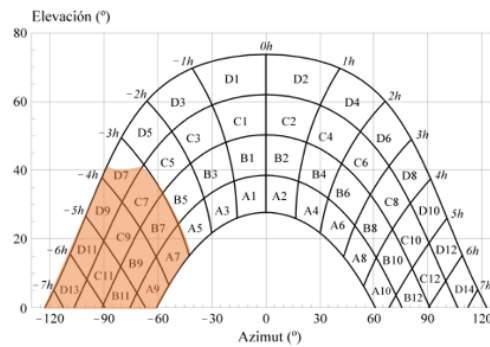


Tabla 59. Diagrama de Tabla V-1 para inclinación $\beta=35^\circ$ y azimuth $\alpha=0^\circ$. Perfil del obstáculo coloreado en naranja: cuartillo.

Proporción	Casillas
1	A9,A7,B11,B9,B7,C11,C9,C7,D13,D11,D9
0,75	
0,5	D7
0,25	

Tabla 60. Casillas de cada proporción para calcular las sombras entre filas de módulos en la zona Oeste.

	A	B	C	D
13	0	0	0	0,03
11	0	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,5	1,83	3,87
3	2,7	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,7	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0	0,02	0,1	0,4
14	0	0	0	0,02

Tabla 61. Casillas que representan el nivel de parcialidad de las sombras.

La distancia mínima es de 7,61 m y la distancia de diseño seleccionada es de 5 m, es una excepción justificada ya que la sombra es muy cambiante. Se escogen 5 m como media

aproximada entre los 7,6 m de la plenitud de sombra y 2,5 m de distancia entre las filas y el cuartillo.

Alternativas	Uds.	1	2	3	Verificar
Nº filas		3,00	5,00	6,00	
Nº módulos por fila		18	9		
Nº módulos afectados	uds	16,00	16,00	25,00	
Potencia	kW	0,335	0,45		
Proporción de producción		20%	22%	22%	
Posición	V/H	Vertical	Horizontal		
Altura de módulo	m	1,956	1,038		
Inclinación de módulo	º	35,00	35,00	18,00	
k	-	2,54			
h	m	3			
D_mín	m	7,61			
D_diseño	m	5,00			
Ángulo_incidencia	º	30,96			
P_sombras	%	7,82			CUMPLE
P_sombras verano	%	3,31			CUMPLE
P_sombras primavera	%	2,01			CUMPLE
P_sombras otoño	%	1,37			CUMPLE
P_sombras invierno	%	1,13			CUMPLE
P_sombras proporcional	%	1,54	1,74	1,93	CUMPLE
P_sombras verano	%	0,65	0,74	0,82	CUMPLE
P_sombras primavera	%	0,40	0,45	0,50	CUMPLE
P_sombras otoño	%	0,27	0,30	0,34	CUMPLE
P_sombras invierno	%	0,22	0,25	0,28	CUMPLE

Tabla 62. Distancia mínima y de diseño, ángulo de incidencia y pérdidas por sombra del cuartillo en la zona Oeste.

10.6. Precios de la electricidad según la tarifa. Fuente: REE [10]

Precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada (PVPC)

MES	2019	2020	2021	PROMEDIO
ENERO		40,96	59,97	50,465
FEBRERO		35,7	28,32	32,01
MARZO		27,57	42,58	35,075
ABRIL	50,08	17,49		33,785
MAYO	48,15	21,08		34,615
JUNIO	46,98	30,46		38,72
JULIO	51,25	34,46		42,855
AGOSTO	44,74	36,02		40,38
SEPTIEMBRE	41,92	41,78		41,85
OCTUBRE	46,98	36,36		41,67
NOVIEMBRE	42,03	41,73		41,88

DICIEMBRE	33,66	41,77	37,715
PROMEDIO	45,0877778	33,7816667	43,6233333
			39,2516667

Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto

MES	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	PROMEDIO
ENERO	126,33	100,59	144,42	116,78	128,87	103,35	128,39	121,247143
FEBRERO	115,63	90,28	120,15	121,44	119,42	96,66	89,75	107,618571
MARZO	116,14	90,49	110,4	105,95	113,81	87,23	106,98	104,428571
ABRIL	119,48	85,63	110,92	108,15	115,25	78,7		103,021667
MAYO	117,29	86,92	112,2	120,47	110,88	80,14		104,65
JUNIO	125,67	100,25	113,88	123,45	108,36	89,07		110,113333
JULIO	130,39	101,93	112,48	126,85	112,46	92,81		112,82
AGOSTO	123,75	103,37	112,46	131,31	105,7	95,22		111,968333
SEPTIEMBRE	117,89	105,44	113,25	137,59	101,75	101,43		112,891667
OCTUBRE	116,21	116,82	123,33	130,28	108,54	96,71		115,315
NOVIEMBRE	119,86	120,67	127,28	128,28	104,69	104,81		117,598333
DICIEMBRE	120,92	128,2	126,69	129,56	95,62	105,44		117,738333
PROMEDIO	120,79667	102,549167	118,955	123,3425	110,445833	94,2975	108,373333	111,617579

Término de facturación de energía activa del PVPC eficiencia 2 periodos (DHA)

MES	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	PROMEDIO
ENERO	102,4	80,21	122,94	95,79	107,65	82,64	107,19	99,8314286
FEBRERO	92,18	70,02	99,11	100,36	98,35	76,09	69,41	86,5028571
MARZO	92,68	70,33	89,53	85,36	92,84	66,97	86,1	83,4014286
ABRIL	95,99	65,56	90,11	87,53	94,42	58,54		82,025
MAYO	94,05	66,98	91,57	99,79	90,28	60,08		83,7916667
JUNIO	102,28	80,06	93,37	102,76	87,9	68,94		89,2183333
JULIO	107,13	81,73	91,98	106,1	92,02	72,68		91,94
AGOSTO	102,41	83,06	91,94	110,52	85,31	75,01		91,375
SEPTIEMBRE	96,57	85,06	92,78	116,79	81,51	81,16		92,3116667
OCTUBRE	95,13	96,38	102,6	109,52	88,04	76,37		94,6733333
NOVIEMBRE	98,29	99,97	106,21	107,24	84,08	84,13		96,6533333
DICIEMBRE	99,35	107,16	105,7	108,34	75,14	84,72		96,735

PROMEDIO	98,20 5	82,21	98,153333 3	102,50833 3	89,79 5	73,944166 7	87,566666 7	90,704920 6
----------	------------	-------	----------------	----------------	------------	----------------	----------------	----------------

Tablas de resultados de los cálculos mensuales de producción, consumo, autoconsumo y excedentes individualizados

Mes	días	$G_{dm} (\sum_{i=1}^n \dot{E}_i \cdot \Delta t_i)$ [kWh/(m ² ·mes)]	$G_{dm} (\sum_{i=1}^n \dot{E}_i \cdot \Delta t_i)$ [kWh/(m ² ·a)]	PR (%)	Ep (kWh/mes)	Consumo (kWh/m)	Autoconsumo (kWh/mes)	Excedente estimado (kWh/mes)	Autoconsumo (kWh/mes)	Ep (kWh/día)	Cosumo (kWh/día)	Excedente estimado (kWh/día)
Enero	31	189,09	3,84	0,87	221,30	400,26	0,000	221,161	0,000	0,539	7,13	0,000
Febrero	28	128,17	4,58	0,86	235,34	350,86	12,498	223,446	12,498	0,637	6,43	0,45
Marzo	31	185,72	5,35	0,84	298,31	390,41	85,774	212,599	85,774	0,736	6,89	0,45
Abril	30	189,02	6,30	0,83	335,26	316,47	335,26	251,888	335,26	0,98	6,89	2,78
Mayo	31	217,88	7,03	0,81	378,57	316,47	378,57	251,888	378,57	0,796	6,89	0,45
Junio	30	225,15	7,50	0,80	385,31	381,28	385,31	287,253	385,31	0,742	6,89	0,45
Julio	31	231,23	7,46	0,79	393,57	393,52	393,57	251,157	393,57	0,635	6,89	0,45
Agosto	31	218,08	7,03	0,79	368,98	331,08	368,98	248,543	368,98	0,635	6,89	0,45
Septiembre	30	180,91	6,02	0,81	312,24	332,05	312,24	233,363	312,24	0,620	6,89	0,45
Octubre	31	190,23	6,02	0,81	327,53	283,43	327,53	201,995	327,53	0,767	6,73	2,43
Noviembre	30	109,81	3,61	0,87	201,13	300,36	201,13	201,128	201,13	0,648	6,73	0,000
Diciembre	31	111,85	3,61	0,87	208,87	402,45	208,87	208,579	208,87	0,518	6,73	0,000
Promedio	30,42	170,54	5,60	0,83	309,79	334,29	309,79	233,84	309,79	0,680	6,87	2,16
Total	365	2047	67		3604	3342	3604	2806	3604	0,680	6,87	2,16
Mes	días	$G_{dm} (\sum_{i=1}^n \dot{E}_i \cdot \Delta t_i)$ [kWh/(m ² ·mes)]	$G_{dm} (\sum_{i=1}^n \dot{E}_i \cdot \Delta t_i)$ [kWh/(m ² ·a)]	PR (%)	Ep (kWh/mes)	Consumo (kWh/m)	Autoconsumo (kWh/mes)	Excedente estimado (kWh/mes)	Autoconsumo (kWh/mes)	Ep (kWh/día)	Cosumo (kWh/día)	Excedente estimado (kWh/día)
Enero	31	189,09	3,84	0,87	221,30	400,26	0,000	221,161	0,000	0,539	7,13	0,000
Febrero	28	128,17	4,58	0,86	235,34	350,86	12,498	223,446	12,498	0,637	6,43	0,45
Marzo	31	185,72	5,35	0,84	298,31	390,41	85,774	212,599	85,774	0,736	6,89	0,45
Abril	30	189,02	6,30	0,83	335,26	316,47	335,26	251,888	335,26	0,98	6,89	2,78
Mayo	31	217,88	7,03	0,81	378,57	316,47	378,57	251,888	378,57	0,796	6,89	0,45
Junio	30	225,15	7,50	0,80	385,31	381,28	385,31	287,253	385,31	0,742	6,89	0,45
Julio	31	231,23	7,46	0,79	393,57	393,52	393,57	251,157	393,57	0,635	6,89	0,45
Agosto	31	218,08	7,03	0,79	368,98	331,08	368,98	248,543	368,98	0,635	6,89	0,45
Septiembre	30	180,91	6,02	0,81	312,24	332,05	312,24	233,363	312,24	0,620	6,89	0,45
Octubre	31	190,23	6,02	0,81	327,53	283,43	327,53	201,995	327,53	0,767	6,73	2,43
Noviembre	30	109,81	3,61	0,87	201,13	300,36	201,13	201,128	201,13	0,648	6,73	0,000
Diciembre	31	111,85	3,61	0,87	208,87	402,45	208,87	208,579	208,87	0,518	6,73	0,000
Promedio	30,42	170,54	5,60	0,83	309,79	334,29	309,79	233,84	309,79	0,680	6,87	2,16
Total	365	2047	67		3604	3342	3604	2806	3604	0,680	6,87	2,16
Mes	días	$G_{dm} (\sum_{i=1}^n \dot{E}_i \cdot \Delta t_i)$ [kWh/(m ² ·mes)]	$G_{dm} (\sum_{i=1}^n \dot{E}_i \cdot \Delta t_i)$ [kWh/(m ² ·a)]	PR (%)	Ep (kWh/mes)	Consumo (kWh/m)	Autoconsumo (kWh/mes)	Excedente estimado (kWh/mes)	Autoconsumo (kWh/mes)	Ep (kWh/día)	Cosumo (kWh/día)	Excedente estimado (kWh/día)
Enero	31	189,09	3,84	0,87	221,30	400,26	0,000	221,161	0,000	0,539	7,13	0,000
Febrero	28	128,17	4,58	0,86	235,34	350,86	12,498	223,446	12,498	0,637	6,43	0,45
Marzo	31	185,72	5,35	0,84	298,31	390,41	85,774	212,599	85,774	0,736	6,89	0,45
Abril	30	189,02	6,30	0,83	335,26	316,47	335,26	251,888	335,26	0,98	6,89	2,78
Mayo	31	217,88	7,03	0,81	378,57	316,47	378,57	251,888	378,57	0,796	6,89	0,45
Junio	30	225,15	7,50	0,80	385,31	381,28	385,31	287,253	385,31	0,742	6,89	0,45
Julio	31	231,23	7,46	0,79	393,57	393,52	393,57	251,157	393,57	0,635	6,89	0,45
Agosto	31	218,08	7,03	0,79	368,98	331,08	368,98	248,543	368,98	0,635	6,89	0,45
Septiembre	30	180,91	6,02	0,81	312,24	332,05	312,24	233,363	312,24	0,620	6,89	0,45
Octubre	31	190,23	6,02	0,81	327,53	283,43	327,53	201,995	327,53	0,767	6,73	2,43
Noviembre	30	109,81	3,61	0,87	201,13	300,36	201,13	201,128	201,13	0,648	6,73	0,000
Diciembre	31	111,85	3,61	0,87	208,87	402,45	208,87	208,579	208,87	0,518	6,73	0,000
Promedio	30,42	170,54	5,60	0,83	309,79	334,29	309,79	233,84	309,79	0,680	6,87	2,16
Total	365	2047	67		3604	3342	3604	2806	3604	0,680	6,87	2,16

Bibliografía

- [1] «Ministerio de Industria, Comercio y Turismo - El Gobierno suspenderá de forma temporal las primas de nuevas instalaciones de régimen especial». <https://www.mincotur.gob.es/es-ES/GabinetePrensa/NotasPrensa/2012/Paginas/npregimenespecial270112.aspx> (accedido ago. 25, 2021).
- [2] Ministerio para la Transición Ecológica, *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica*, n.º 90. 2019, pp. 68-71.
- [3] «Conexión de autoconsumidores | i-DE - Grupo Iberdrola». <https://www.i-de.es/conexion-red-electrica/autoconsumo-electrico-produccion-energia/autoconsumidores> (accedido ago. 11, 2021).
- [4] «Info IDAE 060: Guía de Tramitación del Autoconsumo | Idae». <https://www.idae.es/publicaciones/info-idae-060-guia-de-tramitacion-del-autoconsumo> (accedido may 18, 2021).
- [5] J. M. López, «Energía Solar Fotovoltaica Viernes 26 de febrero 2021 Autoconsumo Fotovoltaico : Oportunidades y Aplicaciones», 2021.
- [6] «Real Decreto 244/2019 – Autoconsumo». <https://autoconsumo.unef.es/real-decreto-244-2019/> (accedido ago. 10, 2021).
- [7] IDAE, «Guía profesional de tramitación del autoconsumo | Idae», 2020. <https://www.idae.es/publicaciones/guia-profesional-de-tramitacion-del-autoconsumo> (accedido may 26, 2021).
- [8] «Alegaciones a la orden que permite un reparto variable para cada hora del año de la energía generada por las instalaciones de autoconsumo compartido», *Alianza por el autoconsumo*, vol. 26, n.º 3, pp. 1-4, 2019.
- [9] «Nuestros hábitos de consumo | Red Eléctrica de España». <https://www.ree.es/es/red21/eficiencia-energetica-y-consumo-inteligente/nuestros-habitos-de-consumo> (accedido jul. 09, 2021).
- [10] «PVPC | ESIOS electricidad · datos · transparencia». <https://www.esios.ree.es/es/pvpc?date=01-06-2021> (accedido jun. 12, 2021).
- [11] Ministerio de Fomento, «Documento básico SE-AE Seguridad Estructural. Acciones en la Edificación.», *Código Técnico la Edif.*, pp. 1-42, 2009.
- [12] «¡Nuevo impulso a las Comunidades Energéticas! – Prats Roca Ingeniería.» <https://www.pratsingenieria.com/nuevo-impulso-a-las-comunidades-energeticas/> (accedido ago. 17, 2021).
- [13] A. por el Autoconsumo, «Respuesta a la consulta pública sobre la Estrategia Nacional de Autoconsumo», 2020.
- [14] T. Gómez-Navarro, T. Brazzini, D. Alfonso-Solar, y C. Vargas-Salgado, «Analysis of the potential for PV rooftop prosumer production: Technical, economic and environmental assessment for the city of Valencia (Spain)», *Renew. Energy*, vol. 174, pp. 372-381, ago.

2021, doi: 10.1016/j.renene.2021.04.049.

- [15] «Siemens Gamesa Makes Headway On Hybridization Of Renewable Energy - North American Windpower». <https://nawindpower.com/siemens-gamesa-makes-headway-on-hybridization-of-renewable-energy> (accedido ago. 24, 2021).
- [16] «Barrio Solar: compartiendo energía entre vecinos | edp.com». <https://www.edp.com/es/innovacion/barrio-solar-compartiendo-energia-entre-vecinos> (accedido ago. 24, 2021).
- [17] Unión Española Fotovoltaica, «El autoconsumo muestra su resiliencia y avanza un 30% – UNEF», *UNEF*, 2021.
- [18] Auto solar Energy Solutions SLU, «Panel monocristalino vs policristalino - ¿Cuál es la diferencia? - YouTube», 29 de julio, 2019. <https://www.youtube.com/watch?v=gpyxTDt18o0&t=2s> (accedido may 18, 2021).
- [19] IRENA, *Future of solar photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation: paper)*, vol. November. 2019.
- [20] «Estructura soporte reforzada 30° para 2 paneles solares de 72 células». <https://atersa.shop/estructura-soporte-para-2-filas-de-paneles-de-72-celulas-en-vertical/> (accedido jun. 12, 2021).
- [21] S. Cubiertas y P. Dur, «Ficha técnica de lastre para Solarblocs».
- [22] «Estructura coplanar para 1 placa solar y montaje sobre teja». <https://atersa.shop/estructura-coplanar-para-1-modulo-y-montaje-sobre-teja/> (accedido jun. 12, 2021).
- [23] «Estructura coplanar con varilla roscada para una placa». <https://atersa.shop/estructura-coplanar-con-varilla-roscada-para-1-modulo/> (accedido jun. 12, 2021).
- [24] «Estructura 30° Solarbloc 3-9 paneles». <https://elalmacenfotovoltaico.com/solarbloc/270-estructura-30-solarbloc-3-9-paneles.html> (accedido jun. 12, 2021).
- [25] «Sistema fijación Grapa Intermedia para módulos con marco de 35 mm 25ud». <https://atersa.shop/grapa-intermedia-35-mm-con-tornilleria-25-uds-2020/> (accedido jun. 12, 2021).
- [26] «Refuerzo de las interconexiones | Red Eléctrica de España». <https://www.ree.es/es/red21/refuerzo-de-las-interconexiones> (accedido ago. 25, 2021).
- [27] «¿Qué pasará en 2035 con los coches diésel? Claves sobre el plan de Bruselas para impulsar la movilidad verde | Economía | EL PAÍS». <https://elpais.com/economia/2021-07-20/que-pasara-en-2035-con-los-coches-diesel-claves-sobre-el-plan-de-bruselas-para-impulsar-la-movilidad-verde.html> (accedido jul. 20, 2021).
- [28] G. Maps, «Colegio Diocesano Santiago Apostol - Google Maps». <https://www.google.com/maps/place/Colegio+Diocesano+Santiago+Apostol/@39.4853925,-0.3808431,108m/data=!3m1!1e3!4m8!1m2!2m1!1smaos!3m4!1s0x0:0x129ecfbad3390858!8m2!3d39.4855743!4d-0.3806586> (accedido may 21, 2021).
- [29] RED Electrica de Espana, «Usa la energía con cabeza», p. 12, 2010.

- [30] A. grupo Elecnor, *Módulos fotovoltaicos para el futuro A-xxxP GS (325/330/335 W)*. .
- [31] «Panel Solar 340W 24V Policristalino ERA | al Mejor Precio». <https://autosolar.es/panel-solar-24-voltios/panel-solar-340w-24v-policristalino-era> (accedido may 18, 2021).
- [32] «Pallet Paneles Solares 400W Perc Mono Jinko | al Mejor Precio». <https://autosolar.es/panel-solar-24-voltios/pallet-paneles-solares-jinko-400w-mono-perc> (accedido jun. 08, 2021).
- [33] «Palet de 27 placas solares monocristalinas de 450W». <https://atersa.shop/palet-de-27-uds-de-panel-solar-450w-a-450m-atersa-gs/> (accedido jun. 08, 2021).
- [34] «Placa Solar Monocristalina 540W ATERSA GS y 144 medias células». <https://atersa.shop/panel-solar-540w-a-540m-atersa-gs-120-medias-celulas/> (accedido jun. 08, 2021).
- [35] «Catálogo inversor trifásico Zevelution PRO 33k (EN).pdf». .
- [36] «Inversor Huawei SUN2000-36KTL-M3». <https://atersa.shop/inversor-huawei-sun2000-36kti-m3/> (accedido jun. 11, 2021).
- [37] Huawei, «Smart PV Controller Huawei Sun2000-60KTL», pp. 20-21.
- [38] SMA Solar Technology, «Sunny Tripower 15000TL / 20000TL -- Economic Excellence», 2012.
- [39] IDAE, «Energía Solar Fotovoltaica: Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red», 2011.
- [40] «SUNNY EXPLORER | SMA Solar». <https://www.sma.de/es/productos/monitorizacion-y-control/sunny-explorer.html> (accedido jun. 12, 2021).
- [41] S. M. A. Solar y T. Ag, «Descripción del sistema SMA FLEXIBLE STORAGE SYSTEM Disposiciones legales».
- [42] «Sunny Portal powered by ennexOS | SMA Solar». <https://www.sma.de/es/productos/monitorizacion-y-control/sunny-portal.html> (accedido jun. 12, 2021).
- [43] «SUNNY HOME MANAGER 2.0 | SMA Solar». <https://www.sma.de/es/productos/monitorizacion-y-control/sunny-home-manager-20.html> (accedido jun. 12, 2021).
- [44] S. B. O. Y. Storage, «El primer inversor de batería multistring: un suministro siempre fiable», pp. 5-8.
- [45] C. S. Counter y C. Monitor, «EXCOUNT-II — Technical information Table of Contents », pp. 1-14.
- [46] «Batería de Litio BYD B-BOX PREMIUM HVM 16.6 48V 16,56kWh - 6 Módulos - Merkasol Energías Renovables». https://merkasol.com/epages/62387086.sf/?Locale=es_ES&ObjectPath=/Shops/62387086/Products/bat0266&ViewAction=ViewProductViaPortal&esp=googlemerchan&gclid=CjwKCAjw2ZaGBhBoEiwA8pfP_r9vWeR9XqvprGaFiFb0pbmb124w89-SRIps0AxZGITdKrtKr_bKuhocBxOQAvD_BwE (accedido jun. 13, 2021).
- [47] C. D. E. Distribuci, «CONDICIONES TÉCNICAS DE INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN ELECTRICA CONECTADAS A LA RED DE i-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES», 2019.

- [48] «Calculo del lastre - kilowatio». <http://kilowatio.net/calculo-del-lastre.html> (accedido jun. 18, 2021).
- [49] «Guía-BT-30», pp. 1-12.
- [50] J. Del Estado, *Ley 24/2013, de 26 de Diciembre, del Sector Eléctrico*. 2013, p. 104.
- [51] Photovoltaic Geographical Information System, «JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission». https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#PVP (accedido may 19, 2021).
- [52] A. G. S. H. M. W, «Módulo solar fotovoltaico A 450M GS», pp. 0-1.
- [53] www.prisolar.com, «Panel Solar MonocristalinoSRP 330 BMB HV», *Es.Pvsolarchina.Com*, p. 330, 2000.
- [54] G. Keifer y F. Effenberger, «A-xxxM GS (380/400)», *Angew. Chemie Int. Ed.*, vol. 6, n.º 11, pp. 951-952, 1967.
- [55] Jinko, «Cheetah HC 72M-V 380-400 Watt (Data-sheet)», pp. 2-3, 2018.
- [56] «JaSolar-M72S20-MR440-465W.pdf». .
- [57] I. Solis, «Inversores Solis trifásicos Características : Modelo »:
- [58] «SmartLogger3000A», n.º 02, p. 20190512.
- [59] Sma AG Solar Technology, «Sunny Tripower Core1», pp. 1-2, 2017.
- [60] L. Industria, «Ficha Técnica Microinversor QS1», pp. 1-2, 2014.
- [61] «Inversor SolaX X3 Hybrid 10.0T 5000VA | al Mejor Precio». <https://autosolar.es/inversores-hibridos/inversor-solax-x3-hybrid-100t-hv-10000va> (accedido may 31, 2021).
- [62] S. B. O. Y. Storage, «SUNNY BOY STORAGE 6.0», pp. 5-8.
- [63] B. P. Hvm, «Battery-Box Premium Hvs / Hvm».
- [64] S. H. Manager y S. Portal, «SUNNY HOME MANAGER 2 . 0 La central de control para una gestión inteligente de la energía».
- [65] «Información técnica BUS DE CAMPO SMA SPEEDWIRE», pp. 1-36.
- [66] Solarbloc, «Hoja técnica de datos: SOLARBLOC».
- [67] IDAE y ENERAGEN, «Guía Profesional de tramitación del autoconsumo», 2020.

Glosario de términos

Acrónimos

2.0A	Tarifa de 2 periodos sin discriminación horaria
2.0DHA	Tarifa de 2 periodos con discriminación horaria
3/N/PE	Trifásico
A	Autoconsumo
AT	Alta tensión
CA	Corriente alterna
CAU	Código de Autoconsumo
CC	Corriente continua
CE4AE	Clean energy for all Europeans package
CIL	Código de Instalación de producción a efectos de Liquidación
CNCM	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
CTE	Código Técnico de Edificación
CUPS	Código Universal del Punto de Suministro
E [kWh]	Excedentes
E [W/m ²]	Irradiancia medida con la CTE calibrada
Fenacore	Federación Nacional de Comunidades de Regantes
FV	Fotovoltaica
GPS	Global Positioning System
HV	Alto voltaje
IBI	Impuesto sobre Bienes Inmuebles
ICIO	Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
ITC-BT-40	Instrucción técnica complementaria 40 de baja tensión
IVACE	Instituto Valenciano de Competitividad Empresarial
MIBEL	Mercado Ibérico de la Electricidad
MLPE	Module Level Power Electronics

MPPT	Maximum Power Point Tracking
OI	Orientación e inclinación
P	Pérdidas (%)
P	Potencia (kW)
P	Producción (kWh)
PCT	Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE
PdR	Periodo de Retorno
PERC	Passivated Emitter Rear Cell
PMP	Punto de máxima potencia de un módulo
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
PR	Performance ratio
PROP	Oficina de atención al ciudadano de la Comunidad Valenciana
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
PVPC	Precio Voluntario de Pequeño Consumidor
RD	Real Decreto
S	Sombras
SMA	System, Mess and Anlagentechnik Solar Technology
SoC	Estado de carga de la batería
STC	Standard Test Condition
TFM	Trabajo Final de Máster
TIR	Tasa interna de retorno
TONC	Temperatura de operación nominal de célula.
UE	Unión Europea
UNEF	Unión Española Fotovoltaica
UTC	Tiempo Universal Coordinado
VAN	Valor actual neto
α	Azimuth: Ángulo de orientación con respecto al Sur en sentido horario
β	Inclinación: Ángulo de levantamiento del módulo
β_i	Coefficientes de reparto del contrato entre asociados

Unidades de medida

kWh	Generación de energía eléctrica
€/kWh eléctrica	Coste por unidad de energía / Peaje del término de energía de la factura eléctrica
€/kW/día	Peaje de la potencia contratada en la factura eléctrica
kWh/m ² /mes por mes	Irradiación en plano expresado en kilo watios hora por unidad de superficie por mes
°C	Grado Celsius de temperatura
m	Longitud en metros del cableado
m ²	Superficie
mm ³	Dimensión del módulo fotovoltaico
kg	Masa en kilogramos
kW	Unidad de potencia eléctrica en kilo watios
W/m ²	Irradiancia en plano fijo

