



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Metodología para el dimensionamiento de Plantas
Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos
de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

Trabajo Fin de Máster

Máster Universitario en Tecnología Energética para Desarrollo
Sostenible

AUTOR/A: Méndez Cubero, Nieves África

Tutor/a: Vargas Salgado, Carlos Afranio

CURSO ACADÉMICO: 2023/2024

RESUMEN

En el presente trabajo se establece y desarrolla una metodología para dimensionar plantas fotovoltaicas para poder conectarse a un punto en la red de distribución de media tensión con una capacidad, en términos de potencia, limitada. Se dimensiona estas plantas fotovoltaicas hibridándolas con sistemas de almacenamiento de energía consistente en batería de iones de litio. De esta forma se busca almacenar el exceso de la energía generada debido al límite de conexión y verter durante el día. Se plantea el dimensionamiento con el objetivo de maximizar los ingresos de la venta de la energía excedente, ante una previsible bajada considerable de los precios de la energía en las horas centrales del día. Además, el uso de almacenamiento permitirá reducir las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera mediante el uso de la energía producida a partir de fuentes renovables en horas donde este tipo de generación no produce.

En España la legislación actual obliga a las empresas distribuidoras a publicar un “Mapa de Capacidad”, donde se indica la capacidad disponible en términos de potencia en los nudos de su red para la conexión de generación. En estos mapas de capacidad se puede observar cómo los nudos con capacidad disponible son limitados y, además, la capacidad en los que existe disponibilidad es bastante limitada, generalmente por debajo de 1MW. Como consecuencia, las plantas de generación eléctrica de grandes dimensiones que se conecten a la red de distribución se encuentran ante una difícil situación en la búsqueda de acceso y conexión. La metodología planteada en este TFM responde a esta casuística con un procedimiento que permite aprovechar al máximo las limitaciones de la red existente y que sirve de alternativa al aumento de la capacidad de las redes y la inversión que ello conlleva en contraposición a la bajada de los precios de venta de la energía.

La metodología es un proceso de cálculo que, empleando hojas de cálculo de Excel, determina el dimensionamiento de varios escenarios con potencias iguales y superiores a las del punto de conexión. Para la realización de los cálculos se necesita la previa elección de equipos de forma que se puedan introducir sus características y parámetros de funcionamiento. Con estos datos en conjunto con la información ambiental de la localización de la planta fotovoltaica se determinan los distintos escenarios a comparar. Primero se determina el dimensionamiento de cada uno de estos escenarios para, posteriormente establecer una curva de carga y descarga de las baterías y, consecuentemente, de vertido de energía a la red de distribución con 8760 valores correspondientes a cada hora del año. Este cálculo se realiza manteniendo siempre el vertido por debajo del límite de capacidad del nudo de conexión y teniendo en cuenta el precio horario medio de la energía en un año.

Una vez obtenida la curva de vertido anual se calculan a partir de ella los flujos de ingresos que se obtendrían para cada escenario. Con estos ingresos, los precios de equipos y demás flujos de caja se determinan los parámetros económicos VAN, periodo de retorno, TIR y LCOE que son

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

empleados para comparar los escenarios. El dimensionamiento óptimo será el del escenario con mayor VAN, menor periodo de retorno, menor TIR y menor LCOE, o mejor combinación de los tres parámetros de entre los escenarios estudiados.

Esta metodología ha sido aplicada a un caso real en la provincia de Castellón con el objetivo de comprobar su validez y de servir de ejemplo en el presente estudio. Concretamente, se han realizado los cálculos sobre un nudo de la red de la empresa i-DE en Atzeneta de Maestrat con un límite de capacidad de conexión de generadores de 0,5 MW. Se ha obtenido finalmente un dimensionamiento óptimo combinando generación fotovoltaica con almacenamiento de energía.

Palabras Clave: Punto de conexión; Capacidad; Potencia; Electricidad; Energía; Fotovoltaica; Generación; Baterías; Paneles; Fotovoltaica; Periodo tarifario; Curva de vertido; VAN; TIR; LCOE;PB.

RESUM

En el present treball s'establix i desenvolupa una metodologia per a dimensionar plantes fotovoltaiques que es vagen a connectar a un punt en la xarxa de distribució de mitjana tensió amb una capacitat, en termes de potència, limitada. La tecnologia a la qual s'aplica és a plantes fotovoltaiques híbrides amb bateries de liti d'emmagatzematge d'energia. Es planteja el dimensionament amb l'objectiu de maximitzar els ingressos de la venda de l'energia excedent, davant una previsible baixada considerable dels preus de l'energia en les hores centrals del dia. A més, l'ús d'emmagatzematge permetrà reduir les emissions de gasos d'efecte d'hivernacle a l'atmosfera mitjançant l'ús de l'energia produïda a partir de fonts renovables encara en hores on no es produïx.

La legislació actual obliga les empreses distribuïdores a Espanya a publicar un "Mapa de Capacitat", on s'indica la capacitat lliure en termes de potència en els nusos de la seua xarxa per a la connexió de generació. En els mapes de capacitat d'estes empreses es pot observar com els nusos amb capacitat disponible són limitats i, a més, la capacitat en els quals tenen disponibilitat és bastant limitada, generalment per davall de 1MW. Com a conseqüència, les plantes de generació elèctrica per mitjà de plaques fotovoltaiques que es connecten a la xarxa de distribució es troben davant una difícil situació en la cerca d'accés i connexió. La metodologia plantejada en este TFM respon davant esta situació amb un procediment que permet aprofitar al màxim les limitacions de la xarxa existent, i com a alternativa a l'augment de la capacitat de les xarxes i la inversió que això comporta en contraposició a la baixada dels preus de venda de l'energia.

La metodologia és un procés de càlcul que, emprant fulls de càlcul de Excel, determina el dimensionament de diversos escenaris amb potències iguals i superiors a les del punt de connexió. Per a la realització dels càlculs es necessita la prèvia elecció d'equips de manera que es puguen introduir les seues característiques i paràmetres de funcionament. Amb estes dades en conjunt amb la informació ambiental de la localització de la planta fotovoltaica es determinen els diferents escenaris a comparar. Primer es determina el dimensionament de cadascun d'estos escenaris per a, posteriorment i mitjançant un procés iteratiu, establir una corba de càrrega i descàrrega de les bateries i, conseqüentment, d'abocament d'energia a la xarxa de distribució amb 8760 valors corresponents a cada hora de l'any. Este càlcul es realitza mantenint sempre l'abocament per davall del límit de capacitat del nus de connexió i tenint en compte el preu horari mitjà de l'energia en un any.

Una vegada obtinguda la corba d'abocament anual es calculen a partir d'ella els fluxos d'ingressos que s'obtindrien per a cada escenari. Amb estos ingressos, els preus d'equips i altres fluxos de caixa es determinen els paràmetres econòmics VAN, *TIR i *LCOE que són emprats per a comparar els escenaris. El dimensionament òptim serà el de l'escenari amb major VAN, menor *TIR i menor *LCOE, o millor combinació dels tres paràmetres d'entre els escenaris estudiats.

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

Esta metodología ha sigut aplicada a un cas real a la província de Castelló amb l'objectiu de comprovar la seua validesa i de servir d'exemple en el present estudi. Concretament, s'han realitzat els càlculs sobre un nus de la xarxa de l'empresa i-D'En *Atzeneta de *Maestrat amb un límit de capacitat de connexió de generadors de 0,5 *MW. S'ha obtingut finalment un dimensionament òptim combinant generació fotovoltaica amb emmagatzematge d'energia.

Paraules clau: Punt de connexió; Capacitat; Potència; Electricitat; Energia; Fotovoltaica; Generació; Bateries; Panells; Fotovoltaica; Període tarifari; Corba d'abocament; VAN; TIR; LCOE; PB.

ABSTRACT

This project establishes and develops a methodology for sizing photovoltaic plants to be connected to a point in the medium voltage distribution grid with a limited capacity in terms of power. The methodology is applied to photovoltaic plants hybridized with lithium batteries for energy storage. The final aim is to store excess generation and discharge it during the day to maximize income from the sale of this energy in anticipation of a considerable decrease in energy prices during the central hours of the day. Furthermore, the storage system will prevent further contamination of greenhouse gases towards the atmosphere by using energy produced by renewable sources even during hours where they do not produce.

Current legislation in Spain requires distribution companies in Spain to publish a "Capacity Map", which indicates the free capacity in terms of power at its networks' nodes for the connection of generation facilities. In the capacity maps of these companies, nodes with available capacity are limited and, in addition, the capacity in those with availability is quite limited, generally below 1MW. Consequently, electricity generation plants using photovoltaic panels connected to the distribution grid are facing a difficult situation in the search for access and connection to the grid. The methodology proposed in this TFM responds to this situation with a procedure that allows to take full advantage of the limitations of the existing network in a sell price reduction context.

The methodology is a calculating process that, using Excel spreadsheets, determines the sizing of various scenarios with powers equal to and greater than those of the connection point. To perform the calculations, it is necessary to previously select the equipment so that their characteristics and operating parameters can be entered in the method. These data together with the environmental information of the location of the photovoltaic plant, allows the sizing of the different scenarios to be compared. First, the sizing of each of these scenarios is determined to, subsequently establish, through an iterative process, a charge and discharge curve for the batteries and, consequently, an energy discharge curve to the distribution grid with 8760 values corresponding to each hour of the year. For these calculations it is always considered that the energy discharge must be below the capacity limit of the connection node and considering the average hourly price of energy in a year.

Once the annual discharge curve has been obtained, the revenue flows that would be obtained for each scenario are calculated from it. With these revenues, equipment prices and other cash flows, the economic parameters NPV, ROI and LCOE are determined and used to compare the scenarios. The optimal sizing will be that of the scenario with the highest NPV, lowest ROI and lowest LCOE, or the best combination of the three parameters among the scenarios studied.

This methodology has been applied to a real case in the province of Castellón to check its validity and to serve as an example in this study. Specifically, calculations have been performed on a

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

node of the i-DE grid in Atzeneta de Maestrat with a generator connection capacity limit of 0.5 MW. Finally, an optimal dimensioning has been obtained combining photovoltaic generation with energy storage.

Keywords: Connection point; Capacity; Capacity; Power; Electricity; Energy; Photovoltaic; Generation; Batteries; Panels; Photovoltaic; Tariff period; Discharge curve; NPV; ROI; LCOE; PB.

ÍNDICE

DOCUMENTOS CONTENIDOS EN EL TFM

- Memoria
- Presupuesto
- Anexos

ÍNDICE

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1.	INTRODUCCIÓN	1
1.2.	OBJETIVOS	2
1.3.	MOTIVACIÓN	3
1.4.	ALCANCE	3
1.5.	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE	4
1.6.	HERRAMIENTAS EMPLEADAS	5
1.7.	MARCO REGULATORIO	5
1.7.1.	LEGISLACIÓN VIGENTE	5
1.7.2.	FINANCIACIÓN Y AYUDAS	6
1.7.3.	HITOS ADMINISTRATIVOS	7

CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE

2.1.	PUNTOS DE CONEXIÓN, LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA Y EL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	8
2.1.1.	ENERGÍA RENOVABLE Y SOLAR EN ESPAÑA	11
2.2.	LA ELECTRICIDAD EN ESPAÑA	15
2.2.1.	ECONOMÍA DE LA ELECTRICIDAD	15
2.2.1.1.	TRAMOS DE LA VENTA DE ELECTRICIDAD	15
2.2.1.2.	VARIACIÓN DEL COSTE DE LA ENERGÍA	16
2.3.	PUNTOS DE CONEXIÓN DE PRODUCTORES A LA RED DE MEDIA TENSIÓN ESPAÑOLA ..	18
2.3.1.	PUNTOS DE CONEXIÓN EN ESPAÑA	19

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

2.3.2.	PUNTOS DE CONEXIÓN EN LA COMUNIDAD VALENCIANA	22
2.3.3.	PUNTOS DE CONEXIÓN EN CASTELLÓN	22
CAPÍTULO 3. METODOLOGÍA		
3.1.	METODOLOGÍA	24
3.1.1.	PROCEDIMIENTO GENERAL	25
3.1.2.	INPUTS DE LA METODOLOGÍA	27
3.1.2.1.	INFORMACIÓN DE EQUIPOS	27
3.1.2.2.	INFORMACIÓN ENERGÉTICA	29
3.1.2.3.	INFORMACIÓN DE LA LOCALIZACIÓN	29
3.1.2.4.	INFORMACIÓN ECONÓMICA	29
3.1.3.	CÁLCULOS	30
3.1.3.1.	DIMENSIONAMIENTO DE ESCENARIOS	30
3.1.3.2.	PRODUCCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	34
3.1.3.3.	CARGA DE LAS BATERÍAS	35
3.1.3.4.	VERTIDO DE ENERGÍA A LA RED	35
3.1.3.5.	CÁLCULOS ECONÓMICOS: VAN, TIR, PB, LCOE	36
3.1.3.6.	CÁLCULOS DE EMISIONES	37
3.1.3.7.	SIMULACIÓN DEL MODELO EN HOMER Y COMPROBACIÓN DE LA ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN	38
3.1.4.	PARÁMETROS DE SALIDA	39
3.1.4.1.	DIMENSIONAMIENTO DE EQUIPOS	39
3.1.4.2.	ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN Y ALMACENAMIENTO	39
3.1.4.3.	ESTIMACIÓN DE COSTES Y BENEFICIOS	40
3.1.4.4.	ESTIMACIÓN DE EMISIONES	40
CAPÍTULO 4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA		
4.1.	EMPLAZAMIENTO	41
4.1.1.	UBICACIÓN	42
4.1.2.	ORIENTACIÓN	44
4.2.	RECURSO ENERGÉTICO SOLAR	44
4.2.1.	CLIMA	45
4.2.2.	IRRADIACIÓN	46
4.3.	ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN FRENTE A LA VENTA	46
4.4.	CAPACIDAD DEL PUNTO DE CONEXIÓN	48

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

4.5.	SELECCIÓN DE COMPONENTES	49
4.5.1.	COMPONENTES Y ESTRUCTURA DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA	49
4.5.2.	PANELES FOTOVOLTAICOS	49
4.5.2.1.	CONSIDERACIONES A TENER EN CUENTA PARA LA SELECCIÓN DE LOS PANELES SOLARES. 50	
4.5.2.2.	SELECCIÓN DE LOS PANELES SOLARES.....	50
4.5.3.	INVERSORES DE CONEXIÓN A RED	52
4.5.4.	BATERÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	54
4.5.4.1.	CONSIDERACIONES A TENER EN CUENTA EN LA SELECCIÓN DE LAS BATERÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.....	54
4.5.4.2.	ELECCIÓN DE LAS BATERÍAS	56
4.6.	ESCENARIOS ANALIZADOS.....	57
4.6.1.	ESCENARIO BASE	57
4.6.2.	RESTO DE ESCENARIOS.....	60
4.6.2.1.	PROCEDIMIENTO Y DIMENSIONAMIENTO DE LOS ESCENARIOS	60
4.6.2.2.	DIMENSIONAMIENTO FINAL DE TODOS LOS ESCENARIOS	62
4.6.2.3.	CURVAS DE PRODUCCIÓN.....	63
4.6.2.4.	EXCESO DE ENERGÍA POR ESCENARIO. CARGA DE LAS BATERÍAS	66
4.6.2.5.	DESCARGA DE LAS BATERÍAS	69
4.6.2.6.	VERTIDO A LA RED.....	72
4.7.	PARÁMETROS ECONÓMICOS. COMPARACIÓN DE LOS ESCENARIOS.	72
4.8.	PARÁMETROS MEDIOAMBIENTALES.....	79
4.9.	SIMULACIÓN EN HOMER DE LOS ESCENARIOS. VERIFICACIÓN.	79
4.9.1.	INPUTS DE LA LOCALIZACIÓN	80
4.9.1.1.	TEMPERATURA.....	80
4.9.1.2.	RECURSO SOLAR.....	81
4.9.2.	INPUTS ECONÓMICOS	82
4.9.2.1.	VARIABLES ECONÓMICAS	82
4.9.2.2.	RED, PRECIO DE LA VENTA DE LA ELECTRICIDAD.....	82
4.9.3.	INPUTS DE EQUIPOS	83
4.9.3.1.	PANELES FOTOVOLTAICOS.....	84
4.9.3.2.	INVERSORES	85
4.9.3.3.	SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	85

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

4.9.4. RESULTADOS de homer. comparación con la metodología.....	86
4.9.4.1. RESULTADOS DE PRODUCCIÓN.....	86
4.9.4.2. RESULTADOS ECONÓMICOS	90
4.10. DISEÑO FINAL DE LA INSTALACIÓN ÓPTIMA ESCOGIDA. escenario 2.....	91
CAPÍTULO 5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	
5.1. PARÁMETROS SENSIBLES	92
5.2. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA TASA DE DESCUENTO	92
5.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS PRECIOS DE ENERGÍA	93
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES	
6.1. lecciones SOBRE LA METODOLOGÍA	96
6.2. CONCLUSIONES	97
BIBLIOGRAFÍA.....	99
PRESUPUESTO	105
ANEXO I. CÁLCULOS DE VAN	109
ANEXO II. CÁLCULO DE VERTIDO- EXTRACTO DÍA 1.....	111
ANEXO III. INSTRODUCCIÓN DE DATOS EN HOMER	115

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Significado de las siglas empleadas en la metodología.	16
Tabla 2. Alineación del TFM con los ODS.	4
Tabla 3. Extracción del mapa de capacidad de i-DE en la provincia de Castellón (i-DE, 2023)...	23
Tabla 4. Escenarios de estudio.	31
Tabla 5. Tabla comparativa de los módulos fotovoltaicos considerados.	51
Tabla 6. Precio de los paneles fotovoltaicos (Tienda Solar, s.f.) (Tienda Solar, s.f.)	52
Tabla 7. Comparativa de tres modelos de inversores (INGETEAM) (HUAWEI) (ZIGOR, s.f.)	53
Tabla 8. Comparativa de precios de los inversores (AutoSolar, s.f.) (Tienda Solar, s.f.).....	54
Tabla 9. Baterías de ácido plomo vs baterías de ión litio (RELI3ON, s.f.) (Vega-Garita, Hanif, Narayan, Ramirez-Elizondo, & Bauer, 2019).....	55
Tabla 10. Comparativa de tres modelos de baterías (Tesla, s.f.) (Sungrow) (LFP. LIFEPO4 BATTERY, s.f.).....	56
Tabla 11. Escenarios estudiados en la aplicación.....	57
Tabla 12. Características eléctricas del inversor escogido	59
Tabla 13. Características eléctricas del módulo FV escogido.....	59
Tabla 14. Escenarios analizados.	61
Tabla 15. Dimensionamiento final de todos los escenarios.....	62
Tabla 16. Inversión inicial para cada escenario.....	74
Tabla 17. Inversiones, gastos e ingresos de cada escenario.	74
Tabla 18. Resultados del VAN	76
Tabla 19. Resultados de TIR de cada escenario.	76
Tabla 20. Resultados del periodo de retorno de la inversión de cada escenario.	77
Tabla 21. Resultados de LCOE de cada escenario.	77
Tabla 22. Pérdidas totales del sistema.....	78
Tabla 23. Ahorro de emisiones con cada escenario.....	79
Tabla 24. Información de los paneles fotovoltaicos a introducir en Homer.....	84
Tabla 25. Información para introducir sobre los inversores	85
Tabla 26. Información de las baterías para cada uno de los escenarios.....	85
Tabla 27. Comparación de resultados de producción entre Homer y la metodología	86
Tabla 28. Comparación de resultados económicos entre Homer y la metodología IPC 2,6%	90
Tabla 29. Dimensionamiento del escenario 2.	91
Tabla 30. Variación de los precios con respecto a la predicción del OMIP.....	94

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Instalación de producción eléctrica renovable mundial según IEA.....	8
Ilustración 2. Mix de producción de energía eléctrica mundial en 2015, 2021 y 2027 según IEA.	9
Ilustración 3. Evolución de las principales fuentes de producción de energía eléctrica en el mundo desde 2010 según la IEA.	10
Ilustración 4. Crecimiento de las baterías de almacenamiento de energía conectadas a la red s a nivel mundial según la IEA.	11
Ilustración 5. Evolución de la generación renovable y no renovable 2009-2023	12
Ilustración 6. Evolución de la potencia instalada solar fotovoltaica 2015-2023.....	12
Ilustración 7. Mapa de la potencia fotovoltaica instalada en el territorio nacional.....	13
Ilustración 8. Evolución de la potencia instalada solar fotovoltaica en la Comunidad Valenciana 2015-2023.	13
Ilustración 9. Potencia de generación instalada renovable y no renovable en 2023	14
Ilustración 10. Potencia instalada de generación por tecnología 2023	14
Ilustración 11. Precio horario medio de la electricidad 2023	16
Ilustración 12. Precios futuros de la energía predicción de OMIP.....	17
Ilustración 13. Evolución de los precios en los años de vida de la instalación.	17
Ilustración 14. Variación porcentual del precio de la energía con respecto al año anterior, fuente: OMIP.....	18
Ilustración 15. Operación de las principales empresas de distribución españolas (Factura De La Luz, s.f.).	20
Ilustración 16. Mapa de capacidad de e-distribución (e-distribución, 2023).	20
Ilustración 17. Mapa de capacidad de i-DE (i-DE, 2023).	21
Ilustración 18. Mapa de capacidad de i-DE para la Comunidad Valenciana (i-DE, 2023).	22
Ilustración 19. Procedimiento general de optimización del dimensionamiento.	25
Ilustración 20. Inputs de la metodología.....	27
Ilustración 21. Cálculos de dimensionamiento de escenarios.	30
Ilustración 22. Metodología de cálculos de producción y vertido a la red.	34
Ilustración 23. Metodología de cálculos económicos.	36
Ilustración 24. Elementos de la instalación: información a completar.....	38
Ilustración 25. Localización de la subestación donde se solicita punto de conexión (i-DE, 2023).	41
Ilustración 26. Localización de la ST Adzaneta (Google, s.f.).	43

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

Ilustración 27. Emplazamiento de la planta de generación fotovoltaica (Google, s.f.).	43
Ilustración 28. Selección de la localización de la instalación fotovoltaica en PVGIS (European Comission, s.f.).	44
Ilustración 29. Temperatura media horaria de un día típico de cada mes en Atzeneta de Maestrat.	45
Ilustración 30. Mapa de calor de la temperatura media en Atzeneta de Maestrat.	45
Ilustración 31. Representación gráfica de la irradiación horaria de un día típico de cada mes en Atzaneta de Maestrat.	46
Ilustración 32. Comparación de precios de venta de energía e irradiación.	47
Ilustración 33. Capacidad disponible en la ST Adzaneta según el mapa publicado de i-DE (i-DE, 2023).	48
Ilustración 34. Esquema de componentes principales de una instalación fotovoltaica conectada a la red.	49
Ilustración 35. Características de los distintos tipos de baterías de ión litio (M., M., & Ramli, 2020).	55
Ilustración 36. Generación media anual horaria del conjunto de los paneles fotovoltaicos fotovoltaicos, Escenario Base.	59
Ilustración 37. Producción fotovoltaica media estacional escenario Base.	63
Ilustración 38. Producción fotovoltaica en un día promedio Escenario 1	64
Ilustración 39. Producción fotovoltaica en un día promedio Escenario 2	64
Ilustración 40. Producción fotovoltaica en un día promedio Escenario 3	65
Ilustración 41. Producción fotovoltaica en un día promedio Escenario 4	65
Ilustración 42. Excesos de energía Escenario 1.	66
Ilustración 43. Excesos de energía Escenario 2.	66
Ilustración 44. Excesos de energía Escenario 3.	67
Ilustración 45. Excesos de energía Escenario 4.	67
Ilustración 46. Curva de carga de las baterías para un día por estación Escenario 1.	68
Ilustración 47. Curva de carga de las baterías para un día por estación Escenario 2.	68
Ilustración 48. Curva de carga de las baterías para un día por estación Escenario 3.	69
Ilustración 49. Curva de carga de las baterías para un día por estación Escenario 4.	69
Ilustración 50. Producción de los paneles fotovoltaicos el 16 de julio.	70
Ilustración 51. Carga de las baterías diaria para cada uno de los escenarios planteados, basado en la producción de un día del mes con mayor producción del año, Julio.	70
Ilustración 52. Descarga de las baterías diaria para cada uno de los escenarios planteados, basado en la producción de un día del mes con mayor producción del año, Julio.	71

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

Ilustración 53. Vertido de cada escenario en el día con más producción del año.....	72
Ilustración 54. IPC medio anual España (Wolrdwide Inflation Data, 2024).....	73
Ilustración 55. Flujo de caja anual actualizado para IPC 2,6%.	75
Ilustración 56. Flujo de caja anual actualizado para IPC 1,86%.	75
Ilustración 57. Temperatura media de PVGIS introducida en Homer.....	80
Ilustración 58. Introducción de datos del recurso solar en Homer.....	81
Ilustración 59. Irradiación por horas anual.	82
Ilustración 60. Introducción de los precios de la energía en el elemento Red del sistema en Homer.....	83
Ilustración 61. Esquema del sistema para los escenarios.	84
Ilustración 62. Curva de producción de tres días Escenario Base, Metodología y Homer.	87
Ilustración 63. Vertidos del escenario 1 y 2 Homer	87
Ilustración 64. Vertido del Escenario 1 en invierno Homer y metodología.	88
Ilustración 65. Vertido del Escenario 2 en primavera Homer y metodología.	88
Ilustración 66. Vertido del Escenario 3 en verano Homer y metodología.	89
Ilustración 67. Vertido del Escenario 4 en otoño Homer y metodología.....	89
Ilustración 68. Variación del VAN con la tasa de descuento	93
Ilustración 69. Variación predicha de los precios de venta de la electricidad.	94
Ilustración 70. Variación de los resultados del VAN con la variación de los precios.	94
Ilustración 71. Introducción de los datos de los paneles fotovoltaicos en Homer	115
Ilustración 72. Introducción de los datos de los inversores en Homer.....	115
Ilustración 73. Introducción de los datos de las baterías Escenarios 1,2,3 y 4.	116

LISTA DE ACRÓNIMOS

Tabla 1. Significado de las siglas empleadas en la metodología.

PARÁMETRO	SIGNIFICADO
P_{pico}	Potencia máxima teniendo en cuenta las pérdidas del sistema
$P_{escenario_i}$	Potencia de dimensionamiento del escenario i
$\eta_{equipos}$	Rendimiento de los equipos
$coef_{temp}$	Coefficiente de temperatura del panel fotovoltaico
T_{media}	Temperatura media del emplazamiento
$P_{pico\ 100W/m^2}$	Potencia pico del panel proporcionada por el fabricante
P_{pico_panel}	Potencia pico del panel para la irradiación máxima
$N_{paneles}$	Número de paneles
$P_{max-inversor}$	Potencia máxima del inversor
$N_{inversores}$	Número de inversores
$N_{MPPT-serie}$	Número máximo de paneles en serie por MPPT del inversor
$N_{MPPT-paralelo}$	Número máximo de paneles en paralelo por MPPT del inversor
$E_{baterías}$	Energía que deberá almacenar el sistema de baterías
Energía $_{máxima-almacenar}$	Energía máxima para almacenar en un día de para cada escenario
$\eta_{almacenamiento}$	Rendimiento de la batería
DOD	Profundidad de descarga de la batería
Capacidad $_{batería}$	Capacidad de almacenamiento de cada batería
$N_{baterías}$	Número de baterías
$I_{horaria}$	Irradiación horaria del emplazamiento
$P_{producida_i}$	Potencia producida en la hora i
$P_{producida_i}$	Potencia producida en la hora i

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

$P_{almacenada_i}$	Potencia almacenada en la hora i debido al exceso del límite de conexión
$E_{almacenada_i}$	Energía total almacenada en la hora i
$E_{1almacenada_i}$	Energía almacenada en la hora i debido al exceso del límite de conexión
$E_{2almacenada_i}$	Energía almacenada en la hora i debido a capacidad adicional de las baterías
$E_{reparto_i}$	Energía almacenada repartida en las horas en función del precio de venta
$V_{directo_i}$	Vertido directo de potencia a la red
V_{final_i}	Vertido final de potencia a la red
VAN	Valor actual neto
I	Inversión
$O\&M$	Gastos anuales de operación y mantenimiento de la planta
V_i	Flujo de caja anual procedente de la venta de energía
$(1 + p_i)$	Actualización anual del precio de venta, p_i es la variación en tanto por uno del precio con respecto al año anterior.
d	Tasa de descuento
TIR	Tasa interna de retorno
$LCOE$	Coste nivelado de la electricidad
PB	Periodo simple de retorno de la inversión

**Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para
conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso**

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1. INTRODUCCIÓN

En el presente trabajo se desarrolla una metodología de dimensionamiento de plantas fotovoltaicas con almacenamiento de energía conectadas a puntos de conexión con capacidad limitada. El proyecto se desarrolla en el contexto actual, donde la red de media tensión española presenta una capacidad limitada para la conexión de instalaciones de generación de energía, lo que hace necesario plantear alternativas que permitan generar energía renovable y verterla a la red dentro de los límites impuestos. Adicionalmente, la hibridación de estas instalaciones con almacenamiento de energía brinda la posibilidad de verter la electricidad en los momentos del día donde su precio de venta es superior, maximizando de esta forma el beneficio económico de las plantas. El uso de las baterías permitirá además emplear mayor cantidad de energía renovable, ampliando la ventana de tiempo de vertido más allá de las horas en las que se produce, reduciendo así la necesidad de otras fuentes más contaminantes como los combustibles fósiles.

Este proyecto pretende rentabilizar las instalaciones de producción energética ante la actual tendencia a la baja de los precios de venta de la energía, con previsiones de importantes disminuciones en los próximos años (OMIE, 2023). Con estas previsiones de precios, si no se instala almacenamiento de energía la inversión en este tipo de instalaciones será menos apetecible, al vender energía a precios a los que no resulta rentable. Además, la introducción del almacenamiento de energía permitirá a estas instalaciones participar en el mercado con servicios de red adicionales como estabilizadores de tensión, frecuencia y onda ante una red cada vez más distribuida y donde surgen nuevos agentes partícipes.

En este contexto, este trabajo se desarrolla tomando en cuenta la Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible que en ella se incluyen, los cuales establecen metas ambiciosas en cuanto a responsabilidad ambiental. Un aspecto crucial de estos objetivos es que la energía producida sea limpia y respetuosa con el medio ambiente, algo solo posible si se emplean tecnologías renovables. A pesar de que, en numerosos países, entre ellos España, se está realizando una inversión considerable en energías renovables, es crucial acompañarla con importantes inversiones en las redes eléctricas para asegurar la viabilidad de proyectos de instalación fotovoltaica, deben tener la capacidad de absorber esta producción adicional. Asimismo, las instalaciones deben generar beneficios a los promotores para que sigan invirtiendo en tecnología renovable. En países como España, con gran recurso solar, el almacenamiento de energía se presenta como la solución al problema de la bajada de los precios en las horas centrales del día, satisfaciendo la demanda con fuentes renovables de forma más permanente y distribuida.

En España, concretamente, las empresas distribuidoras están obligadas a publicar mensualmente en red la capacidad disponible que tienen sus redes para la conexión de

generadores. En la actualidad, esta capacidad es limitada en prácticamente todo el territorio nacional, lo que implica que muchos proyectos fotovoltaicos no sean efectuados por la imposibilidad de conectarse a la red. Dentro de este contexto, la metodología desarrollada posibilita la generación fotovoltaica en el territorio además de hacerla rentable para los promotores.

La metodología que se ha desarrollado permite calcular varios escenarios en función del límite de capacidad del nudo de conexión en cuestión, en términos de potencia. Para el estudio se plantea un escenario base donde el dimensionamiento de la planta y su producción se ajustan al límite impuesto por la compañía distribuidora y varios escenarios donde esta es superada. De esta forma, se comparan los escenarios entre sí y con el base con el objetivo de obtener el dimensionamiento óptimo que maximice los beneficios y reduzca las emisiones de CO₂ equivalentes.

La metodología desarrollada es aplicada posteriormente a un caso práctico en Atzaneta de Maestrat, Provincia de Castellón, demostrando así su funcionalidad. Con este ejemplo práctico se ilustra la obtención de un dimensionamiento óptimo, haciendo una estimación de los costes y beneficios que tendría la instalación de generación y almacenamiento de energía. Se ha escogido esta localización por contar con un punto de conexión con capacidad limitada y pertenecer a una de las comunidades autónomas donde más auge tiene la energía fotovoltaica, no obstante, el método es aplicable a cualquier otro lugar donde se tengan limitaciones de vertido de potencia.

1.2. OBJETIVOS

Con la realización de este Trabajo de Fin de Máster se persigue la consecución de los siguientes objetivos:

- Elaboración de una metodología global que permita dimensionar plantas fotovoltaicas con almacenamiento de energía.
- Hacer una herramienta simple y útil para proyectos fotovoltaico en lugares donde la capacidad es limitada.
- Introducir el almacenamiento de energía en plantas fotovoltaicas para asegurar su rentabilidad futura ante la esperada bajada de los precios de la electricidad en las horas centrales del día.
- Promover la generación de energía renovable mostrando su viabilidad y rentabilidad.
- Promover la consecución de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030.
- Aplicar y ampliar los conocimientos adquiridos en el Máster Universitario en Tecnología Energética para el Desarrollo Sostenible a situaciones reales y actuales.
- Participar en la resolución de un problema actual de las redes eléctricas españolas debido a la capacidad limitada de conexión de instalaciones de generación de energía distribuida.

- Facilitar los cálculos de dimensionamiento de plantas fotovoltaicas con almacenamiento de energía.

1.3. MOTIVACIÓN

La realización de este proyecto surge de la necesidad de abordar el cambio climático y de alcanzar los Objetivos de Desarrollo Sostenible. La generación de energía a partir de fuentes renovables como la fotovoltaica destaca como uno de los principales motores del cambio hacia un modelo de producción más sostenible. Este tipo de instalaciones tienen una vida media de entre 25 y 30 años y no producen emisiones de efecto invernadero durante su operación, reduciendo considerablemente el aporte que tiene el sector energético, esencial para todas las actividades, en el calentamiento global.

No obstante, se ha observado que las instalaciones fotovoltaicas enfrentan dificultades para conectarse a la red debido a que el desarrollo de las redes eléctricas no se ha producido al mismo ritmo que el crecimiento de la generación fotovoltaica, cada vez más distribuida. Como consecuencia, a pesar de las ayudas económicas con las que cuentan, en ocasiones los proyectos fotovoltaicos no pueden llevarse a cabo porque la red de media tensión no tiene capacidad de absorber la potencia vertida. Es imperativo, por tanto, alcanzar una solución si se quiere avanzar hacia un modelo energético basado en la producción renovable.

Además, se ha observado la tendencia actual de los precios y su distribución diaria, observándose una importante bajada de ellos en las horas donde las instalaciones fotovoltaicas producen energía. Este hecho supone que, sin el almacenamiento de energía, es muy probable que en un futuro cercano las inversiones en nuevas instalaciones fotovoltaicas dejen de ser atractivas desde el punto de vista económico.

Las instalaciones fotovoltaicas en conjunto con almacenamiento energético son capaces de extender el uso de la energía renovable en horas donde no se está produciendo. De esta manera se consigue cubrir las necesidades energéticas de la sociedad sin necesidad de recurrir a las centrales de producción tradicionales que usan combustibles fósiles para su funcionamiento.

1.4. ALCANCE

El alcance de este trabajo es el desarrollo de una metodología de dimensionamiento de plantas fotovoltaicas con almacenamiento de energía conectadas a puntos de conexión con capacidad limitada. Asimismo, se aplica esta metodología a una planta fotovoltaica situada en Atzeneta de Maestrat de forma que se comprueba su utilidad.

Los resultados de la metodología son validados con el software Homer que es ampliamente utilizado en la industria energética para la simulación de sistemas de producción eléctrica.

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

1.5. OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Este proyecto se desarrolla considerando la Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible que en ella se reflejan. En la Tabla 2 se muestra el grado de alineación de cada uno de los ODSs con el presente TFM:

Tabla 2. Alineación del TFM con los ODS.

Objetivos de Desarrollo Sostenible	Alto	Medio	Bajo	No procede
ODS 1. Fin de la pobreza.				X
ODS 2. Hambre cero.				X
ODS 3. Salud y bienestar.				X
ODS 4. Educación de calidad.				X
ODS 5. Igualdad de género.				X
ODS 6. Agua limpia y saneamiento.				X
ODS 7. Energía asequible y no contaminante	X			
ODS 8. Trabajo decente y crecimiento económico.			X	
ODS 9. Industria, innovación e infraestructuras.		X		
ODS 10. Reducción de las desigualdades.				X
ODS 11. Ciudades y comunidades sostenibles.	X			
ODS 12. Producción y consumo responsables.	X			
ODS 13. Acción por el clima.	X			
ODS 14. Vida submarina.			X	
ODS 15. Vida de ecosistemas terrestres.			X	
ODS 16. Paz, justicia e instituciones sólidas.				X
ODS 17. Alianzas para lograr objetivos.				X

1.6. HERRAMIENTAS EMPLEADAS

Para realizar este proyecto se han empleado herramientas de cálculo y de simulación con el objetivo de poder aplicar la metodología desarrollada en un caso práctico. Estas herramientas que han sido empleadas son:

- **EXCEL:**
Software de cálculo de Microsoft que facilita mediante hojas de cálculo los procedimientos empleados en este trabajo.
El software cuenta con numerosas funciones útiles que permiten generar tablas, funciones, gráficos y emplear macros para automatizar los cálculos. Se trata de una herramienta ampliamente utilizada en el mundo de la ingeniería y con alta penetración en el sector empresarial por lo que es perfectamente accesible a cualquier persona que desee utilizarla.
- **HOMER:**
Se trata de un sistema de modelado de instalaciones generadoras de energía, además permite modelar sistemas híbridos con distintas tecnologías. De entre sus funcionalidades las que lo hacen más atractivo y útil para un proyecto como este es el modelado de los sistemas, proporcionando curvas de producción, y el análisis económico, de costes y rendimiento.

1.7. MARCO REGULATORIO

En el presente apartado se enumeran e indican las normativas y legislaciones que tienen un importante impacto en proyectos de plantas de generación fotovoltaica. Estas normativas pueden ser de carácter nacional, de las comunidades autónomas o directivas europeas.

1.7.1. LEGISLACIÓN VIGENTE

- Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto Legislativo 7/2015, de 30 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Suelo y Rehabilitación Urbana.
- Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba la Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 “Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos”.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

- Real Decreto 1048/2013 de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.
- Real Decreto 223/2018, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Orden Ministerial por el que se establecen las tarifas eléctricas cada año.
- Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión, de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado y los valores unitarios de retribución de otras tareas reguladas que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, se establecen las definiciones de crecimiento vegetativo y aumento relevante de potencia y las compensaciones por uso y reserva de locales.
- Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, recoge medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) es el organismo que regula el cumplimiento de la legislación mencionada y que controla las acciones de las empresas distribuidoras con respecto a la red eléctrica española.

1.7.2. FINANCIACIÓN Y AYUDAS

Los proyectos de plantas fotovoltaicas híbridadas con almacenamiento de energía entran dentro del tipo de instalaciones que se contemplan en el PERTE ERAH (IDAE, 2023). Se trata de una serie de incentivos económicos dentro del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia del Gobierno de España que cuenta con fondos europeos para impulsar el despliegue del almacenamiento energético a partir de fuentes renovables. Se puede acceder a estas ayudas si la energía almacenada es producida por medio de fuentes renovables como la fotovoltaica empleada en este proyecto.

Es una posibilidad, por tanto, acceder con una instalación como la que se plantea en este trabajo a ayudas estatales que faciliten la reducción de la inversión, incrementando así el beneficio económico y la rentabilidad de los proyectos.

1.7.3. HITOS ADMINISTRATIVOS

Para evitar que se produzca la reserva de derechos sobre puntos de conexión sin la intención real de llevarlos a cabo, el artículo 1 del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio (BOE, 2020), establece una serie de hitos que han de cumplirse. Estos hitos, cuyo cumplimiento debe ser acreditado al gestor de la red a partir de la fecha de obtención del permiso de acceso son:

1. Solicitud presentada y admitida de autorización administrativa previa: 6 meses.
2. Obtención de declaración de impacto ambiental favorable: 31 meses.
3. Obtención de autorización administrativa previa: 34 meses. Se refiere al anteproyecto de la instalación.
4. Obtención de autorización administrativa de construcción: 37 meses. Se refiere al proyecto concreto de instalación y permite la construcción de esta.
5. Obtención de autorización de explotación definitiva: 5 años. Permite poner en tensión las instalaciones y comenzar a explotarlas.

CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE

2.1. PUNTOS DE CONEXIÓN, LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA Y EL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

El Real Decreto 1183/2020 establece el proceso de petición de acceso y conexión a las redes de distribución y transporte para instalaciones generadoras. Según este las empresas distribuidoras deben estudiar la capacidad de la red para conectar las instalaciones de generación de electricidad en base a unos criterios de tensión, potencia y afección a la red e instalaciones aguas arriba. Como parte de este proceso, las distribuidoras deben publicar un mapa de capacidad, del que se hablará más adelante, donde se informa en términos de potencia de la capacidad de cada transformador de sus subestaciones, denominados nudos de conexión.

Uno de los aspectos clave de la legislación es la importancia del orden de prelación, de forma que se estudia la conexión de un generador en orden de admisión a trámite de la solicitud y se deben considerar para la reducción de la capacidad del nudo. Dado que la capacidad en media tensión es limitada, debido al auge de la generación distribuida, es importante optimizar los puntos de conexión para verter energía producida a partir de fuentes renovables.

El límite de capacidad para absorber la generación se puede explicar con el crecimiento exponencial que la energía renovable ha experimentado en los últimos años. Este rápido crecimiento ha ido mejorando la competitividad de este tipo de instalaciones y haciéndolas cada vez más accesibles, mientras que la red eléctrica ha crecido a menor ritmo. Concretamente, entre 2022 y 2027 se espera que se instale la misma potencia de generación renovable que en los anteriores 20 años (International Energy Agency, 2022):

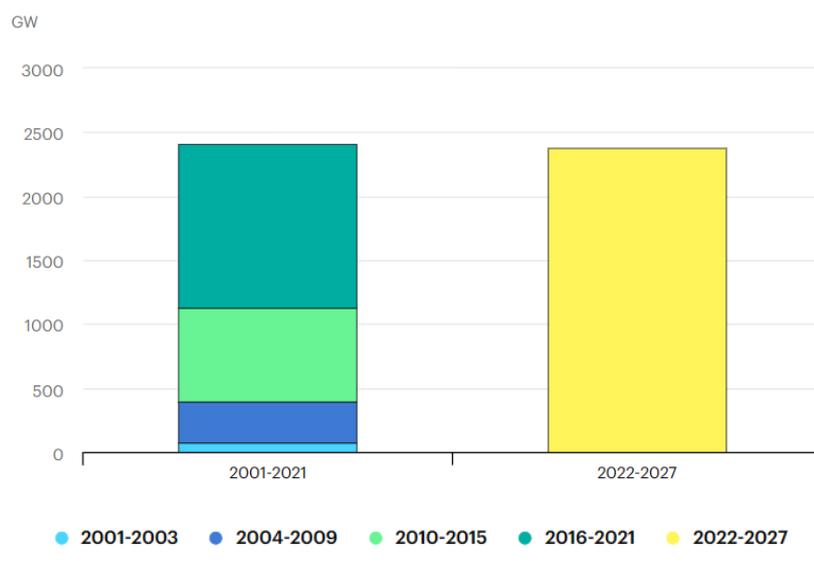


Ilustración 1. Instalación de producción eléctrica renovable mundial según IEA.

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

En especial, la guerra de Ucrania ha supuesto un cambio de paradigma por parte de los países que han aumentado su inversión para conseguir ser energéticamente independientes, especialmente del gas. Este escenario ha acelerado la tendencia hacia la energía renovable que ya se venía experimentando desde años atrás. Los territorios donde se está instalando mayor capacidad y que lideran este cambio son China, la Unión Europea, Estados Unidos e India.

Se estima que en 2025 las renovables supondrán la mayor fuente de energía eléctrica, superando al carbón y llegando a suponer el 38% del mix energético en 2027 (International Energy Agency, 2022):

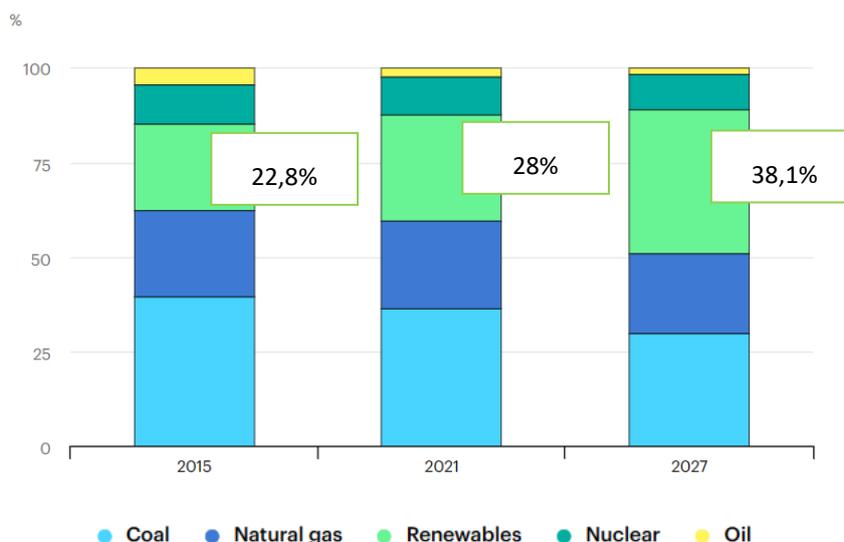


Ilustración 2. Mix de producción de energía eléctrica mundial en 2015, 2021 y 2027 según IEA.

De entre todos los tipos de producción de energía renovable la que más crecimiento está experimentando es la solar fotovoltaica que se espera que para 2027 sea la forma de producción con más peso en el mundo. Además, según la Agencia Internacional de la Energía la potencia instalada solar fotovoltaica es la opción más barata de entre los nuevos tipos de producción de energía renovable en numerosos países. A continuación, se muestra la evolución de los principales tipos de producción de energía eléctrica desde 2010 en conjunto con las predicciones hasta 2027 (International Energy Agency, 2022):

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

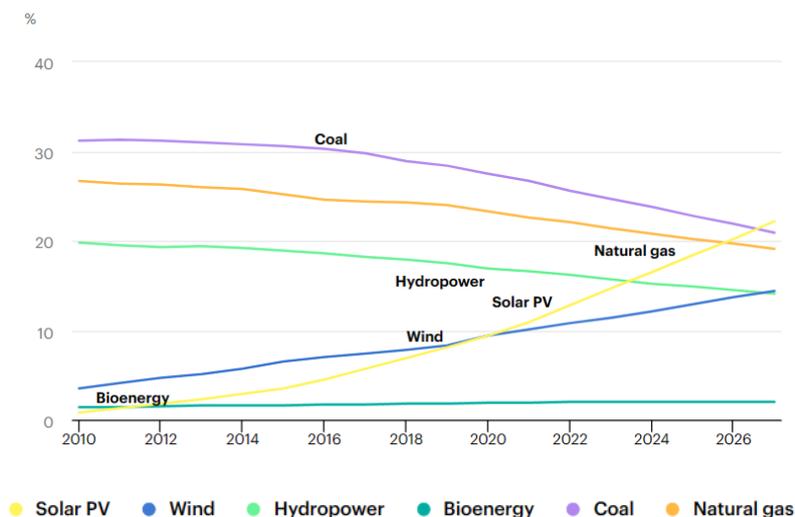


Ilustración 3. Evolución de las principales fuentes de producción de energía eléctrica en el mundo desde 2010 según la IEA.

En Europa, el crecimiento de la energía renovable es liderado por Alemania y España principalmente, siendo los dos países que más están apostando por estas tecnologías.

La principal fuente de aceleración para estas tecnologías son la implementación de regulaciones favorables que impulsen la instalación de este tipo de instalaciones. Se considera que la Unión Europea debe acelerar los tiempos de los procesos administrativos de licenciamiento para poder alcanzar los objetivos de 2030, lo que incrementaría el crecimiento de la generación renovable en un 30% (International Energy Agency, 2022).

Las instalaciones de producción renovables son generalmente de menor potencia que las convencionales, encontrándose además más distribuidas en el territorio. Ante este crecimiento de plantas generadoras, especialmente fotovoltaicas, conectadas a la red de distribución, la capacidad de absorción por parte de la media tensión se está viendo reducida. En concreto, en España, como se verá más adelante, el auge de la fotovoltaica ha copado la capacidad de las redes de media tensión en varios territorios.

Una de las tecnologías que podría permitir seguir expandiendo la construcción de plantas fotovoltaicas en áreas donde la capacidad de la red es limitada es el almacenamiento de energía. Se trata, además, de un aspecto clave a la hora de transformar la producción de energía eléctrica hacia un sistema renovable debido a la variabilidad de este tipo de fuentes de energía y a su dependencia de fenómenos externos ambientales.

El almacenamiento de energía más usado actualmente es el de bombeo de agua que en 2020 suponía un 90% de todo el almacenamiento mundial. Este tipo de almacenamiento es a su vez el más eficiente a nivel de aprovechamiento de energía y de parada y puesta en marcha (International Energy Agency, 2023).

No obstante, las baterías de almacenamiento de energía conectadas a la red, de litio especialmente, están experimentando un importante crecimiento a nivel mundial liderado por China y Estados Unidos, seguidos de la Unión Europea:

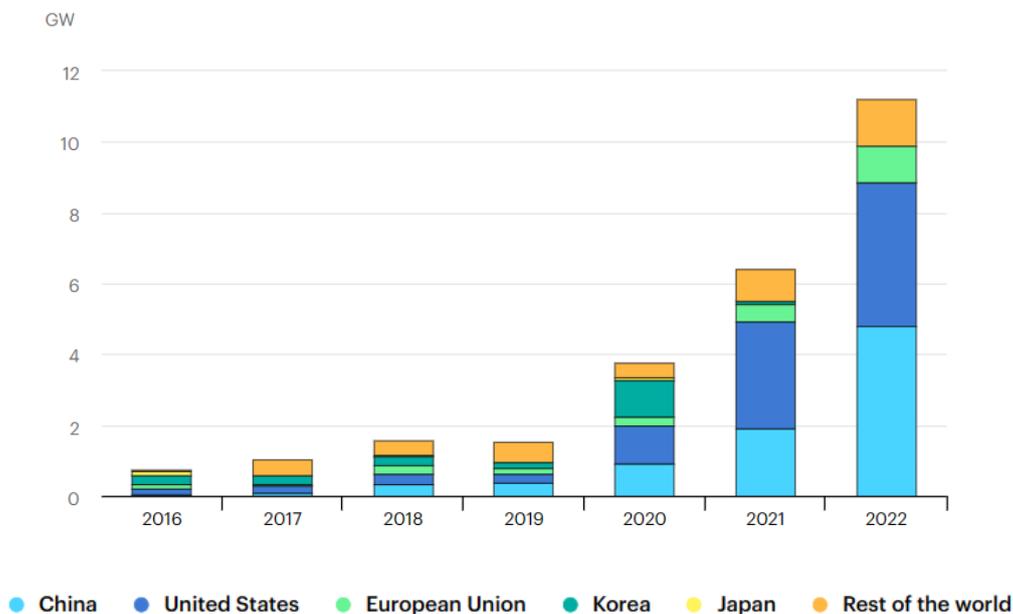


Ilustración 4. Crecimiento de las baterías de almacenamiento de energía conectadas a la red a nivel mundial según la IEA.

Según un estudio de Bloomberg se espera que para 2030 se incremente la capacidad de baterías de litio instaladas a 9300GWh a nivel mundial, diez veces la demanda actual (Wieland, 2021). Este importante crecimiento responde a la accesibilidad de estos sistemas gracias a la disminución de sus costes promovidos por programas de incentivos y financiación en Estados Unidos y la Unión Europea, así como la creciente producción de los sistemas en China.

Se puede concluir que tanto los sistemas de producción de electricidad por medio de la energía solar fotovoltaica y el almacenamiento con baterías son claves para la transición energética y para alcanzar los Objetivos de Desarrollo Sostenible. Asimismo, son tecnologías en crecimiento y cada vez más asequibles y eficientes.

2.1.1. ENERGÍA RENOVABLE Y SOLAR EN ESPAÑA

Es interesante contextualizar este proyecto considerando la evolución de la energía renovable en España y en la Comunidad Valenciana, que es la región de aplicación. A través de Red Eléctrica de España (red eléctrica, s.f.) Se puede consultar la penetración de la energía renovable en el mercado eléctrico español.

Se debe tener en cuenta que los datos que se muestran a continuación se corresponden con la potencia instalada que participa del mercado de la electricidad y no se tienen en cuenta autoconsumos y pequeñas instalaciones. Asimismo, se analiza la penetración en el territorio peninsular porque en las características geográficas y orográficas de las islas las hacen tener un régimen distinto que el del resto de España.

En la siguiente gráfica se puede observar la evolución de la generación renovable y no renovable en España en los últimos 14 años (red eléctrica, s.f.). Se puede observar una tendencia al alza en la penetración de la energía renovable en el territorio peninsular en España:

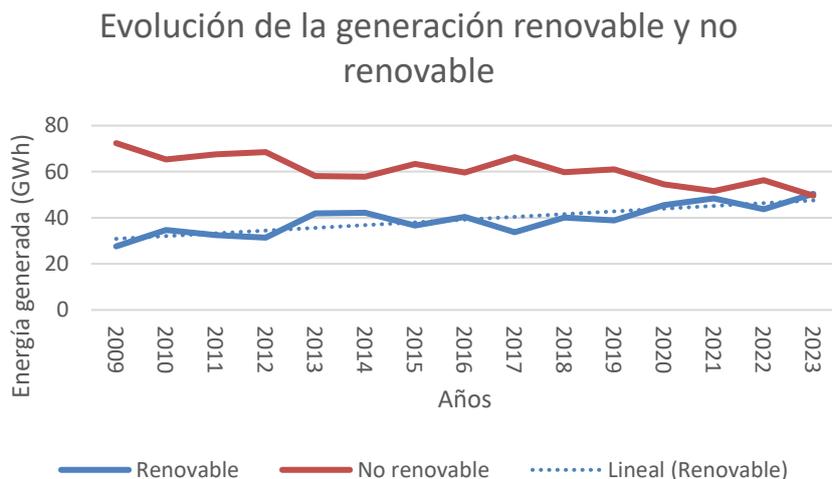


Ilustración 5. Evolución de la generación renovable y no renovable 2009-2023

La tendencia actual indica que el sistema de producción está transformándose, pasando de generar energía en grandes centrales conectadas a la red de transporte a instalaciones con menores potencias conectada a la de distribución. Esta última es una red mucho más ramificada y con necesidades de inversión si se quiere ser capaz de absorber toda esta nueva generación distribuida.

Por otro lado, en el caso concreto de la generación por medio de tecnología fotovoltaica:

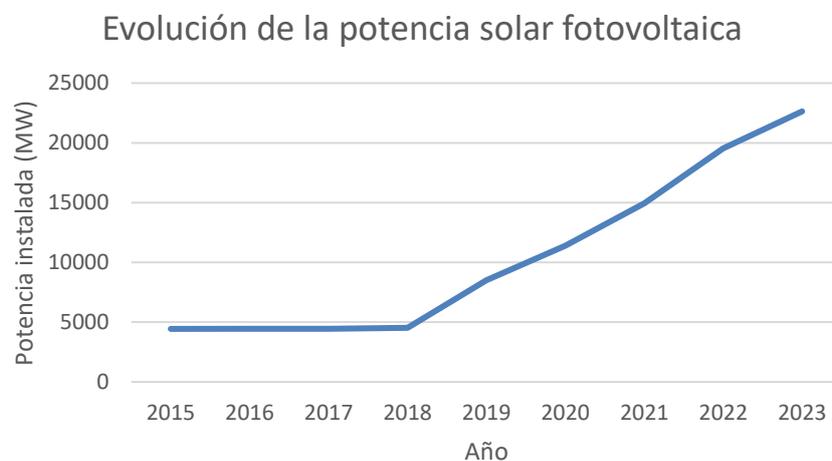


Ilustración 6. Evolución de la potencia instalada solar fotovoltaica 2015-2023.

A partir de 2018 se observa un importante crecimiento de la potencia fotovoltaica instalada con una pendiente importante y casi constante.

Por otro lado, se debe considerar que España se compone de territorios con características geográficas y demográficas muy variadas. A continuación, se muestra un mapa con los MW de potencia fotovoltaica instalados por comunidad autónoma:

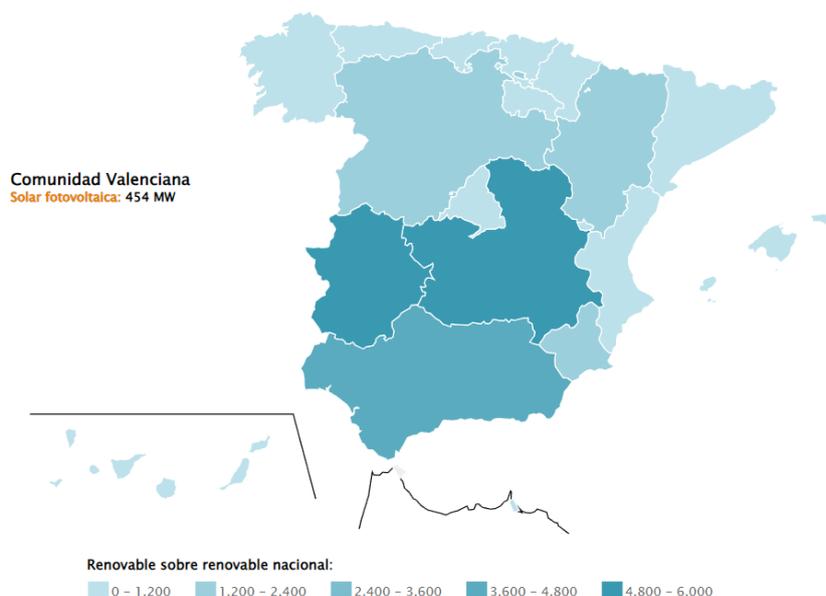


Ilustración 7. Mapa de la potencia fotovoltaica instalada en el territorio nacional.

Se observa claramente que los territorios con mayor potencia fotovoltaica son Extremadura y Castilla La-Mancha, seguidos de Andalucía, Castilla y León, Aragón y Murcia. Se trata, en su mayoría, de territorios con grandes terrenos rurales sin formaciones rocosas que resultan propicios a la instalación de esta tecnología. Efectivamente, aquellas Comunidades Autónomas con mayor densidad demográfica o geografía no uniforme, como el norte de España, se encuentran a la cola de potencia fotovoltaica instalada.

En el caso concreto de la Comunidad Valenciana se puede observar la siguiente situación:

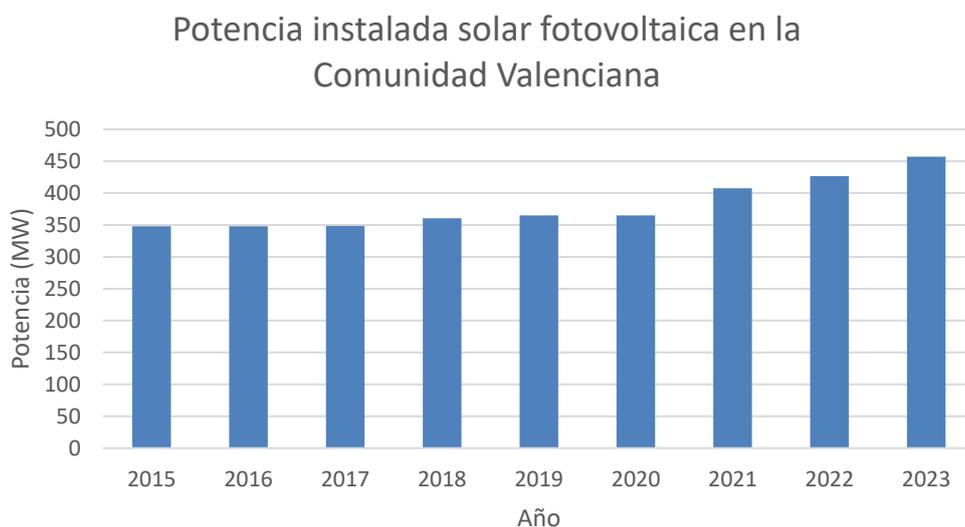


Ilustración 8. Evolución de la potencia instalada solar fotovoltaica en la Comunidad Valenciana 2015-2023.

Existe una clara tendencia creciente en la instalación de plantas fotovoltaicas. No obstante, este crecimiento es menos pronunciado que en el caso nacional.

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

En la actualidad, el sistema de generación en el territorio peninsular en España se reparte entre fuentes de energía renovables y no renovables de la siguiente forma:

Potencia de generación instalada renovable y no renovable en 2023

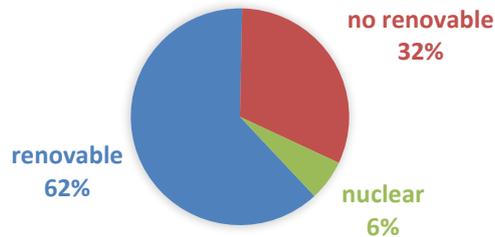


Ilustración 9. Potencia de generación instalada renovable y no renovable en 2023

La mayor parte de la potencia instalada es renovable. Por tecnología concreta el gráfico anterior se vería como el que aquí se muestra:

Potencia instalada de generación por tecnología 2023

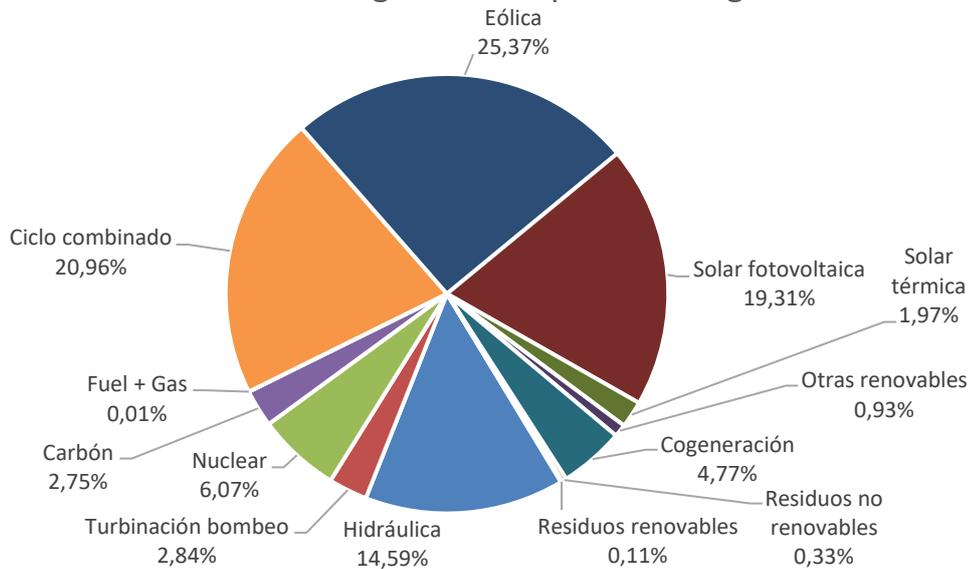


Ilustración 10. Potencia instalada de generación por tecnología 2023

Donde se puede observar que las principales tecnologías empleadas para la generación de energía renovable son la eólica, solar fotovoltaica y la hidráulica.

2.2. LA ELECTRICIDAD EN ESPAÑA

En España el mercado eléctrico se comienza a liberalizar con la aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (Ministerio para la Transición Ecológica y el Resto demográfico, s.f.). Hasta la aprobación de dicha ley la electricidad estaba concentrada en la actividad de varias empresas que ejercían el monopolio en las regiones del país donde operaban. En la actualidad la actividad está regida por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, donde se diferencia entre actividades reguladas y no. Estas actividades son cuatro:

- **Generación:** se trata de una actividad liberalizada que consiste en la generación de energía.
- **Transporte:** se trata de una red de transporte de electricidad a alta tensión, desde 220 a 400 kV, que es operada por el organismo público red eléctrica.
- **Distribución:** se trata de una actividad regulada que se dedica a la transmisión de la electricidad desde las redes de transporte u otras redes de distribución hasta los puntos de consumo.
- **Comercialización:** se trata de una actividad liberalizada dedicada a la venta de la energía eléctrica a los consumidores.

2.2.1. ECONOMÍA DE LA ELECTRICIDAD

El precio de la energía se rige por medio de un mercado eléctrico (OMIE, s.f.) que tiene lugar de forma diaria, intradiaria y continua. En España el mercado diario se realiza en conjunto con Portugal a través de OMIE, el Operador del Mercado Ibérico de Energía. Las transacciones de energía eléctrica se fijan por medio de la oferta y demanda de esta, escogiendo el escenario más económico de los presentados. Se trata de un mercado con forma de subasta que fija la compraventa de energía para las 24 horas del día.

El mercado intradiario se realiza cada seis horas y permite ajustar el mercado diario conforme a las necesidades en el tiempo real. En este mercado se gestionan también las conexiones entre España y Portugal y de la península con Marruecos y Andorra y los agentes pueden ajustar los desbalances de energía con el resto de los mercados de la Unión Europea.

2.2.1.1. TRAMOS DE LA VENTA DE ELECTRICIDAD

Para realizar el estudio económico de los distintos escenarios de dimensionamiento de la planta de generación fotovoltaica con almacenamiento se debe considerar el precio de venta de la energía en el mercado libre de productores. Para ello se ha consultado la información de OMIE sobre el precio diario medio, obtenido a partir de los precios del mercado diario, intradiario e intradiario continuo de la Península Ibérica. Concretamente, se han consultado los datos del último año, del 01 de enero de 2023 al 30 de septiembre de 2023 (OMIE, 2023). Con esta información se ha obtenido una media del precio horario diferenciando entre los días de diario y el fin de semana.

En la Ilustración 11 se puede observar cómo los precios de venta de la energía son mayores a partir de las 20 horas y se mantienen en valores elevados hasta la una de la madrugada aproximadamente. Esta característica supone que en el caso de no tener almacenamiento de energía no se podría verter energía fotovoltaica en las horas más atractivas desde el punto de

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

vista económico. De hecho, como se mostrará en apartados posteriores, la producción de energía eléctrica a partir del recurso fotovoltaico se produce principalmente en las horas de venta de energía más baratas, de las 12 a las 16 horas del día.

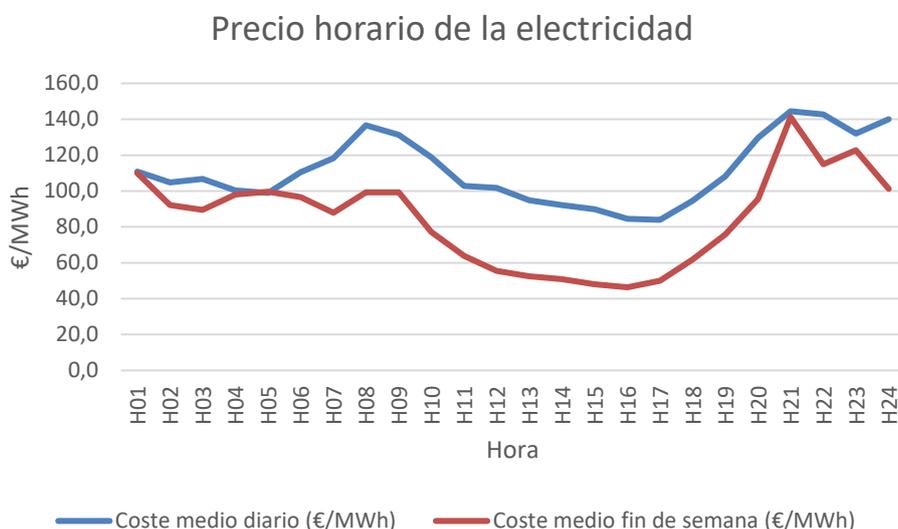


Ilustración 11. Precio horario medio de la electricidad 2023

Se observa que se está alcanzando la conocida como “Curva del Pato” en el sector energético, en la que en las horas centrales del día el precio es considerablemente inferior. Este hecho se debe a la alta penetración de la energía fotovoltaica de forma que se acentuará a medida que aumente el uso de estas tecnologías.

2.2.1.2. VARIACIÓN DEL COSTE DE LA ENERGÍA

Para poder hacer el estudio económico de los distintos escenarios que se plantean en este proyecto y compararlos entre sí se deberá tener en cuenta un periodo de tiempo determinado. En consecuencia, se debe considerar en el modelo el aumento de los precios de la energía con los años de vida de la instalación. Para obtener esta información se pueden consultar los datos publicados por OMIP, el Operador del Mercado Ibérico – Polo Portugués, encargado de la gestión del mercado a futuro. Este organismo prevé una disminución considerable de los precios desde 2024 a 2033 (OMIP, 2024):

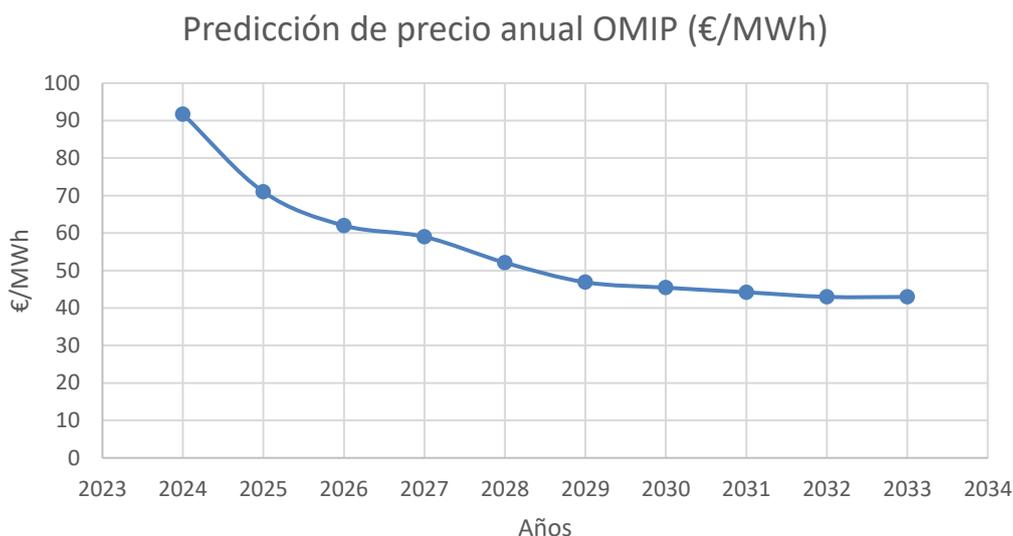


Ilustración 12. Precios futuros de la energía predicción de OMIP.

Dado que la variación se hace cada vez más pequeña se asume que será asintótica a partir del año 10 del proyecto. La variación de los precios sigue la siguiente curva:

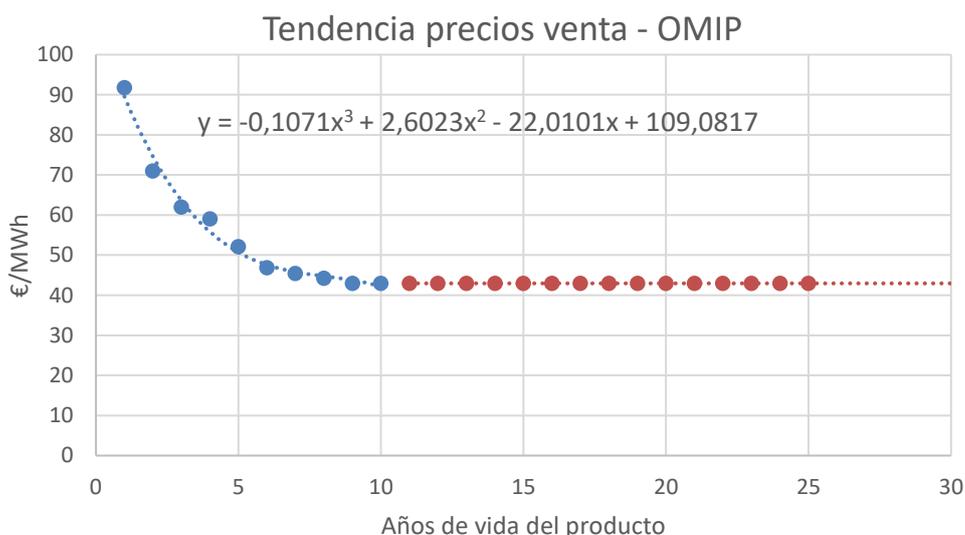


Ilustración 13. Evolución de los precios en los años de vida de la instalación.

No obstante, para determinar el vertido óptimo en función de los precios horarios de la energía se empleará en este trabajo la variación porcentual de los precios de la energía. Esta variación de la energía se ha obtenido a partir de los precios predichos por el OMIP expuestos en la Ilustración 13:

$$\Delta p = \frac{p_i - p_{i-1}}{p_{i-1}} \quad (1)$$

Siendo p_i el precio en €/MWh medio de la energía en el año i y Δp la variación de estos precios en tanto por uno entre dos años consecutivos. El resultado es una curva como la siguiente:

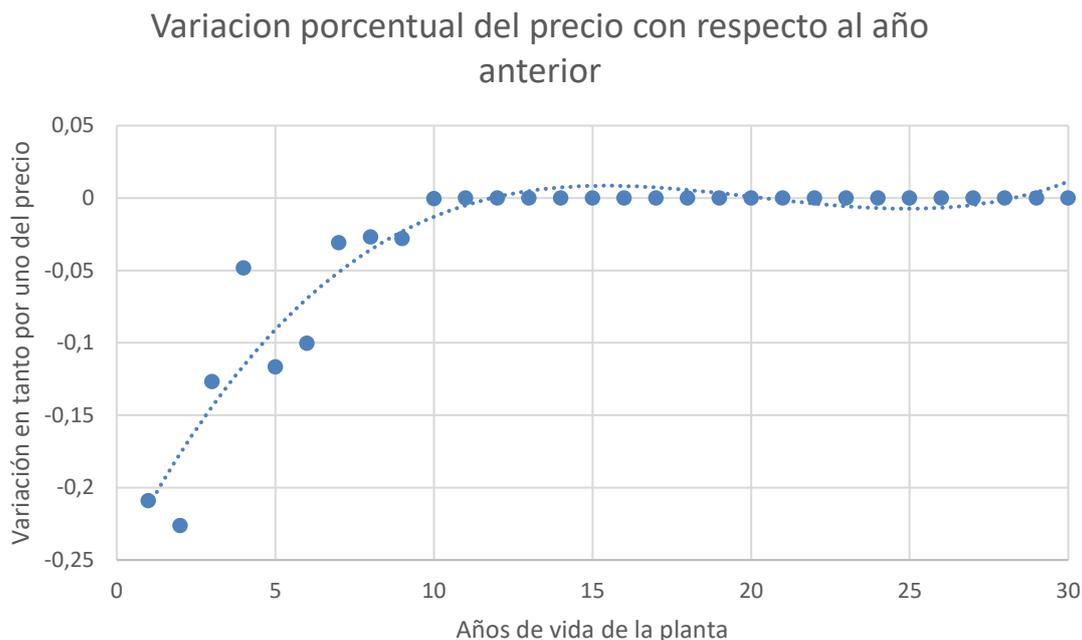


Ilustración 14. Variación porcentual del precio de la energía con respecto al año anterior, fuente: OMIP.

2.3. PUNTOS DE CONEXIÓN DE PRODUCTORES A LA RED DE MEDIA TENSIÓN ESPAÑOLA

Como ya se ha mencionado con anterioridad, el Real Decreto 1183/2020 (Real Decreto 1183/2020, 2020) establece que las nuevas instalaciones de generación de electricidad se encuentran bajo obligación de obtener permisos de acceso y conexión de la red de distribución. Esto implica que los promotores de nuevas instalaciones productoras deben iniciar trámites de permisos de conexión con la correspondiente distribuidora en función del emplazamiento considerado.

Concretamente, la ley establece que la prioridad de obtención de los permisos requeridos será por orden de prelación, entendida como la fecha y hora de admisión a trámite. Asimismo, se establecerá un procedimiento para la obtención de los permisos de acceso y conexión siendo la distribuidora la encargada de su gestión. Esta distribuidora correspondiente debe mantener siempre la imparcialidad independientemente del solicitante. De esta forma, el titular de la instalación contraerá un contrato técnico con la empresa titular de la red.

Por otro lado, esta ley obliga a las empresas distribuidoras a publicar mensualmente la capacidad de cada punto de conexión en sus subestaciones para el acceso de los generadores. Con esta información el titular de las instalaciones productoras deberá realizar la solicitud sobre un punto de conexión concreto que se corresponde con un transformador en una subestación, generalmente la más cercana. Es labor de la distribuidora realizar los estudios pertinentes para determinar la posibilidad de conexión y bien aceptar, proponer alternativas de conexión o rechazar las peticiones de permisos de acceso y conexión.

Es importante mencionar en este punto que si se realiza una petición de conexión sobre un nudo donde la capacidad publicada sea de 0MW el Real Decreto 1183/2020 (Real Decreto 1183/2020,

2020) establece que será automáticamente rechazada dicha petición. Además, según este mismo decreto, la petición de conexión sobre un nudo sin capacidad disponible implicará que se pierda el 20% de las garantías depositadas por el peticionario, que serán cedidas al estado. Además, se debe tener en cuenta que el Real Decreto establece una serie de hitos, explicados en apartados anteriores, que han de cumplirse una vez solicitado el permiso de acceso y conexión.

La conexión, hasta el punto donde la distribuidora indique que debe realizarse, ha de correr a cargo de la instalación solicitante que cederá los elementos eléctricos de la instalación para la operación por parte de la primera. Asimismo, este despliegue ha de realizarse de acuerdo con los requisitos técnicos determinados por la propietaria de la red de distribución. Por último, en caso de solicitar mayor capacidad de la disponible en un nudo la empresa distribuidora podrá proponer, a cargo del solicitante, medidas de refuerzo para incrementar dicha capacidad.

2.3.1. PUNTOS DE CONEXIÓN EN ESPAÑA

Las principales empresas distribuidoras en el territorio español son:

- e-distribución del grupo Endesa: teniendo infraestructura en territorio peninsular y en las Islas Canarias y Baleares.
- i-DE del grupo Iberdrola: Distribuye por el territorio peninsular.
- EDP España Distribución
- Viesgo Distribución

De estas, las más importantes son e-distribución e i-DE. Entre las dos suman una cuota de mercado superior al 80%. A continuación, se muestra un mapa con las zonas de operación de las principales distribuidoras en España:

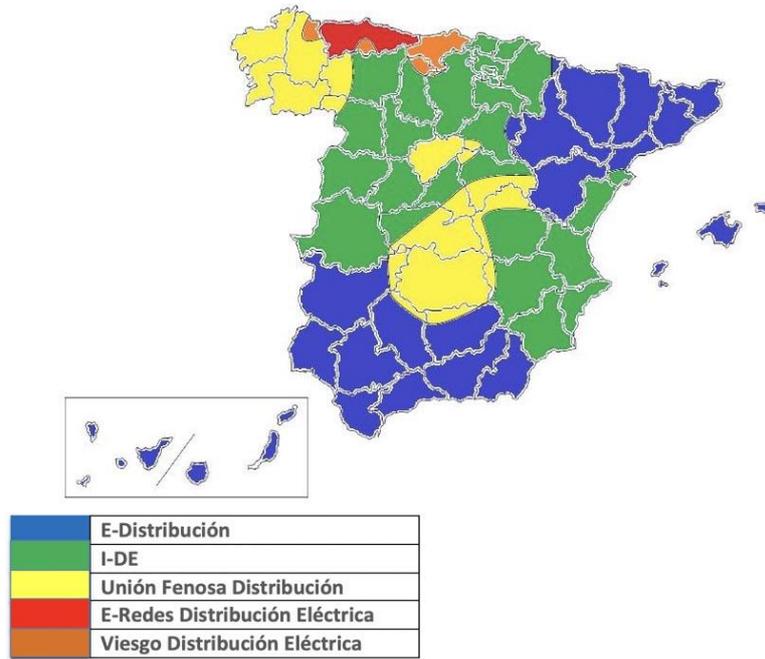


Ilustración 15. Operación de las principales empresas de distribución españolas (Factura De La Luz, s.f.).

Dado que las distribuidoras con mayor peso en el territorio español son e-distribución e i-DE, se estudiarán los mapas de capacidad de ambas para ver el estado de los puntos de conexión de generadores a la red. La información sobre la capacidad disponible en las subestaciones de media y alta tensión de ambas distribuidoras se puede obtener de sus respectivas páginas webs, siendo información pública.

En el caso de e-Distribución el mapa de capacidad publicado a día 10 de octubre de 2023 era el mostrado en la Ilustración 16:

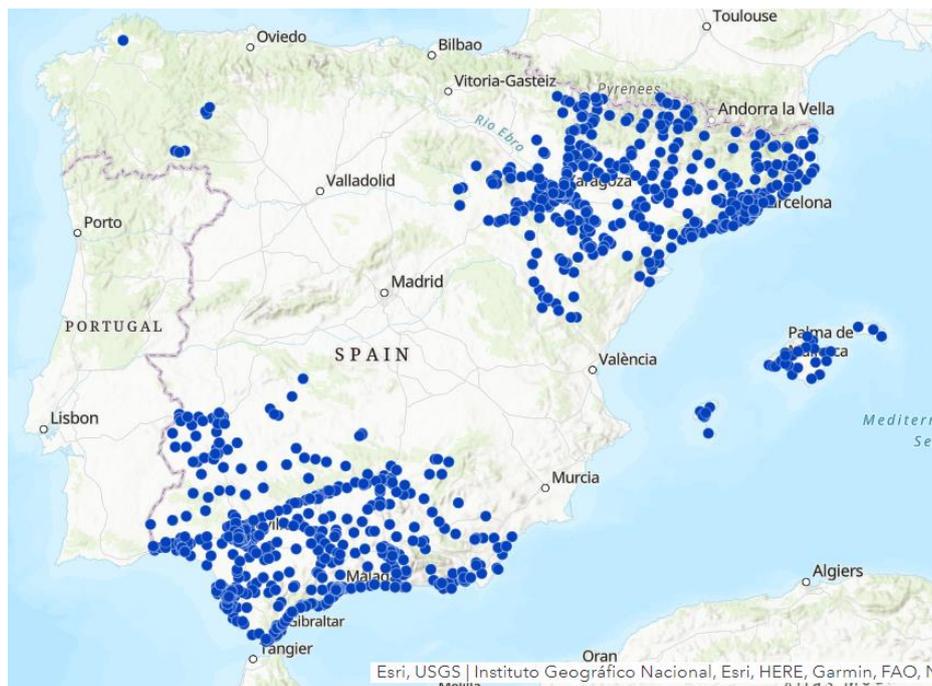


Ilustración 16. Mapa de capacidad de e-distribución (e-distribución, 2023).

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

En el mapa de capacidad de e-distribución se observa que en una gran cantidad de nudos la capacidad es de 0MW. Esto quiere decir que en estos nudos no se puede conectar un generador dado que su red de distribución no es capaz de absorber la potencia. En los territorios insulares, Canarias y Baleares, si se observa mayor capacidad disponible, seguidos por Cataluña. No obstante, los territorios con características favorables para la implantación de instalaciones fotovoltaicas como un terreno no montañoso y espacio rural empleable están prácticamente sin disponibilidad. Este es el caso de Extremadura, Castilla y León y Castilla La-Mancha, donde la capacidad existente suele estar limitada a instalaciones por debajo de 1MW ya que estos pueden pedir acceso según la CNMC aunque el nodo este a 0MW.

El mapa de capacidad de i-DE también ha sido consultado en la misma fecha que el de e-distribución. Este mapa muestra a primera instancia el número de nudos con algo de capacidad disponible para generación como se muestra en la Ilustración 17:

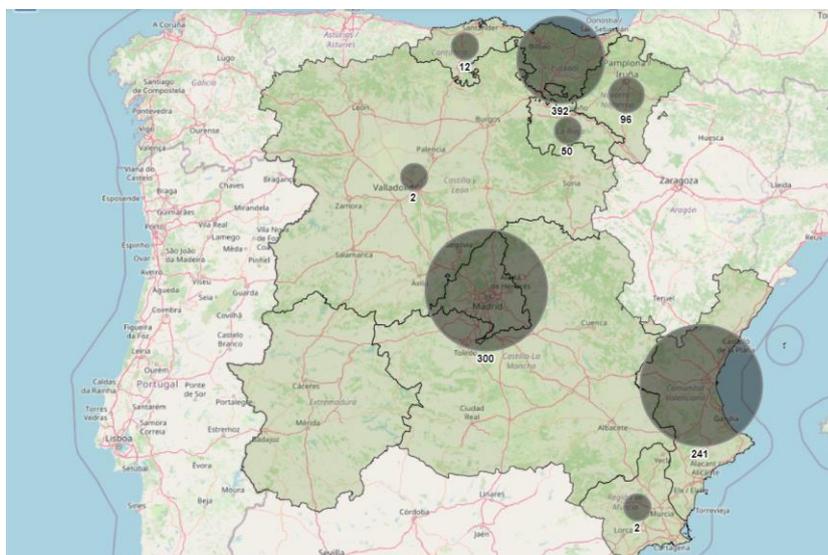


Ilustración 17. Mapa de capacidad de i-DE (i-DE, 2023).

No obstante, a medida que uno se fija en cada uno de estos nudos se observa una situación muy similar a la de e-distribución, donde la capacidad es muy limitada. Muchos territorios apenas tienen capacidad disponible, este es el caso de Murcia, Castilla y León y Cantabria. Asimismo, Extremadura y Castilla La-Mancha no cuentan con capacidad disponible. De nuevo se observa que en los que hay capacidad en muchas ocasiones es de 1 MW o menor para la mayor parte de nudos en subestaciones.

Esta situación denota que la principal dificultad que enfrentan las instalaciones de generación de energía eléctrica de importante escala es la posibilidad de conectarse a la red de distribución española. Siendo en ocasiones esta la razón por la que muchos proyectos no salen adelante a pesar de tener la capacidad financiera y técnica para llevarlos a cabo. Se considera, por tanto, que este factor es cuello de botella para las instalaciones fotovoltaicas. Este hecho justifica el presente estudio de alternativas de dimensionamiento con almacenamiento de energía para maximizar las ganancias con mayor capacidad de producción de energía de la que permite el punto de conexión.

2.3.2. PUNTOS DE CONEXIÓN EN LA COMUNIDAD VALENCIANA

En el caso de la Comunidad Valenciana el principal distribuidor es i-DE del grupo Iberdrola. A continuación, se muestra el mapa de capacidad de dicha empresa para el territorio de la comunidad autónoma.

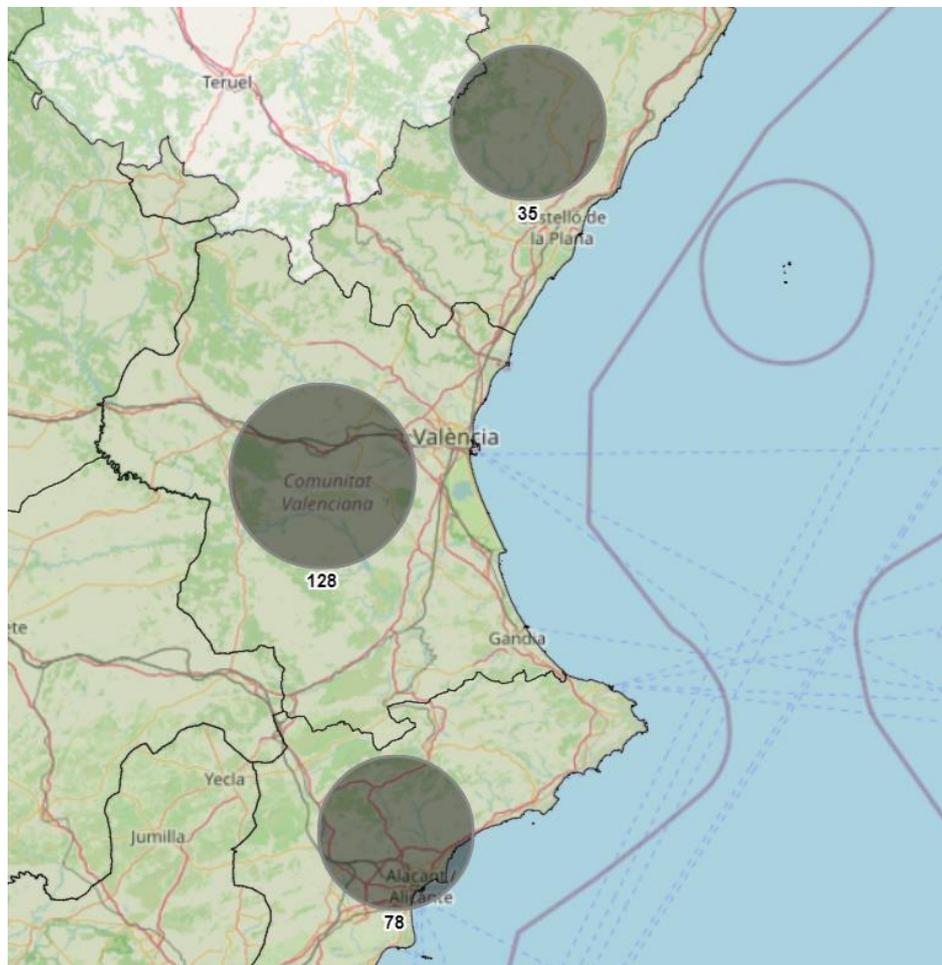


Ilustración 18. Mapa de capacidad de i-DE para la Comunidad Valenciana (i-DE, 2023).

Como se puede observar en la imagen los nudos con capacidad son bastante limitados, además, muchos de ellos se muestran en el mapa, pero tienen una capacidad de 0MW o son nudos de alta tensión. Valencia tiene más capacidad de conexión a la red que las otras dos provincias que conforman el territorio de la comunidad. No obstante, tiene mayor cantidad de núcleos urbano y menor extensión de terreno donde poner instalaciones de este tipo. Supone por tanto una importante limitación a la hora de realizar proyectos de generación fotovoltaica en la región.

2.3.3. PUNTOS DE CONEXIÓN EN CASTELLÓN

Se ha realizado una extracción del mapa de capacidad de i-De en la provincia de Castellón a 10 de octubre de 2023 donde se muestra los nudos de conexión, su nivel de tensión y la capacidad de acceso disponible en MW. Si bien en alta tensión la capacidad es considerable, en media tensión la capacidad está muy limitada con la mayoría de los nodos teniendo tan sólo 1 o 0,5 MW de disponibilidad.

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

Tabla 3. Extracción del mapa de capacidad de i-DE en la provincia de Castellón (i-DE, 2023).

Denominación del Punto de Conexión	Identificador del Punto de Conexión	Coordenada X (m) (ETRS89)	Coordenada Y (m) (ETRS89)	Nivel de Tensión (kV)	Capacidad de acceso disponible (MW)
ONDA T2	0412153342	736490,47	4428709,06	20	0,53
ONDA T3	0412911781	736490,47	4428709,06	20	0,50
ONDA T91	0412153340	736490,47	4428709,06	20	0,50
OROPEMAR 132.00	0051009116	768584,82	4446028,04	132	0*
OROPESA T1	0412224940	768584,82	4446028,04	20	0,50
RAMBLETA 132.00	0052004518	740943,36	4413656,27	132	54,65
RAMBLETA T1	0412153345	740943,36	4413656,27	20	0,00
RIBESALB 66.000	0053030596	732323,22	4433183,70	66	0,00
RIBESALB T1	0412153347	732323,22	4433183,70	20	0,00
S.J.MORO 132.00	0051004526	744995,65	4438145,53	132	0*
S.J.MORO T1	0412153349	744995,65	4438145,53	20	0,50
SEGORBE 66.000	0052030622	717672,50	4411710,70	66	0,00
SEGORBE2 T1	0412153351	717672,50	4411710,70	20	0,00
SERRALLO 66.000	0052030415	755874,07	4427418,54	66	171,64
TORREBLA 66.000	0051030634	770605,65	4455360,91	66	0,00
TORREBLA T1	0412153354	770605,65	4455360,91	20	0,50
TORREBLA T2	0412153356	770605,65	4455360,91	20	0,50
VAL.DUXO 66.000	0052030648	737544,31	4410578,40	66	0,00
VAL.DUXO T2	0412153358	737544,31	4410578,40	20	0,00

Asimismo, la mayor parte de esta capacidad se encuentra en la ciudad de Castellón donde no se podría realizar una instalación como la que se pretende en este proyecto debido a la falta de espacio y a que se trata en su mayoría de terrenos urbanizables.

CAPÍTULO 3. METODOLOGÍA

3.1. METODOLOGÍA

En este apartado se expone la metodología desarrollada para realizar el estudio de optimización del dimensionamiento de una planta fotovoltaica mediante la integración de un sistema de almacenamiento en un punto de conexión de la red de distribución con capacidad limitada. En la metodología se explicarán los datos requeridos, así como los cálculos que se realizan y los resultados que se obtienen.

Un aspecto destacable de esta metodología es que puede ser utilizada para el dimensionamiento de cualquier otra instalación en circunstancias similares a las que se exponen en este proyecto.

En primer lugar, se explicará en términos generales el procedimiento de estudio del dimensionamiento de la planta fotovoltaica para después profundizar en cada uno de los apartados. En este capítulo se expone la metodología de forma general y será en capítulos posteriores donde se aplicará a un caso real para ilustrar su funcionamiento, así como comprobar su utilidad. Quedará de esta forma validado el procedimiento que se expone en este apartado.

3.1.1. PROCEDIMIENTO GENERAL

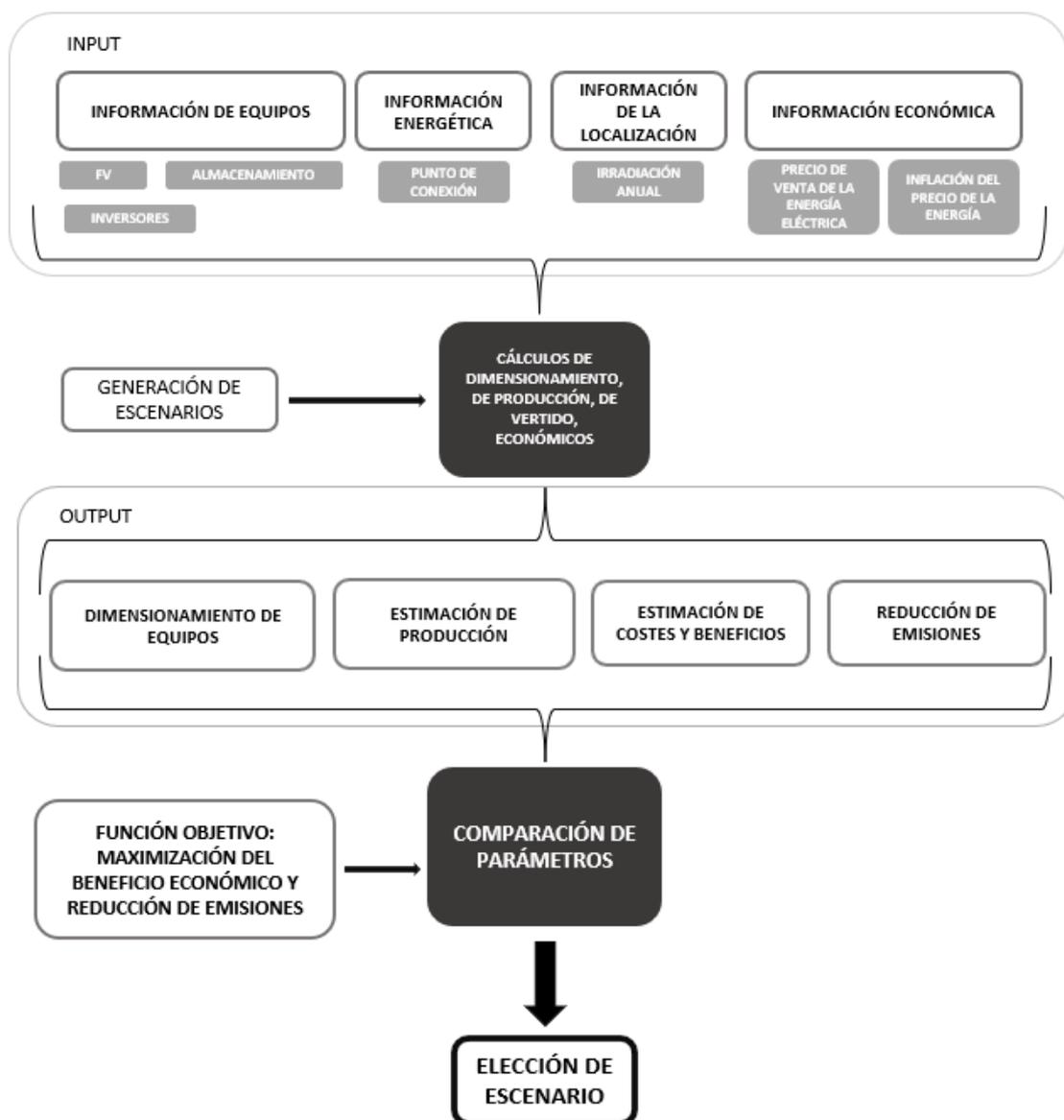


Ilustración 19. Procedimiento general de optimización del dimensionamiento.

La metodología de determinación del dimensionamiento óptimo de una planta de generación fotovoltaica con almacenamiento de energía responde, en términos generales, al esquema mostrado en la Ilustración 19. El objetivo de la metodología es garantizar la maximización del beneficio económico de la venta de energía optimizando el vertido en un punto de conexión determinado a la vez que reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero del mix energético actual. Para cumplir con esta función objetivo y determinar el mejor dimensionamiento se establece el siguiente procedimiento:

- 1) **Recopilación de la información:** en este paso se recopila toda la información que sirve de input en la metodología. Esta información corresponde a cuatro bloques: equipos de la instalación, información energética del punto de conexión (capacidad del punto, etc), información de la localización de la planta e información económica.

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

- 2) **Cálculos de la instalación:** con la información del apartado anterior se realizarán los cálculos de dimensionamiento de varias alternativas a comparar. Con estos dimensionamientos se determinará la producción de energía eléctrica de cada alternativa, el vertido horario anual a red y los costes y beneficios económicos en los que incurrirá.
- 3) **Resultados y parámetros:**
 - Económicos:** los cálculos realizados en el paso anterior darán lugar a unos ingresos que, mediante los parámetros de VAN, TIR, Periodo de retorno de la inversión y LCOE, podrán ser comparados.
 - Medioambientales:** se determinará el parámetro de toneladas equivalentes de CO₂ como comparativa desde el punto de vista medioambiental.
- 4) **Comparación de los parámetros** entre las alternativas con el objetivo de escoger la óptima desde un punto de vista económico, pero considerando a su vez las repercusiones medioambientales.
- 5) **Función objetivo:** el objetivo final es elegir un escenario que maximice el beneficio económico suponiendo un ahorro de emisiones con respecto al consumo de esa misma energía con el mix energético actual.
- 6) **Elección de la alternativa.**

Como parte de la metodología se elaboran unas instrucciones de cálculo que permiten estudiar y analizar instalaciones híbridas con tecnología fotovoltaica y de almacenamiento de energía. Se ha desarrollado además una serie de hojas Excel que realizan los cálculos que se detallan en la metodología de una manera automática. Con estos archivos solo hará falta introducir la información que se requiere como input y automáticamente se obtendrán los resultados. De esta forma, introduciendo los datos necesarios se podrá aplicar la metodología que aquí se presenta a toda instalación que así lo requiera.

3.1.2. INPUTS DE LA METODOLOGÍA

Los cálculos necesarios para determinar el dimensionamiento óptimo de la planta fotovoltaica requieren una serie de información determinada. A continuación, se muestra cuáles son los inputs que se han de introducir.

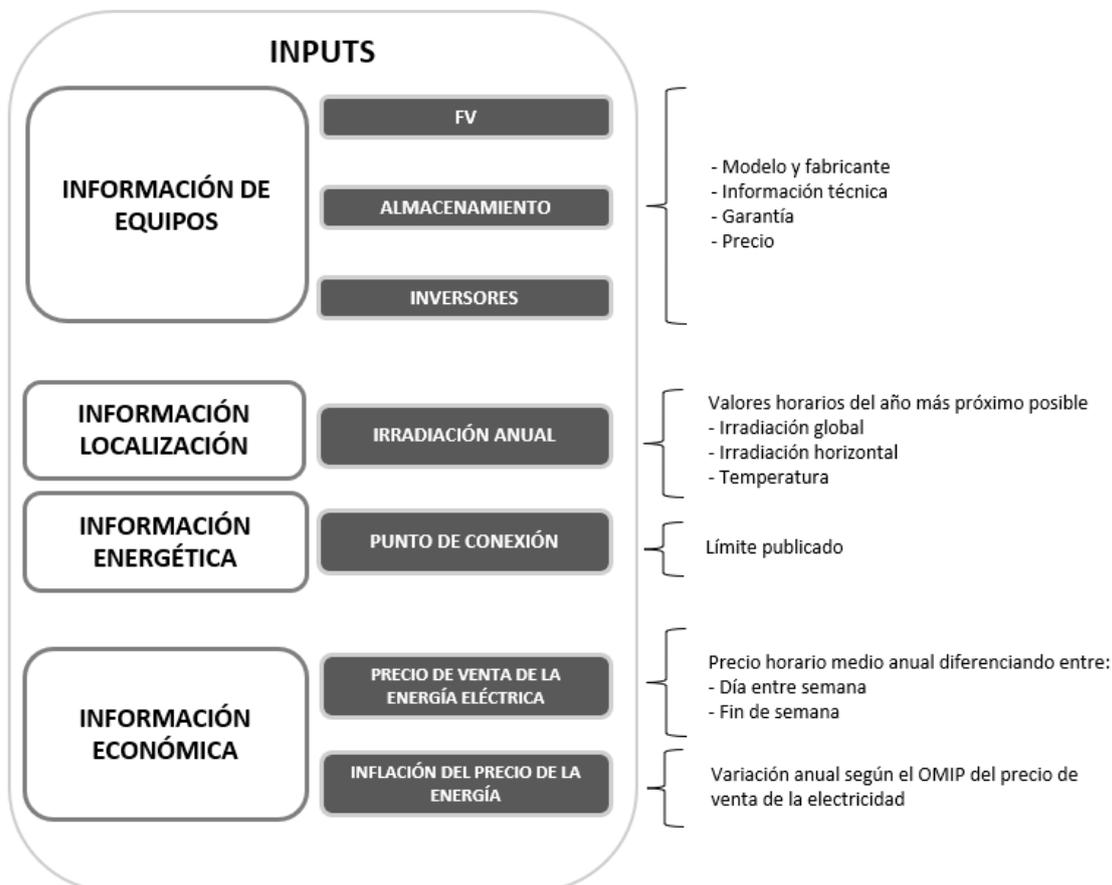


Ilustración 20. Inputs de la metodología.

3.1.2.1. INFORMACIÓN DE EQUIPOS

Los equipos principales de la instalación y que determinarán el coste a nivel económico y la producción de energía eléctrica son los paneles fotovoltaicos, los inversores y las baterías de almacenamiento de energía. De todos estos equipos se necesitará conocer su información técnica para poder establecer el número necesario de elementos, así como las conexiones que se deben hacer entre ellos. Además, es importante conocer el importe de inversión que se ha de realizar por equipo y, en consecuencia, la cantidad de dinero que se requiere desembolsar en cada uno de los escenarios planteados.

La principal información que se necesita de cada uno de los equipos que formarán parte de la instalación son:

PANEL FOTOVOLTAICO

- Potencia pico (Wp)
- Tensión MPP (V)
- Tensión en vacío (V)
- Corriente MPP (I)
- Corriente de cortocircuito (I)
- Eficiencia
- Coeficiente de temperatura de la potencia (%/°C)
- Años de garantía
- Precio (€)
- Precio por watio (€/W)

INVERSOR

- Eficiencia (%)
- Precio (€)
- Años de garantía

Por el lado de corriente continua (DC):

- Máxima tensión de operatividad (V)
- Rango de voltaje MPPT (V)
- Máxima corriente por MPPT (I)
- Máxima corriente de cortocircuito (V)
- Número de MPPT

Por el lado de corriente alterna (AC):

- Potencia nominal AC (kVA)
- Máxima potencia AC (kVA)
- Máxima corriente (I)
- Tensión nominal AC (V)
- Factor de potencia

BATERÍAS

- Capacidad (kWh)
- Potencia (kW)
- Eficiencia (%)

- Depth of discharge DoD (%)
- Años de garantía

La vida útil de los paneles fotovoltaicos es superior a la de los inversores y las baterías por lo que son estos elementos los que marcan la vida útil del proyecto. Será necesario entonces, considerar el coste de sustitución de los inversores y baterías. Esta sustitución se hará en un futuro, razón por la que se deberá tener en cuenta la bajada en los precios a medida que la tecnología se consolida y se hace más asequible. En esta metodología se considera que el precio de sustitución es un 60% del que se paga en primera instancia.

3.1.2.2. INFORMACIÓN ENERGÉTICA

Se corresponde con la información del nudo de la red de distribución a la que se desea conectar la instalación. Se requiere la siguiente información.

- **Empresa distribuidora:** la propietaria de la red a la que se va a conectar la instalación y a la que se deberá pedir permiso de acceso y conexión.
- **Capacidad del nudo de conexión:** la capacidad de potencia que publica la distribuidora en correspondiente en su mapa de capacidad para el nudo de conexión en el que se pretende conectar la instalación en kW.

3.1.2.3. INFORMACIÓN DE LA LOCALIZACIÓN

Se deben conocer las condiciones ambientales para poder hacer cálculos de dimensiones y de producción de energía. Con esta información se podrán realizar los cálculos de dimensionamiento de la instalación, estimando la producción anual de energía que esta dará y la curva horaria de vertido de electricidad a la red. Esta información necesaria es:

- **La irradiancia global horaria anual** en el emplazamiento de la planta. Se recomienda emplear la herramienta PVGIS dado que se trata de una aplicación gratuita desarrollada por la Unión Europea que aporta información sobre radiación solar y eficiencia fotovoltaica en cualquier parte del mundo.

Se deberán aportar 8760 valores, correspondientes a las horas de un año con los valores de irradiancia global en W/m^2 .

- **Irradiancia global anual sobre el plano horizontal.** Esta información, se empleará para la simulación de los escenarios con el software Homer que se explicará más adelante. Se recomienda también usar la herramienta digital europea PVGIS para obtener estos datos.
- **Temperatura anual.** Se deberán aportar 8760 valores de temperatura en $^{\circ}C$ de un año típico en la localización de la planta fotovoltaica. Se recomienda usar también la herramienta PVGIS para la obtención de esta información.

3.1.2.4. INFORMACIÓN ECONÓMICA

La información económica es esencial para determinar la instalación óptima, producto de la combinación de tecnología fotovoltaica y baterías de almacenamiento de energía. El objetivo final es optimizar los beneficios de la venta de energía eléctrica en un determinado punto de conexión por lo que se requiere la siguiente información:

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

- **Precio horario de la electricidad** del que se ha determinado la media horaria en el último año. Con esta información se podrá establecer el vertido a red de energía teniendo en cuenta aquellas ventanas del día donde es más rentable la venta de energía.
- **Índice de aumento de precio anual de la energía:** se debe conocer para poder determinar el balance de coste beneficio a través de parámetros como el NPV donde se deben considerar las fluctuaciones temporales de los flujos de caja.
- **Índice de inflación:** permitirá calcular los precios del mantenimiento anual a lo largo de la vida del proyecto.

3.1.3. CÁLCULOS

Con los datos recopilados en el apartado anterior se llevarán a cabo los cálculos que permitirán comparar los distintos dimensionamientos de las instalaciones. Estos cálculos son:

1. Cálculos de dimensionamiento de la planta fotovoltaica y del sistema de almacenamiento
2. Cálculos de producción y de vertido
3. Cálculos económicos
4. Cálculos de emisiones

El procedimiento de cálculo se debe hacer en el orden que se expone en este apartado. A continuación, se profundizará en cada uno de estos cálculos, sus entradas y salidas y la interrelación entre cada uno de ellos. Es importante seguir los pasos de esta metodología porque se ha diseñado expresamente para resolver el problema que se plantea en este trabajo, de otra forma se estaría dejando de lado importantes aspectos relacionados con la planta fotovoltaica y su posible retribución.

3.1.3.1. DIMENSIONAMIENTO DE ESCENARIOS



Ilustración 21. Cálculos de dimensionamiento de escenarios.

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

A partir de la recopilación anterior se plantearán distintos escenarios a los que se aplicarán los cálculos de dimensionamiento, que permitirán determinar los equipos necesarios para cada una de las posibilidades que se quiere comparar. Para estos cálculos se necesitará información acerca de las especificaciones técnicas de los equipos de paneles fotovoltaicos, almacenamiento de energía e inversores. Asimismo, se deberá conocer el límite de vertido del punto de conexión y la irradiación horaria anual en el emplazamiento de la planta en cuestión.

Los distintos escenarios para comparar se plantean en función de la capacidad del nudo de conexión al que se pretenda conectar la instalación. A continuación, se muestra un ejemplo de los escenarios que se pueden estudiar, no obstante, estos pueden variar en función de las necesidades del proyecto en cuestión:

Tabla 4. Escenarios de estudio.

ESCENARIOS DE ESTUDIO					
ESCENARIOS	BASE	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3	ESCENARIO 4
POTENCIA	Capacidad del nudo	1,2*Capacidad del nudo	1,5*Capacidad del nudo	2*Capacidad del nudo	2,5*Capacidad del nudo

El escenario base estará limitado a la capacidad del nudo de conexión de forma que corresponde con el dimensionamiento clásico de una planta de producción de energía fotovoltaica. El resto de los escenarios se sobredimensionan con respecto a la capacidad del nudo de conexión para comparar utilizando sistemas de almacenamiento. Con esta tecnología se almacenará el exceso de producción fotovoltaica que se vertería en horas donde el precio de la energía sea superior.

El procedimiento de cálculo es el siguiente:

- 1) **Se calcula la potencia pico de la instalación fotovoltaica.** Se calcula con la potencia de cada escenario y se deberá tener en cuenta las eficiencias de los paneles fotovoltaicos, de los inversores y otras pérdidas asociadas al cableado, suciedad y otros elementos auxiliares que se asume que será del 80%, además de estas eficiencias existen pérdidas debidas a la suciedad y el polvo que se asumirán del 10% y a la temperatura que se calculan con la temperatura media anual del emplazamiento multiplicado por el coeficiente de pérdidas de la localización en cuestión. La eficiencia de los paneles se tendrá en cuenta en el siguiente apartado de forma indirecta con la potencia pico que producen.

$$P_{max} = P_{escenario_i} + Pérdidas \quad (2)$$

$$Pérdidas = P_{escenario_i} \left(\sum (1 - \eta_{equipos}) + 0,2 + coef_{temp} * T_{media} \right) \quad (3)$$

- 2) **Cálculo de la potencia pico que produce un panel fotovoltaico.** Este cálculo se hace conociendo la potencia pico de panel, dada por el fabricante para una irradiación de 1000W/m², y la irradiación máxima horaria de la información energética anterior.

$$P_{pico_panel} = P_{pico\ 100W/m^2}(W) * \frac{Irradiación\ media\ horaria\ máxima\ (\frac{W}{m^2})}{1000\ (\frac{W}{m^2})} \quad (4)$$

- 3) **Cálculo del número de paneles** a partir de los dos datos anteriores.

$$N_{paneles} = \frac{P_{max}}{P_{pico_panel}} \quad (5)$$

- 4) **Cálculo del número de inversores**, conociendo la potencia del escenario y la potencia máxima del modelo de inversor que se va a emplear.

$$N_{inversores} = \frac{P_{escenario_i}}{P_{max-inversor}} \quad (6)$$

- 5) **Conexión de los paneles a los inversores** a partir de las intensidades máxima y en cortocircuito y las tensiones máximas y en vacío de los paneles y los inversores.

Por MPPT se pueden conectar en serie:

$$N_{MPPT-serie} = \frac{V_{MPPmax-inversor}}{V_{MPP-módulo}} \quad (7)$$

$$N_{MPPT-serie} = \frac{V_{ocmax-inversor}}{V_{oc-módulo}} \quad (8)$$

Por MPPT se pueden conectar en paralelo:

$$N_{MPPT-paralelo} = \frac{I_{MPPmax-inversor}}{I_{MPP-módulo}} \quad (9)$$

$$N_{MPPT-paralelo} = \frac{I_{scmax-inversor}}{I_{sc-módulo}} \quad (10)$$

El resultado del número de paneles que se conectan en paralelo y en serie será el mínimo de los valores que se han calculado en las expresiones (7) y (8) para conexión en serie y (9) y (10) para conexión en paralelo.

- 6) **Cálculo del número de baterías.** El almacenamiento se dimensionará en base a la energía máxima que ha de almacenarse en un ciclo, esto quiere decir la energía excedente a la que se puede verter por la limitación del punto de conexión. Para ello se cogerá el día con mayor exceso y en base a ello se calcula el número de baterías de la siguiente forma:

$$E_{baterías} = \frac{Energía_{máxima-almacenar}}{\eta_{almacenamiento} * DOD} \quad (11)$$

$$N_{baterías} = \frac{E_{batería}}{Capacidad_{batería}} \quad (12)$$

Una vez terminados los cálculos, se verificará que se cumple con los límites impuestos de potencia producida por la planta fotovoltaica. Esta verificación se realiza una vez calculada la producción energética de la planta en un año, viendo cual es el valor máximo y si este es efectivamente inferior o igual al de partida del dimensionamiento. Asimismo, se comprobará que la capacidad de almacenamiento se corresponde con la energía máxima en exceso que produce la planta fotovoltaica en un día, es decir, que no puede verter a la red de distribución a través de su punto de conexión.

3.1.3.2. PRODUCCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

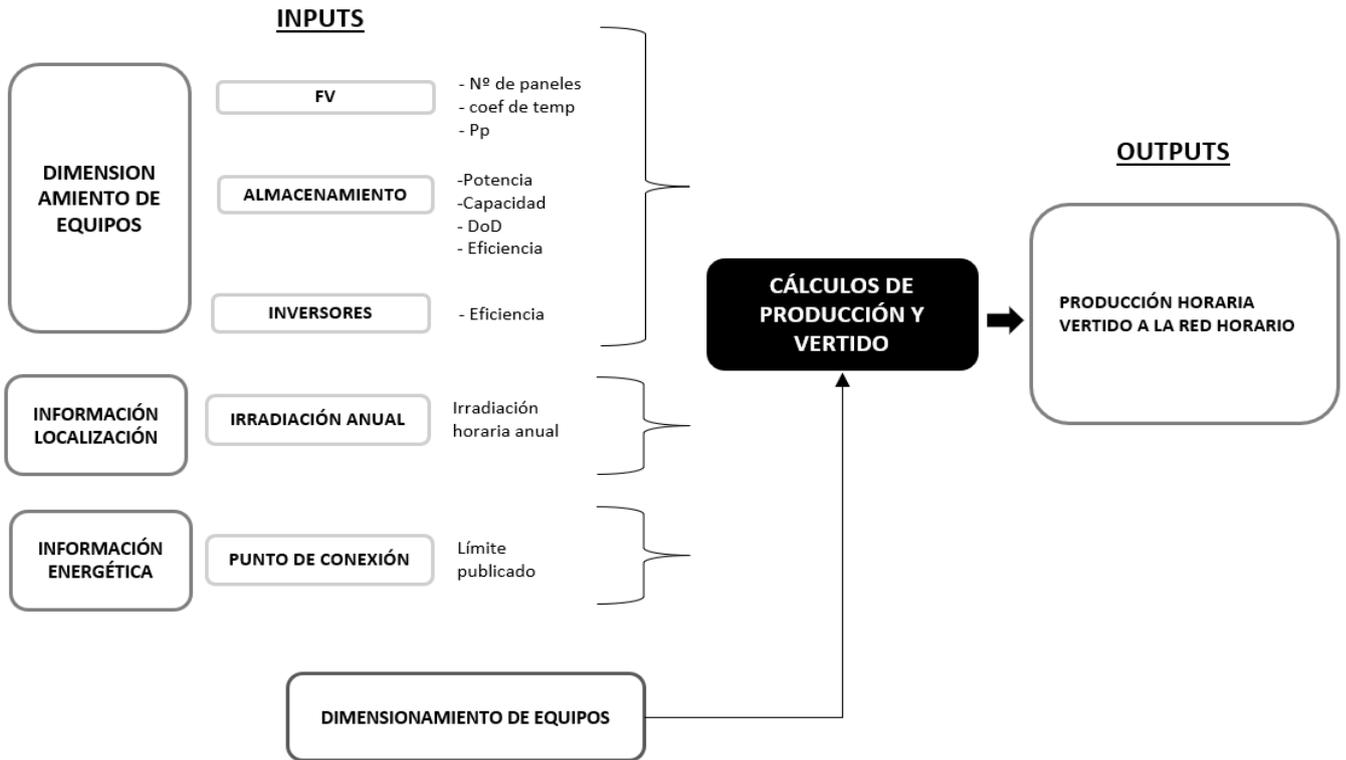


Ilustración 22. Metodología de cálculos de producción y vertido a la red.

Para el cálculo de la producción se deberán usar los datos de irradiación horaria anual que se han pedido como input. Con esta información se calculará la producción horaria de la siguiente forma:

$$P_{producida_i} = N_{paneles} * I_{horaria} \left(\frac{W}{m^2} \right) * \frac{P_{pico} \frac{100W}{m^2}}{100 \frac{W}{m^2}} * \eta_{inversor} * 0,8 * (1 + coef_{temp}) T \quad (13)$$

3.1.3.3. CARGA DE LAS BATERÍAS

Una vez que se conoce esta potencia horaria que podría ser vertida a la red se puede determinar el almacenamiento de energía para los escenarios que se encuentran sobredimensionados con respecto a la capacidad del nudo de conexión. Para este análisis se considera que las condiciones no cambian radicalmente de un día a otro por lo que los repartos serán dentro del mismo día.

El cálculo se realizará por medio del siguiente procedimiento:

- 1) **Exceso de potencia sobre el límite de conexión:** El almacenamiento de energía en las baterías será el exceso de producción por encima del límite del punto de conexión:

$$P_{almacenada_i} = P_{producida_i} - \text{Capacidad del nudo} \quad (14)$$

Dado que la información es horaria la energía almacenada en cada hora será:

$$E_{almacenada_{i-1}} = P_{almacenada} * 1 \text{ hora} \quad (15)$$

- 2) **Carga adicional en caso de capacidad disponible:** debido a que el almacenamiento se ha dimensionado para ser capaz de acumular el exceso de energía máximo de cada escenario habrá muchos días donde quede capacidad disponible. Por esta razón, si tras la carga con el exceso de potencia aún queda capacidad en el sistema de almacenamiento, la energía producida en las horas más baratas:

$$E_{almacenada_i} = E_{1almacenada_i} + E_{2almacenada_i} \quad (16)$$

Con esta información se tendrá toda la producción y almacenamiento horaria anual para cada uno de los escenarios. Dado que las baterías realizarán un ciclo de carga y descarga se puede determinar entonces el almacenamiento diario. De esta forma ya se tendrán dimensionados todos los escenarios a comparar.

3.1.3.4. VERTIDO DE ENERGÍA A LA RED

Los cálculos de vertido a la red se realizan por medio de un proceso de reparto de la energía almacenada en función del peso que tiene el precio de la energía en cada hora. Para realizar este cálculo se siguen los siguientes pasos:

- 1) **Ordenación de la prioridad del precio horario de la energía.** Se empleará el precio de la energía con una proporción del valor del fin de semana y diario. Con estos precios se determina el peso relativo de cada una de las horas en cuanto a cómo de costosa es la energía, y se ordenan del 1 al 24.
- 2) **Vertido directo:** el vertido directo será la potencia producida menos la almacenada:

$$V_{directo_i} = P_{producida_i} - E_{almacenada_i} \quad (17)$$

- 3) **Reparto de la energía almacenada ($E_{reparto_i}$):** El reparto se hará de forma relativa a los pesos horarios calculados en el apartado 1. Primero, se intentará verter la energía almacenada en las horas más caras y, si esta potencia supera el límite del punto de conexión se irá repartiendo su excedente en las siguientes horas más rentables desde el punto de vista económico.

4) El vertido final de estas horas será:

$$V_{final_i} = V_{directo_i} + \frac{E_{reparto_i}}{1hora} \quad (18)$$

Es importante en este punto considerar la limitación de potencia que es capaz de verter la batería escogida, de forma que no se supere este valor.

Se ha calculado de esta manera el vertido horario para cada uno de los escenarios priorizando aquellas horas del día donde la venta de energía proporcionará

3.1.3.5. CÁLCULOS ECONÓMICOS: VAN, TIR, PB, LCOE

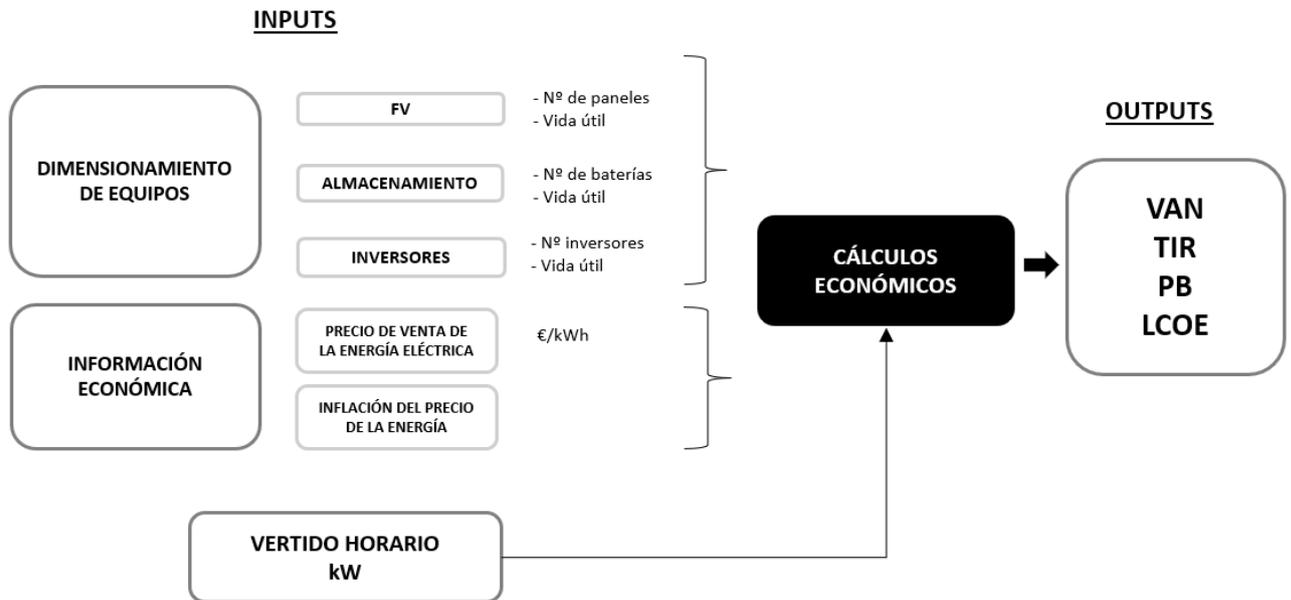


Ilustración 23. Metodología de cálculos económicos.

En este trabajo se pretende optimizar el beneficio económico obtenido a partir de la venta de energía eléctrica vertida a la red de una instalación fotovoltaica. Para comparar los escenarios planteados se consideran varios parámetros económicos y para ello se usará la siguiente terminología:

- **Valor Actual Neto (VAN):**

$$VAN = -I + \sum_{i=1}^n \frac{-O\&M + V_i \sum_{i=1}^n (1 + p_i)}{(1 + d)^i} \quad (19)$$

Donde I es la inversión inicial en la que habrá que considerar el coste de reposición de los equipos cuya vida útil sea inferior a n, siendo n la vida del proyecto. O&M es el coste anual de la operación y el mantenimiento de la instalación y Vi es el beneficio anual actualizado.

Dado que es necesario actualizar los flujos de caja al valor actual teniendo en cuenta el año en el que se producen se tomará en cuenta a través de esa expresión la tasa de descuento d y el decrecimiento del precio de la energía p .

Los escenarios serán viables siempre que el VAN tenga un valor positivo.

- **Tasa Interna de Retorno (TIR):**

Se trata del valor de inflación d que hace que el VAN sea cero. Se considerará una inversión rentable cuanto mayor sea la TIR con respecto a la inflación.

- **Coste Nivelado de la Electricidad (LCOE):**

$$LCOE \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) = \frac{\text{Costes totales}}{\text{Producción total de energía}} * \frac{1}{(1 + d)^n} \quad (20)$$

Este parámetro tiene en consideración la inversión, los costes de operación y mantenimiento, la producción de energía y la tasa de descuento. De esta forma se tiene un parámetro para comparar el precio de producción de la energía para comparar con el de la red eléctrica.

- **Periodo simple de retorno de la inversión (PB):** este parámetro permitirá determinar de forma simplificada el periodo de retorno de la inversión, al no estar actualizado es menos ilustrativo que el VAN o la TIR, pero permite comparar los escenarios.

$$PB(\text{años}) = \frac{\text{Inversión total}}{V_i} \quad (21)$$

3.1.3.6. CÁLCULOS DE EMISIONES

Las emisiones equivalentes de dióxido de carbono atribuidas a los paneles fotovoltaicos surgen durante su ciclo de vida y no como resultado de la generación de energía. Para determinar las emisiones ahorradas, se debe comparar la cantidad de energía producida con las emisiones que tendría esta producción en la red eléctrica. Para realizar este cálculo se consideran las emisiones correspondientes al mix de la red eléctrica española en el año 2023 publicado por Red Eléctrica son de 0,12 tCO₂ equivalentes por MWh (Red Eléctrica, 2023). Por otro lado, la emisión equivalente debido al ciclo de vida de un panel fotovoltaico de silicio multicristalino son de 83,88 gCO₂/kW, media obtenida de la revisión de literatura al respecto (Pellon, 2017). Adicionalmente, es importante tener en cuenta las emisiones equivalentes del ciclo de vida de las baterías que alcanzan los 6,7 kg CO₂ equivalentes por kg de peso de la batería de litio (Sadhukhan & Christensen, 2021).

3.1.3.7. SIMULACIÓN DEL MODELO EN HOMER Y COMPROBACIÓN DE LA ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN

En el ejemplo de aplicación de la metodología se ha empleado la herramienta Homer para validar la estimación de la producción y vertido.

El procedimiento de introducción de información en el programa se detalla a continuación:

1) SELECCIÓN DE VARIABLES

Se escogerán la carga, los paneles fotovoltaicos, los inversores y las baterías como elementos del modelo salvo en el caso del escenario base donde no se emplean baterías:

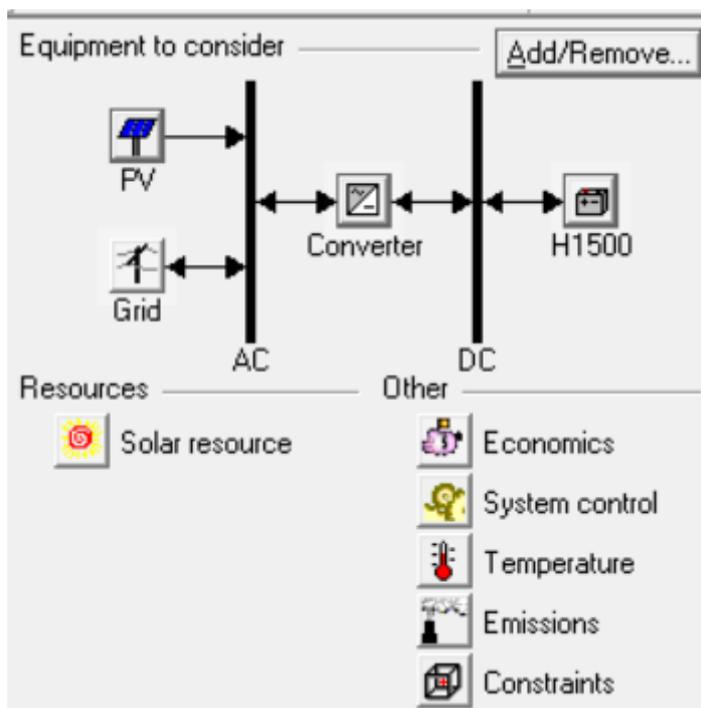


Ilustración 24. Elementos de la instalación: información a completar.

1) INTRODUCCIÓN DE RECURSOS

i) RECURSO SOLAR

En el recurso solar se introducirán los 8760 valores de radiación global sobre el plano horizontal obtenidos de PVGIS.

ii) TEMPERATURA

Se deberán introducir también los 8760 valores correspondientes a la temperatura horaria de la localización obtenida de PVGIS.

2) INTRODUCCIÓN DE DATOS DE EQUIPOS

iii) RED

Se introducirán los valores de precio de venta de la energía horarios de forma que se pueda simular como si se fuese verter la energía a la red. También será necesario limitar la capacidad de esta red a la del punto de conexión de la instalación para que se simule el vertido real.

iv) PANELES FV

Se introducirán los datos de la potencia pico, el coeficiente de temperatura, la vida media y los costes en cuanto a inversión de equipo, de operación y mantenimiento y de reposición tras superar su vida útil.

v) CONVERTER

Se deberán introducir la misma información que en el caso anterior además de las eficiencias de conversión de corriente continua a alterna.

vi) BATERÍAS

Se introducirán los datos de las baterías escogidas eligiendo un modelo similar en características de entre los que permite modelizar Homer. Este software no tiene entre las opciones la modelización de baterías de litio por lo que estas deberán ser agregadas de forma manual al sistema.

Se conectarán las baterías al módulo de corriente continua DC y la red que simula el vertido en este caso, los paneles y el inversor al módulo de corriente alterna como se muestra en la Ilustración 24.

Con la información introducida en el modelo se obtiene un resultado de vertido que comprobará en cierto grado si el calculado con anterioridad es coherente. También se obtendrán valores económicos pero debido a que no se puede introducir la variación anual del precio de venta de la energía no será posible comparar estos valores con los obtenidos en la metodología.

3.1.4. PARÁMETROS DE SALIDA

De cada uno de los cálculos explicados en el apartado anterior se obtienen los parámetros de VAN, TIR, LCOE y toneladas equivalentes de CO₂ que permitirán comparar los distintos escenarios planteados y escoger la instalación que maximice los beneficios económicos.

3.1.4.1. DIMENSIONAMIENTO DE EQUIPOS

De las metodologías de cálculo estudiadas con anterioridad se obtiene el dimensionamiento de los equipos de la planta de producción eléctrica. Es decir, se habrán calculado para cada uno de los escenarios:

- Número de paneles
- Número de inversores
- Número de baterías, excepto para el caso base

Este dimensionamiento es la base del estudio que se realiza en este proyecto.

3.1.4.2. ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN Y ALMACENAMIENTO

Con el dimensionamiento de los equipos en conjunto con la información meteorológica del emplazamiento se calcula la producción horaria anual para cada uno de los escenarios. Siguiendo la metodología se obtienen las curvas de vertido.

Son estas curvas de vertido la base del estudio económico en tanto que van a determinar la venta de energía eléctrica al sistema.

3.1.4.3. ESTIMACIÓN DE COSTES Y BENEFICIOS

Los costes de la instalación se calculan principalmente en base al dimensionamiento y son:

- Inversión en equipos
- Renovación de equipos, en el caso de inversores y baterías por tener una vida útil inferior a la del proyecto.
- Operación y mantenimiento

Los beneficios de la instalación provienen de la venta de energía eléctrica y se calculan en base a las curvas de vertido donde se han considerado los precios horarios de venta de la energía.

3.1.4.4. ESTIMACIÓN DE EMISIONES

Con los cálculos de emisiones se podrán obtener los kilogramos equivalentes de CO₂ ahorrados en comparación con el uso de la red eléctrica. Aunque el objetivo final es maximizar el beneficio económico en el contexto actual es importante considerar la reducción de emisiones con respecto a la red eléctrica española de forma que se tienda hacia un sistema renovable y responsable con el medio ambiente.

Se trata de un parámetro importante para considerar las inversiones a realizar en el sector energético dado que según los resultados obtenidos se determinará si se está siendo consecuente con la consecución de los ODS. Asimismo, es notable la importancia actual de la transición energética y el apoyo que reciben instalaciones como la que en este trabajo se dimensiona por su esfuerzo hacia un modelo energético sostenible.

CAPÍTULO 4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

4.1. EMPLAZAMIENTO

Se ha elegido un emplazamiento en la Comunidad Valenciana para aplicar la metodología de optimización en este trabajo. Dado que esta región no se encuentra entre las comunidades autónomas con mayor potencia fotovoltaica instalada, se considera que aún tiene un gran potencial de crecimiento en este sector. Por otra parte, los puntos de conexión en la Comunidad Valenciana, en su mayoría gestionados por i-DE, que se encuentran en emplazamientos donde se podría implementar una instalación fotovoltaica de gran tamaño están empezando a ser escasos. Se ha buscado, un punto de conexión con capacidad limitada a menos de 1 MW para poder implementar la metodología y, además, se ha intentado que fuese en un lugar donde haya terreno rural para poder instalar un campo fotovoltaico de grandes dimensiones.

Atendiendo a la capacidad del mapa de i-DE antes expuesto, así como a las condiciones geográficas del terreno se plantea la posibilidad de situar la instalación en Atzeneta del Maestrat. Concretamente, en la subestación localizada en las afueras del núcleo urbano lo que facilitará la conexión y disminuirá la infraestructura necesaria para llegar al nodo.

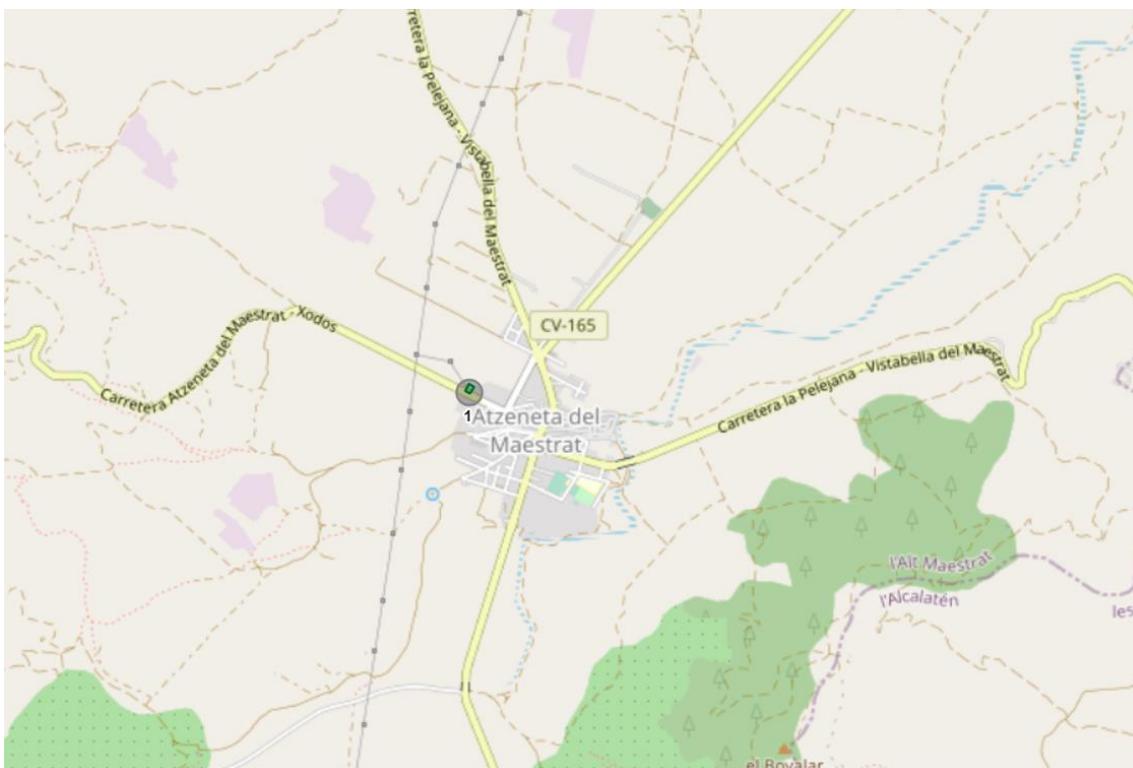


Ilustración 25. Localización de la subestación donde se solicita punto de conexión (i-DE, 2023).

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

El pueblo de Atzeneta de Maestrat cuenta con 1287 habitantes censados en el año 2022 (Instituto Nacional de Estadística, 2022). Se trata de una población relativamente pequeña y con amplios terrenos rurales situados entre dos formaciones montañosas.

El municipio cuenta con varias plantas de generación fotovoltaica en su entorno lo que hace pensar que el gobierno administrativo correspondiente podría tener una actitud favorable hacia este tipo de proyectos.

4.1.1. UBICACIÓN

Para estudiar la ubicación concreta se debe tener en cuenta varias consideraciones:

- El terreno debe ser amplio, para poder instalar gran cantidad de paneles fotovoltaicos y un sistema de almacenamiento de energía.
- Se debe considerar que se sitúe en un lugar que facilite la conexión a la subestación de manera que el desarrollo de la infraestructura eléctrica sea lo más sencilla posible con el objetivo de disminuir los costes y optimizar el proceso de petición de permisos a la administración.
- Es importante tener en cuenta la inclinación de los terrenos dado que cuanto más planos sean más sencilla será la instalación de los sistemas de generación y almacenamiento de energía.
- La cercanía de carreteras principales. Este factor se debe considerar por la necesidad de acceso al terreno con maquinaria y medios de transporte y porque es muy complicado obtener permisos de la administración para cruzar cableado por vías principales. Esto se debe a que los cables deben ir por un tendido aéreo lo suficientemente alto como para no suponer un peligro que no suele ser económico ni aprobado o, por otro lado, se deben soterrar por debajo de la carretera, suponiendo una interrupción del tráfico.
- Se debe considerar que los cables de media tensión deben ir siempre siguiendo un camino ya existente y que debe haber espacio para el centro de transformación propio en el terreno.

Siguiendo estos criterios se ha estudiado el entorno del municipio, observando con prioridad aquellas zonas más cercanas a la subestación cuya localización se muestra a continuación:



Ilustración 26. Localización de la ST Adzaneta (Google, s.f.).

Un terreno que parece contar con los criterios antes expuestos es el siguiente:

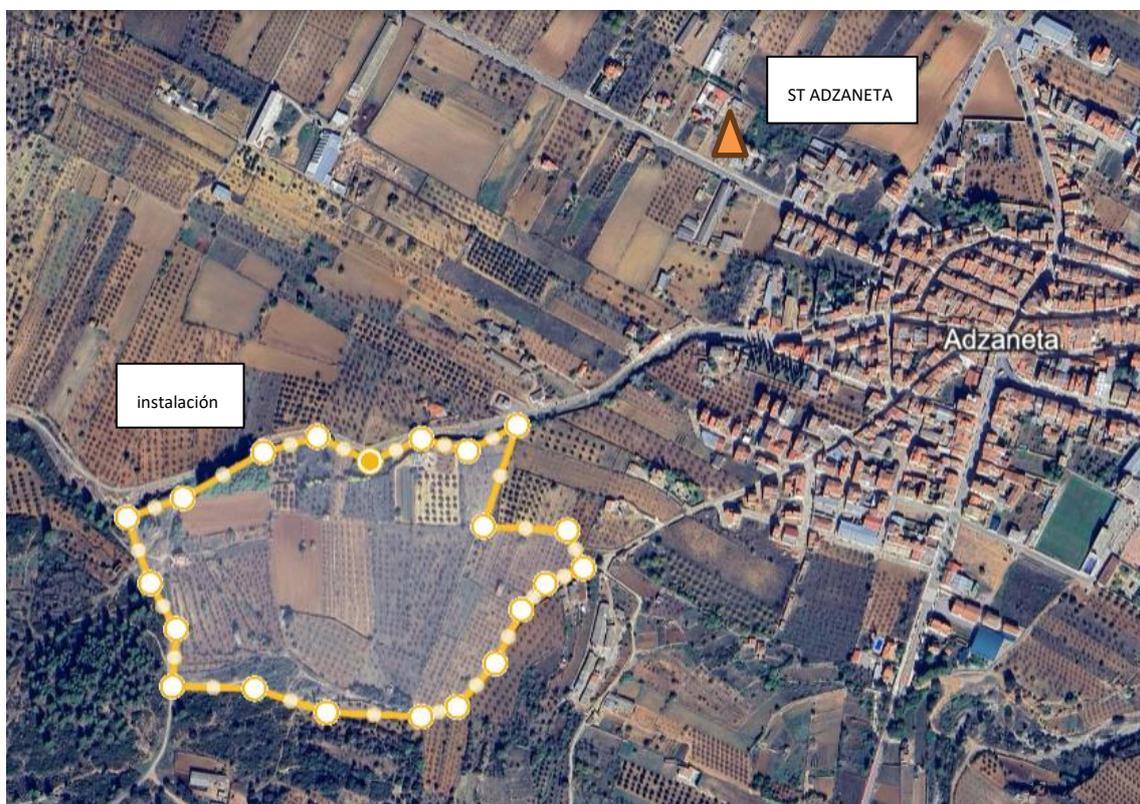


Ilustración 27. Emplazamiento de la planta de generación fotovoltaica (Google, s.f.).

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

Este terreno se encuentra pegado a la carretera lo que se traduce en mayor facilidad de acceso que simplificaría las obras. Además, se observa un camino relativamente sencillo de conexión a la subestación o a líneas eléctricas del entorno

Con las herramientas de Google Earth se han obtenido las características principales del terreno:

- Área: 112.000 m²
- Perímetro: 1500 m
- Altura: 451 m
- Inclinación: 5°
- Coordenadas empleadas en PVGIS: 40.220 , -0.184

4.1.2. ORIENTACIÓN

Debido a que la instalación sería de placas fotovoltaicas en un terreno exterior la orientación se escogerá según cuál sea la más favorable. En el caso del territorio español esta orientación es la SUR porque permite recibir mayor cantidad de horas de sol. Asimismo, se podría contemplar el uso de paneles móviles que varíen su inclinación en función de la posición del sol lo que permitiría optimizar la producción de energía. En cualquier caso, la orientación será hacia el sur dado que las condiciones del terreno lo permiten.

4.2. RECURSO ENERGÉTICO SOLAR

Dado que la instalación es para la generación de electricidad empleando la tecnología fotovoltaica es importante considerar las condiciones climatológicas de la ubicación. Estas condiciones determinarán el recurso solar que podrá ser explotado en la instalación. Para obtener los datos acerca del recurso solar se ha empleado la herramienta europea PVGIS que permite seleccionar la localización exacta de la instalación fotovoltaica y obtener los datos horarios de temperatura y radiación.

The screenshot displays the PVGIS web interface. On the left, a map shows a location marked with a blue pin at coordinates 40.220, -0.184. The right-hand panel is titled 'PERFORMANCE OF GRID-CONNECTED PV' and contains several configuration options: 'Solar radiation database' is set to 'PVGIS-SARAH2'; 'PV technology' is 'Crystalline silicon'; 'Installed peak PV power [kWp]' is 1; 'System loss [%]' is 14. Under 'Fixed mounting options', 'Mounting position' is 'Free-standing', 'Slope [°]' is 35, and 'Azimuth [°]' is 0. There are checkboxes for 'Optimize slope' and 'Optimize slope and azimuth', both of which are currently unchecked. The 'PV electricity price' section is partially visible at the bottom.

Ilustración 28. Selección de la localización de la instalación fotovoltaica en PVGIS (European Comission, s.f.).

Para obtener los datos de temperatura e irradiación se ha decidido emplear una inclinación fija del panel de 35°. Se trata de un valor comúnmente utilizado para los paneles en España por lo

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

que se considera que los datos obtenidos introduciendo este valor serán muy cercanos a los que reciban los paneles en la instalación que se pretende realizar.

4.2.1. CLIMA

El clima que caracteriza la región de Castellón es de tipo mediterráneo, con pocas precipitaciones a lo largo de todo el año, un invierno suave y verano caluroso. Las temperaturas a lo largo del día varían muy suavemente debido a los efectos que tiene la cercanía al mar Mediterráneo. A continuación, se muestran las temperaturas medias horarias de un día típico de cada mes en Atzeneta de Maestrat obtenidas de PVGIS (European Comission, s.f.):

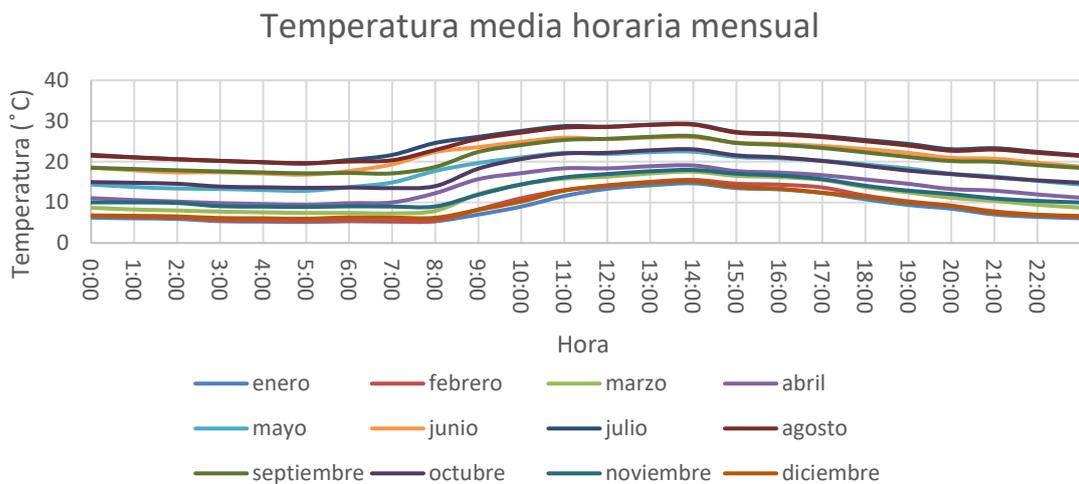


Ilustración 29. Temperatura media horaria de un día típico de cada mes en Atzeneta de Maestrat.

Si se representa la Ilustración 29 por medio de un mapa de calor se puede observar con mayor claridad las temperaturas típicas horarias a lo largo del año:



Ilustración 30. Mapa de calor de la temperatura media en Atzeneta de Maestrat.

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

Las horas más calurosas son a medio día todo el año y en los meses de verano estas altas temperaturas se mantienen prácticamente todo el día.

4.2.2. IRRADIACIÓN

En la herramienta PVGIS se obtienen datos de irradiación global, directa y difusa sobre un plano en W/m^2 . Para el estudio del recurso solar se empleará la global que es la suma de las otras dos y es la que recibirán los paneles. La radiación de un día típico de cada mes es (European Commission, s.f.):

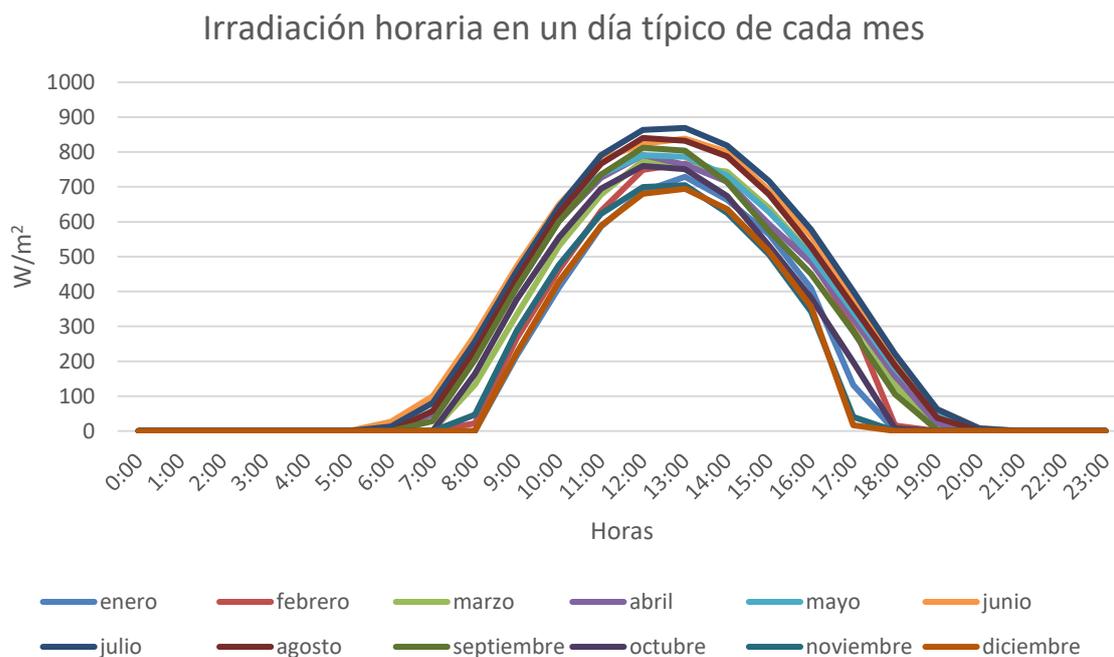


Ilustración 31. Representación gráfica de la irradiación horaria de un día típico de cada mes en Atzaneta de Maestrat.

Como se puede observar la radiación es considerable en todos los meses, principalmente en verano. Diciembre es el mes con menor ventana de irradiación a lo largo del día recibiendo, siendo aún útil para la producción eléctrica. Esta ventana se va abriendo paulatinamente hasta julio donde se alcanzan valores cercanos a los $900W/m^2$ en torno al mediodía.

Se observa que el emplazamiento es idóneo para una instalación fotovoltaica, no obstante, es importante conocer la potencia que se podrá verter a la red para poder dimensionar la instalación buscando optimizar la producción de electricidad.

4.3. ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN FRENTE A LA VENTA

Como ya se había mencionado con anterioridad, si se compara la curva de producción obtenida en el apartado anterior con la de los precios medios de la energía se puede observar como la tecnología fotovoltaica coincide con horas de venta más baratas. Esto se puede observar en la Ilustración 32, donde se muestran la media de los precios horarios de la energía en 2023 así como la media horaria de la irradiancia para el mismo año.

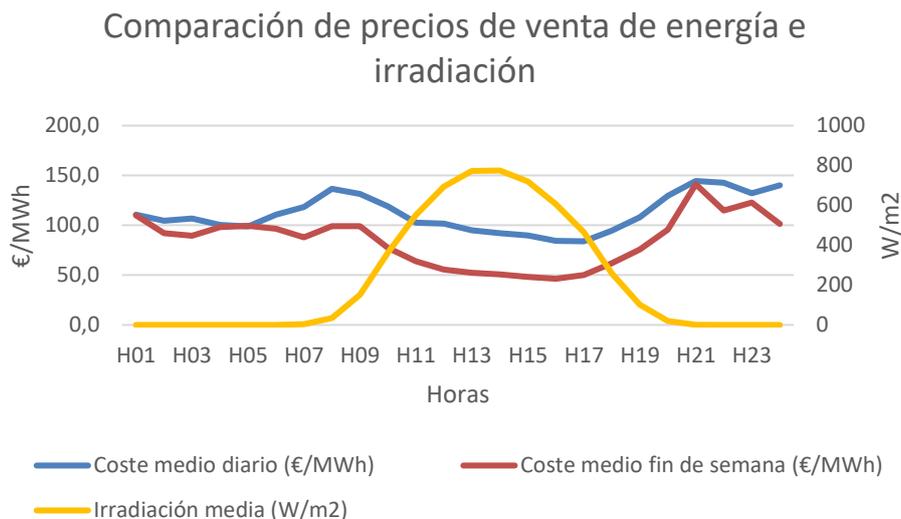


Ilustración 32. Comparación de precios de venta de energía e irradiación

En la Ilustración 32 se ha representado el precio medio horario de la energía en el último año separado por día de diario y fin de semana y se compara con la curva de producción. La mayor producción fotovoltaica se da cuando los precios son más bajos por lo que su venta no obtiene los máximos beneficios que se podrían conseguir. Es por esta razón que en este trabajo se pretende optimizar el vertido de energía, priorizando aquellas horas en las que el precio es mayor. Se comprueba de esta forma, a partir de la información del recurso solar energético de la localización que el uso de baterías puede generar mayores ingresos para productores de energía.

4.4. CAPACIDAD DEL PUNTO DE CONEXIÓN

Como se ha comentado con anterioridad es importante conocer la capacidad disponible del nodo sobre el que se va a realizar la petición de acceso y conexión para generadores a la red. Desde la página web de i-DE se pueden consultar las capacidades de los nodos de la región dado que es la distribuidora principal de la provincia de Castellón. Se ha escogido la subestación Adzaneta que cuenta con 0,5 MW de disponibilidad en el transformador 1 a una tensión nominal de 20kV como muestra la siguiente imagen:

Identificador del Punto de Conexión	0412153289
Denominación del Punto de Conexión	ADZANETA T1
Coordenada X (m) (WGS84 Mercator)	740455
Coordenada Y (m) (WGS84 Mercator)	4455816
Nivel de Tensión (kV)	20
Nudo de afección mayoritaria en la RdT	LA PLANA (CAST) 220
Capacidad de acceso disponible (MW)	0.5
Capacidad de acceso ocupada (MW)	12.51
Capacidad de solicitudes admitidas pero no resueltas	
• Fotovoltaico (MW)	0.6
• Eólico (MW)	0
• Otros (MW)	0
<i>Información a título informativo, Necesaria solicitud de acceso y conexión para calcular capacidad específica.</i>	

Ilustración 33. Capacidad disponible en la ST Adzaneta según el mapa publicado de i-DE (i-DE, 2023).

Esta capacidad será un factor clave para tener en cuenta para el dimensionamiento de la planta de generación, así como para los planteamientos de los distintos escenarios que se pretenden estudiar. La limitación de esta capacidad justifica buscar una alternativa para almacenar energía de forma que se pueda repartir el vertido de electricidad a lo largo del día. De esta forma se pretende optimizar la producción y al mismo tiempo verter energía cuando resulte más beneficioso a nivel económico.

Llama la atención que hay una solicitud de 0,6MW admitida pero no resuelta, esto se debe al orden de prelación para el estudio de la conexión que se ha mencionado con anterioridad. Al ser admitida esa solicitud, aun cuando no se ha resuelto disminuye la capacidad del nudo para solicitudes posteriores. Esto se debe a que hay que considerar esa potencia comprometida hasta que sea finalmente concedida o cancelada, en cuyo caso volvería a aumentar la disponibilidad del nudo.

4.5. SELECCIÓN DE COMPONENTES

En este trabajo se pretenden comparar distintos escenarios de una planta fotovoltaica con almacenamiento de energía para determinar cuál es la combinación óptima en un punto de conexión a la red de media tensión limitado a una potencia de vertido de 0,5 MW. Para poder realizar esta comparativa será necesario hacerlo teniendo en cuenta los mismos componentes de la instalación que serán los paneles fotovoltaicos, los inversores y baterías.

Como consecuencia es necesario realizar la elección de estos elementos de la planta fotovoltaica de manera común a todos los escenarios. En los siguientes apartados se justificarán y explicarán cuáles han sido los componentes seleccionados.

4.5.1. COMPONENTES Y ESTRUCTURA DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA

En el caso concreto que compete a este proyecto la instalación es de tipo híbrida, pues incluye baterías de almacenamiento de energía y además es conectada a la red de distribución.

A continuación, se muestra un esquema de la estructura y componentes principales de la planta fotovoltaica que se diseña en el presente trabajo con almacenamiento conectada a la red:

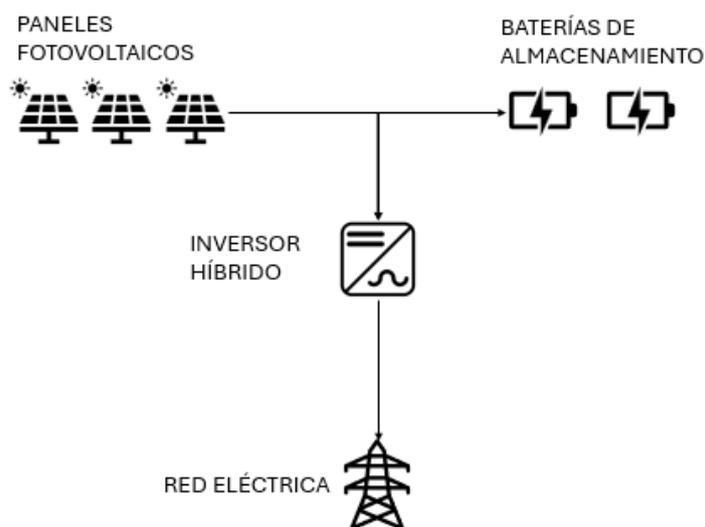


Ilustración 34. Esquema de componentes principales de una instalación fotovoltaica conectada a la red.

Como se puede observar en la imagen los principales componentes que se considerarán para los cálculos son los paneles fotovoltaicos, las baterías de almacenamiento de energía y los inversores de conexión a red.

A continuación, siguiendo con la metodología explicada en el apartado “3.1 METODOLOGÍA”, se han seleccionado los equipos principales que permitirán realizar el estudio comparativo de ellos posibles escenarios para la planta de producción.

4.5.2. PANELES FOTOVOLTAICOS

En la instalación que compete este trabajo se emplearán paneles de tipo monocristalino por sus mejores características técnicas. Asimismo, serán de tipo bifacial, que permiten captar la radiación tanto por la cara delantera como trasera que ha sido reflejada en el suelo. Esto hace

que se incremente la eficiencia de los paneles con respecto a los monofaciales. Para esto es importante tener en parámetros como el albedo, que es la proporción de luz reflejada frente a la luz incidente, y que en España se encuentra en torno al 20% (Ukar, 2020), la separación entre filas y la altura de la instalación. Esta última, cuanto mayor sea mayor será la ganancia de radiación incidente.

4.5.2.1. CONSIDERACIONES A TENER EN CUENTA PARA LA SELECCIÓN DE LOS PANELES SOLARES.

A la hora de seleccionar los paneles solares que se van a usar para el presente estudio es importante conocer los parámetros que los caracterizan y que influyen en el funcionamiento y desempeño de esta tecnología.

La eficiencia de los paneles fotovoltaicos se determina en condiciones estándar de medida o STC, que se corresponden con una temperatura de 25°C, considerando una irradiancia de 1000 W/m² y una distribución espectral AM de 1.5G (Sun Fields Europe, s.f.).

A la hora de seleccionar los paneles fotovoltaicos a emplear en la instalación es importante tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Potencia pico, P_{MPP} : se trata de la potencia máxima que se puede obtener del módulo fotovoltaico en condiciones STC, esta potencia se medirá en Watios pico, Wp.
- Tensión máxima de potencia, V_{MPP} : El valor de tensión de funcionamiento del panel al que se obtiene la potencia pico.
- Corriente máxima de potencia, I_{MPP} : de la misma forma que en el caso anterior se trata del valor de la corriente a la que se produce la potencia pico.
- Tensión en circuito abierto, V_{oc} .
- Corriente de cortocircuito, I_{sc} .
- Coeficiente de temperatura: se trata de un parámetro que relaciona el aumento de pérdidas de potencia con el aumento de temperatura. Se trata de un coeficiente que muestra la reducción de la potencia de salida, en porcentaje, por 1 °C de aumento de temperatura sobre los 25C de las condiciones STC.

Estos parámetros son importantes para la selección de los inversores a los que irán conectados estos módulos, así como para determinar la disposición de estos. Otros parámetros que considerar serán la garantía y la pérdida de eficiencia con los años.

4.5.2.2. SELECCIÓN DE LOS PANELES SOLARES.

Para seleccionar el panel fotovoltaico se han seleccionado módulos de los principales fabricantes de paneles fotovoltaicos a nivel mundial. Estos son Trina Solar, Jinko Solar y JA Solar. Se ha decidido escoger unos paneles con la misma potencia pico para poder compararlos más fácilmente entre sí. A continuación, se muestran las características de los módulos considerados (Trina Solar) (JINKO SOLAR) (JASOLAR):

Tabla 5. Tabla comparativa de los módulos fotovoltaicos considerados.

COMPARATIVA MÓDULOS FOTOVOLTAICOS			
Modelo	TSM-DEG19RC.20	Tiger Neo N-type 72HL4-BDV	JAM72D40
Fabricante	Trina Solar	Jinko Solar	JA Solar
Dimensiones (mm)	2384x1134x30	2278x1134x30	2278x1134x30
Peso (kg)	33,7	32	31,8
Tecnología	Monocristalino bifacial	Monocristalino bifacial	Monocristalino bifacial
Nº de células	132	144	144
Potencia pico (Wp)	580	580	580
V_{mpp} (V)	38,9	42,59	44,02
I_{mpp}(I)	14,91	13,62	13,17
V_{oc} (V)	46,2	51,47	51,95
I_{sc} (A)	16,01	14,37	13,84
V_{max} (V)	1500	1500	1500
I_{max} (A)	35	30	30
Eficiencia (%)	21,5	22,45	22,5
Coefficiente de temperatura de la potencia (%/°C)	-0,34	-0,29	-0,3
Garantía de producto (años)	12	12	12
Garantía de comportamiento (años)	30	30	30
Degradación anual (%)	2 primer año 0,45	1 primer año 0,4	1 primer año 0,4

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

Como se puede observar las características de los paneles solares son bastante similares entre sí. No obstante, se observa que los modelos de Jinko Solar y JA solar ofrecen características más atractivas en cuanto a eficiencia. Asimismo, el menor tamaño y peso de estos dos últimos modelos es atractivo dado la necesidad de emplear estructuras para su sujeción. Por último, destaca su menor Imp, lo que implicaría menores pérdidas relacionadas con el efecto Joule en los cables. Se ha seleccionado el modelo JAM72D40 de JA Solar por presentar características algo mejores y menor precio.

Tabla 6. Precio de los paneles fotovoltaicos (Tienda Solar, s.f.) (Tienda Solar, s.f.)

COMPARACIÓN DE PRECIOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS		
Modelo	Tiger Neo N-type 72HL4-BDV	JAM72D40
Precio aproximado €	150	150
€/Wp	0,26	0,26

4.5.3. INVERSORES DE CONEXIÓN A RED

El inversor de conexión a red es el elemento encargado de convertir la corriente continua proveniente de los paneles en corriente alterna para inyectar a la red. Se necesitarán para esta instalación inversores trifásicos dado que se verterá energía a la red de media tensión de 20 kV que es trifásica. En el caso de los inversores de conexión a red es necesario que estos se encuentren sincronizados con la red eléctrica para poder verter a ella.

A continuación, de la misma forma que se ha hecho con los paneles solares se comparan varios modelos de inversores para su empleo en la planta:

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

Tabla 7. Comparativa de tres modelos de inversores (INGETEAM) (HUAWEI) (ZIGOR, s.f.)

COMPARATIVA DE INVERSORES			
Modelo	INGECON SUN 330TL M12	SUN2000-330KTL	ZGR SOLAR STR 250
Fabricante	INGETEAM	Huawei	Zigor
Entrada DC			
Mínima tensión de operatividad (V)	700	500/550	650
Rango de voltaje MPPT (V)	850-1300	500-1500	880-1500
Máxima tensión (V)	1500	1500	1500
Máxima corriente por MPPT (A)	45	65	30
Máxima corriente de cortocircuito (A)		115	40
Número de entradas por MPPT	2	28	2
Número de MPPT	12	6	12
Salida AC			
Potencia nominal (kVA)	330,5	300	250
Máxima potencia (kVA)	330,5	330	250
Máxima corriente (A)	238,5	238,2	180,4
Tensión nominal (V)/corriente nominal (A)	800 V	216,6	162,4
Factor de potencia	1	0,8	1
Eficiencia europea (%)	98,6	98,8	98,6
Máxima desviación de armónicos (%)		1	3

Tabla 8. Comparativa de precios de los inversores (AutoSolar, s.f.) (Tienda Solar, s.f.)

PRECIOS DE LOS INVERSORES		
	INGECON SUN 330TL M12	SUN2000-330KTL
Precio (€)	10.000	11.439,96
€/kVA	30,26	34,67

No se ha encontrado precio acerca del modelo de inversor de Zigor, pero se ha estimado que rondará los 10000€ viendo el precio de inversores similares en el mercado. Debido a la similitud entre precios se selecciona el modelo de inversor en base a las especificaciones técnicas. Se decide implementar el modelo de Huawei debido a sus mayores prestaciones en calidad de eficiencia, rangos de tensión y corrientes máximas y mínimas.

4.5.4. BATERÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Las baterías constituyen junto con los módulos fotovoltaicos y los inversores la principal inversión en un proyecto de generación de energía eléctrica de estas características. A diferencia de otros elementos como las protecciones o los conductores, el dimensionamiento del almacenamiento afectará en gran medida al presupuesto de la instalación a realizar.

4.5.4.1. CONSIDERACIONES A TENER EN CUENTA EN LA SELECCIÓN DE LAS BATERÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.

A continuación, se detallan las consideraciones que se han de tener en cuenta a la hora de escoger las baterías para la instalación fotovoltaica que se pretende hacer:

- Capacidad (kWh): es la energía total que la batería es capaz de almacenar.
- Potencia (kW) a la que opera la batería para la absorción o cesión de la energía.
- C-Rate: se trata de la relación entre potencia y capacidad de carga y descarga de la batería de forma que indica el tiempo de carga y descarga de la batería. Ciclos de vida: determina la cantidad de veces que las baterías pueden ser cargadas y descargadas, entendiendo como un ciclo completo la carga y descarga.
- DoD (%): se trata de la profundidad de descarga, es el límite de energía hasta el que se puede descargar la batería y se expresa como un porcentaje de la capacidad nominal. Interesa buscar valores de DoD elevados porque indicarían una mayor capacidad útil de energía.

Se pueden escoger distintos sistemas de almacenamiento de energía de los que destacan las baterías de ión-Litio y ácido plomo y por ser los más comunes. Ambos tipos de baterías emplean reacciones químicas de reducción y oxidación para almacenar la energía y generar la circulación de electrones. No obstante, hay ciertas diferencias que es importante considerar:

Tabla 9. Baterías de ácido plomo vs baterías de ión litio (RELI3ON, s.f.) (Vega-Garita, Hanif, Narayan, Ramirez-Elizondo, & Bauer, 2019)

TIPOS DE BATERÍAS DE ALMACENAMIENTO Y SUS CARACTERÍSTICAS		
	ÁCIDO PLOMO	IONES DE LITIO
Eficiencia	50	85-97
Ciclos de vida	300-400	1000-10000
Descarga interna	Alta	Media
Precio (€/kWh)	300	300-2500

A pesar de que el precio de las baterías de ácido plomo son más económicos que los de las baterías de litio, estas últimas cuentan con mejores prestaciones de funcionamiento. Ante esta situación se consideran preponderantes las cualidades tecnológicas de las baterías de litio, considerándose que sus prestaciones compensarán el mayor precio con respecto a las de plomo.

Dentro de las baterías de Litio se pueden distinguir las siguientes tecnologías con sus respectivas características:

- NCA: Litio, Níquel, Cobalto y Aluminio
- NMC: Litio, Níquel, Manganeso y Cobalto
- LMO: Litio, Manganeso y Espinelo
- LTO: Titanato de Litio
- LFP: Litio, Hierro y Fosfanato

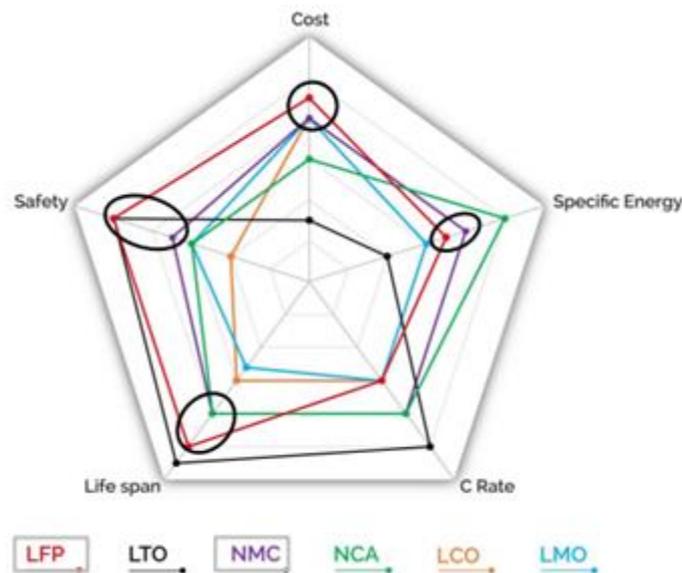


Ilustración 35. Características de los distintos tipos de baterías de ión litio (M., M., & Ramli, 2020).

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

Las más comunes son las de tipo LFP y NMC, siendo las primeras las escogidas por su mayor nivel de seguridad, así como su larga vida útil a expensas de tener algo menos de capacidad y menor tasa de carga y descarga.

4.5.4.2. ELECCIÓN DE LAS BATERÍAS

Como se ha hecho en apartados anteriores con otros componentes, se van a comparar tres modelos de baterías comúnmente empleados en el mercado para seleccionar el que se usará en la presente instalación:

Tabla 10. Comparativa de tres modelos de baterías (Tesla, s.f.) (Sungrow) (LFP. LIFEP04 BATTERY, s.f.)

COMPARATIVA DE BATERÍAS DE ALMACENAMIENTO IÓN-LITIO			
Modelo	Tesla Megapack	SBR256	EnerOne
Fabricante	Tesla	Sungrow	CATL
Tecnología		LFP	LFP
Peso (kg)			3500
Capacidad (kWh)	3854	25,6	372,7
C-rate	0,5	0,6	1
Potencia (kW)	1927	15,36	372,7
Eficiencia (%)	93,7		
Voltaje AC/DC(V)	480	400-584	1500
DOD (%)	100	100	100
Ciclos de vida	10000	5000	10000
Garantía (años)	20	10	20
Precio (€)	1879840	11790	52178
€/kWh	487,76 (Aguilar, 2024)	460 (EFECTO SOLAR, 2024)	140

La solución de CATL es modular y adaptable fácilmente a distintas dimensiones. Asimismo, su tecnología que permite emplear una tasa de carga y descarga de 1C y se ha implementado en numerosos proyectos. Es por estas razones que se ha escogido este modelo. Se trata también de uno de los mayores productores de baterías que lidera el mercado lo que hace que su tecnología se considere de alta calidad. Además, los precios de las baterías son considerablemente más bajos que las de otros competidores.

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

El coste de la batería EnerOne no se ha podido conseguir, no obstante, se trata de uno de los fabricantes con menores precios del mercado, por lo que debe ser considerablemente inferior a los otros dos. Según la Agencia Internacional de la Energía el precio medio de las baterías de litio era de 150 US\$/kWh (Trends in batteries, 2023). Si los precios continúan con la tendencia a la baja, que es lo que pronostica la EIA, y se cumplen las predicciones entonces en 2024 se podrá hablar de un precio bastante inferior. Además, CATL, entre otras productoras de baterías de almacenamiento ha anunciado una importante reducción en los precios de venta en 2024 que se traduciría en unos precios de hasta el 50% del actual (Rizwan Azhar, Waqas, & Arafat, 2024). Para ser conservadores, teniendo en cuenta el cambio a euros se considerará que el coste es de 140 €/kWh.

4.6. ESCENARIOS ANALIZADOS

En los siguientes apartados se muestran los dimensionamientos de los escenarios a estudiar. Se estudiará el escenario base dimensionando la planta fotovoltaica para generar el máximo de 0,5MW que permite verter el punto de conexión y se simulará los otros cuatro escenarios más que contempla la metodología de estudio donde se supera esta potencia y se debe hacer uso del almacenamiento. Para el dimensionamiento y estudio de cada escenario se sigue el procedimiento descrito en la metodología planteada en apartados anteriores. De esta manera los escenarios se muestran en la Tabla 11:

Tabla 11. Escenarios estudiados en la aplicación.

ESCENARIOS DE ESTUDIO					
ESCENARIOS	BASE	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3	ESCENARIO 4
POTENCIA	Capacidad del nudo	1,2*Capacidad del nudo	1,5*Capacidad del nudo	2*Capacidad del nudo	2,5*Capacidad del nudo
POTENCIA ESTUDIADA (MW)	0,5	0,6	0,75	1	1,25

Estos escenarios se han dimensionado teniendo en cuenta el límite de capacidad del nudo de conexión de Atzeneta de Maestrat, siendo este límite de 0,5 MW.

4.6.1. ESCENARIO BASE

Como escenario base se plantea dimensionar la instalación sin baterías para cumplir con la limitación de 0,5MW del punto de conexión a la red de distribución. En este caso, no se contará con almacenamiento de energía.

Dado que la potencia pico que se debe aportar al punto de conexión son 0,5MW se deben tener en cuenta las eficiencias de los elementos eléctricos integrados en la instalación para determinar la potencia que deben generar los paneles fotovoltaicos. Estas eficiencias son:

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

- Panel fotovoltaico: 22,5%
- Inversores: 98,8%
- Cableado y otros elementos eléctricos: dado que estos elementos no se van a seleccionar ni dimensionar se asume un valor genérico de 90%
- Otras pérdidas: como pueden ser la suciedad y el polvo sobre los paneles se asume que serán del 10%
- Coeficiente de temperatura del panel: -0,3%/ °C

La potencia pico a producir será, por tanto:

$$P_{max} = \frac{500kW}{0,988 * 0,9 * (1 - 0,1) * (1 - 0,003 * T_{media})} = 655,99 kW \quad (22)$$

Donde la T_{media} se ha obtenido de PVGIS a partir de los valores de temperatura anual en la localización. Esta temperatura es 15,86 °C.

Si se dimensiona la instalación empleando el máximo valor de irradiancia se estará infra dimensionando en tanto que el resto del tiempo producirá una potencia por debajo del límite del punto de conexión. Se ha decidido emplear, por esta razón, el máximo valor dentro de los días típicos de cada mes siendo este 869,06 W/m², correspondiente a julio.

La potencia pico de cada panel es de 580W con una irradiación de 1000 W/m². De forma que con la máxima irradiación producen:

$$\begin{aligned} P_{pico_panel_max\ irradiación} &= P_{pico\frac{100W}{m^2}} * \frac{Irradiación\ máxima\ (\frac{W}{m^2})}{1000\ (\frac{W}{m^2})} = 580 * \frac{869,06}{1000} \\ &= 504W \end{aligned} \quad (23)$$

De forma que se necesitarán:

$$N_{paneles} = \frac{P_{pico}}{P_{pico_panel_max\ irradiación}} = \frac{655,99}{0,504} = 1302\ paneles \quad (24)$$

Con este dimensionamiento la generación media horaria de los paneles fotovoltaicos sin considerar las posteriores pérdidas en los inversores y en el cableado sería:

Producción media escenario base

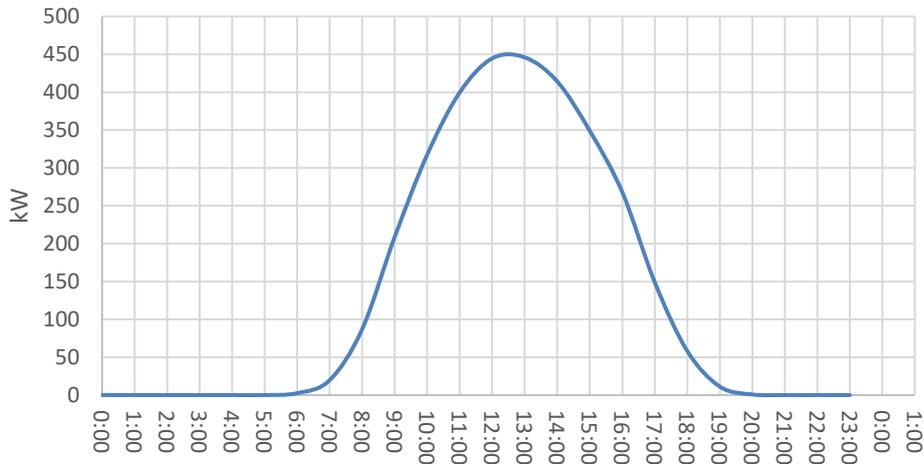


Ilustración 36. Generación media anual horaria del conjunto de los paneles fotovoltaicos fotovoltaicos, Escenario Base.

Una vez determinado el número de paneles se debe dimensionar la cantidad de inversores, conociendo que la máxima potencia que se podrá verter a la red son 500 kW:

$$N_{inversores} = \frac{P_{pico}}{P_{max-inversor}} = \frac{500kW}{330kW} \approx 2 \quad (25)$$

Recordando las características eléctricas del inversor de la Tabla 7. Comparativa de tres modelos de inversores y del panel fotovoltaico de la Tabla 5. Tabla comparativa de los módulos fotovoltaicos considerados. Tabla 5. Tabla comparativa de los módulos fotovoltaicos considerados.:

Tabla 12. Características eléctricas del inversor escogido

CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR					
Modelo	Potencia máxima (kW)	Vmax_MPP (V)	I _{max} _MPP (A)	Vmax_oc (V)	I _{max} _sc (A)
SUN2000-330KTL	330	1500	65	1500	115

Tabla 13. Características eléctricas del módulo FV escogido.

CARACTERÍSTICAS DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO					
Modelo	Wp	V_MPP (V)	I_MPP (A)	Voc (V)	Isc (A)
UP-M300P	580	44,02	13,17	51,95	13,84

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

Por MPPT se pueden conectar en serie:

$$N_{MPPT-serie} = \frac{V_{MPPmax-inversor}}{V_{MPP-módulo}} = \frac{1500}{44,02} = 34 \quad (26)$$

$$N_{MPPToc-serie} = \frac{V_{ocmax-inversor}}{V_{oc-módulo}} = \frac{1500}{51,95} = 28,9 \approx 28 \quad (27)$$

Debido a que la propiedad de $V_{ocmax-inversor}$ es más restrictiva se podrán conectar 28 paneles en serie por MPPT.

$$N_{MPPT-paralelo} = \frac{I_{MPPmax-inversor}}{I_{MPP-módulo}} = \frac{65}{13,17} = 4,9 \approx 4 \quad (28)$$

$$N_{MPPT-paralelo} = \frac{I_{scmax-inversor}}{I_{sc-módulo}} = \frac{115}{13,84} = 8,3 \approx 8 \quad (29)$$

Se conectará en serie 4 paneles fotovoltaicos al ser la $I_{MPPmax-inversor}$ la propiedad más restrictiva.

En cada inversor hay 6 MPPT lo que haría que en total se pudiesen conectar: $28 \times 4 \times 6 \times 2 = 1344$ paneles. Teniendo en cuenta que se necesitan 860 basta con ese número de inversores.

4.6.2. RESTO DE ESCENARIOS

Para estos escenarios se hacen distintos dimensionamientos de la capacidad fotovoltaica en conjunto con las baterías. Para el número de paneles y de inversores se sigue el mismo procedimiento anterior, pero planteando las distintas potencias a cubrir.

A continuación, se detallan los cálculos y los resultados obtenidos para cada uno de estos escenarios.

4.6.2.1. PROCEDIMIENTO Y DIMENSIONAMIENTO DE LOS ESCENARIOS

El almacenamiento se dimensionará en base a la energía máxima que ha de almacenarse en un ciclo. Para determinar el número de baterías se tiene en cuenta que estas realizarán un único ciclo de carga durante las horas de mayor producción y otro de descarga por la noche. El procedimiento de cálculo es el descrito en el apartado 3.1.3.1. de forma que:

$$N_{baterías} = \frac{E_{batería}}{Capacidad_{batería}} \quad (30)$$

Siendo la $E_{baterías}$ la energía máxima que debe almacenar el sistema de baterías en un ciclo obtenido a partir de la producción que excede el límite de 500kW del punto de conexión:

$$E_{baterías} = \frac{Energía_{máxima-almacenar}}{\eta_{almacenamiento} * DOD} \quad (31)$$

Dado que no se tiene la información de la eficiencia se usará una algo inferior a la del modelo de Tesla debido a que se trata de una de las mejores baterías del mercado, se usará 93%.

Los escenarios para comparar serán entonces:

Tabla 14. Escenarios analizados.

Escenario	Potencia pico FV generada (MW)	N paneles FV	N inversores	Máximo de energía almacenada (kWh)	N baterías
Base	0,5	1302	2	0	0
1	0,6	1562	3	985	3
2	0,75	1952	3	2027	6
3	1	2603	4	3957	12
4	1,25	3254	5	5993	18

Se debe tener en cuenta que a pesar de que el vertido es de 500kW máximo en la planta fotovoltaica se debe tener un sistema de inversores también para el sistema de almacenamiento de forma que se pueda gestionar toda la potencia producida en un momento dado. Es por esta razón que a medida que aumenta el dimensionamiento también lo hace el número de inversores.

La producción de un día por parte de los paneles fotovoltaicos sería:

$$E_{generada_dia} = \frac{P_{pico_panel}}{1000} * n^{\circ} \text{ paneles} * \sum_{i=1}^{24} Irradiancia_i \quad (32)$$

Habría que multiplicar este valor por las eficiencias del cableado y del inversor para obtener la energía que realmente se vertería en el punto de conexión, si en una cierta hora se excede la capacidad del nudo de conexión de la instalación está energía será almacenada en las baterías.

Teniendo en cuenta estos cálculos a continuación se muestran las curvas de producción y almacenamiento de cada uno de los escenarios para cada estación del año.

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

4.6.2.2. DIMENSIONAMIENTO FINAL DE TODOS LOS ESCENARIOS

Realizando todos los cálculos explicados en los apartados anteriores se obtiene la siguiente tabla de dimensionamiento de todos los escenarios que se valoran en el presente trabajo:

Tabla 15. Dimensionamiento final de todos los escenarios.

Escenario	Base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Proporción Potencia escenarios	1	1,2	1,5	2	2,5
Potencia escenarios	500000	600000	750000	1000000	1250000
Ppico (W)	655993,50	787192,20	983990,25	1311987,00	1639983,74
CÁLCULO DE NÚMERO DE PANELES					
N paneles	1301,43	1561,72	1952,15	2602,87	3253,58
N paneles redondeado	1302	1562	1952	2603	3254
CÁLCULO DE NÚMERO DE INVERSORES					
N inversores	1,99	2,39	2,98	3,98	4,97
N inversores redondeado	2	3	3	4	5
DISPOSICIÓN DE PANELES E INVERSORES					
N mpp serie	34	34	34	34	34
N oc serie	28	28	28	28	28
N paneles serie	28	28	28	28	28
N mpp paralelo	4	4	4	4	4
N sc paralelo	8	8	8	8	8
N paneles paralelo	4	4	4	4	4
N paneles por MPPT	112	112	112	112	112
N paneles por inversor	672	672	672	672	672
CÁLCULO DE BATERÍAS					
N baterías		2,84	5,85	11,42	17,29
N baterías		3	6	12	18
capacidad instalada kWh		1118,1	2236,2	4472,4	6708,6

4.6.2.3. CURVAS DE PRODUCCIÓN

A continuación, se muestran las curvas de generación de energía y de almacenamiento en un día promedio correspondiente a cada estación del año para cada uno de los escenarios:

Escenario Base

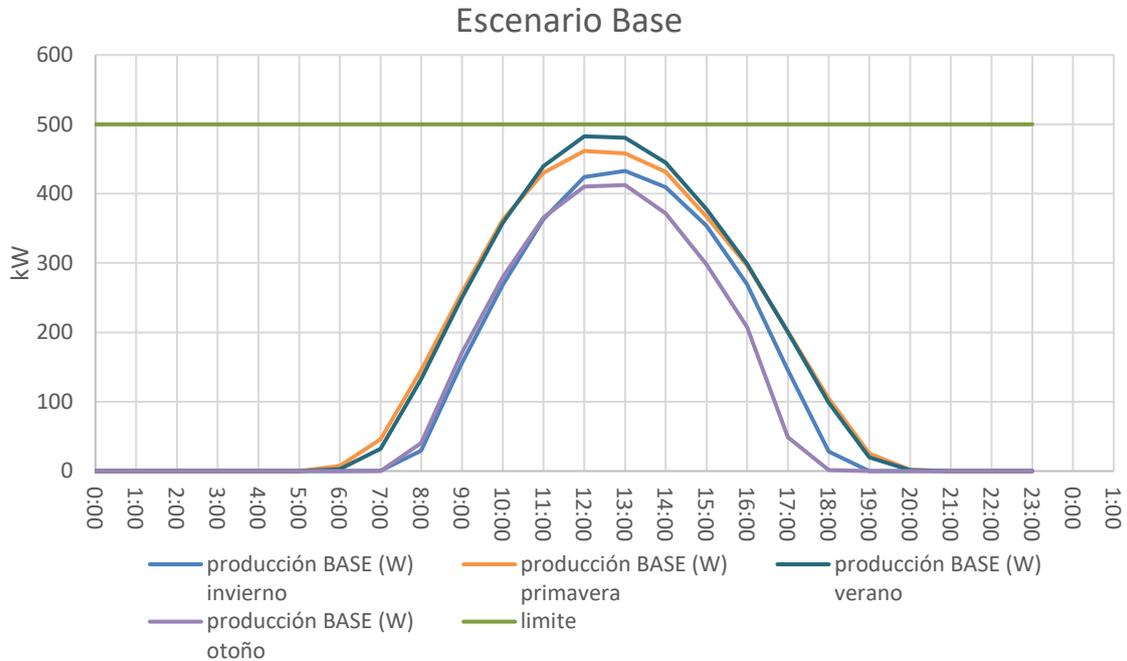


Ilustración 37. Producción fotovoltaica media estacional escenario Base.

En este escenario, que ha sido dimensionado de forma más ajustada al límite de capacidad se observa como de media nunca se superan los 500 kW de máximo con la producción fotovoltaica de forma que no se está maximizando el uso del vertido a la red.

En el resto de los escenarios se irá viendo como a medida que aumenta el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica también tendrá que hacerlo la de baterías para poder almacenar el exceso de energía.

Escenario 1

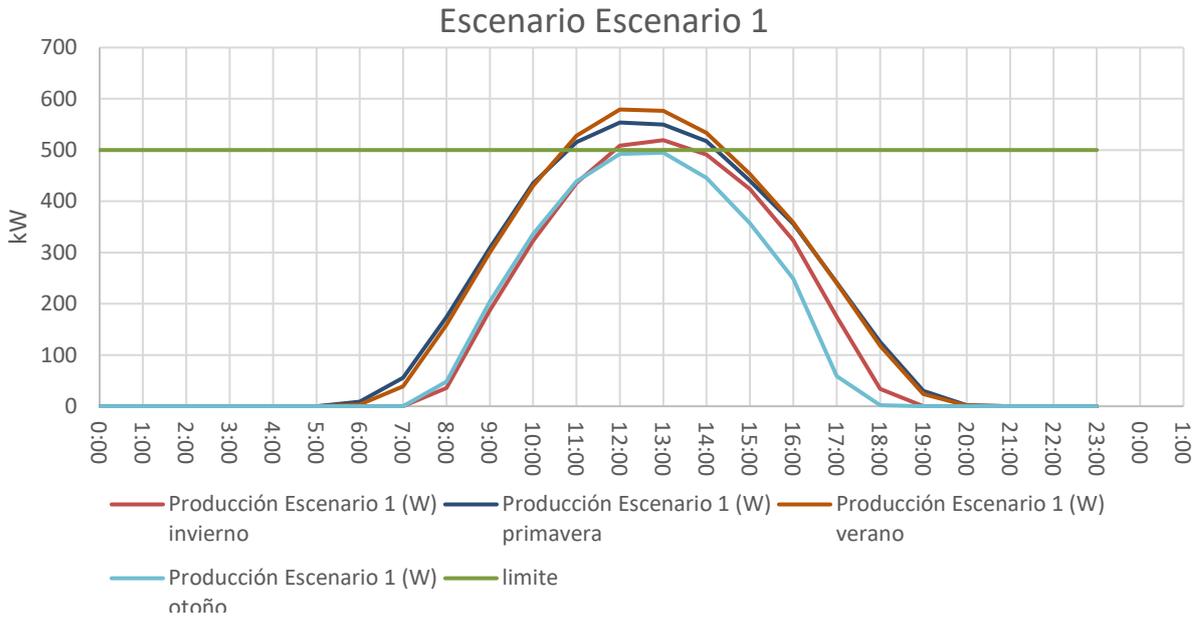


Ilustración 38. Producción fotovoltaica en un día promedio Escenario 1

Escenario 2

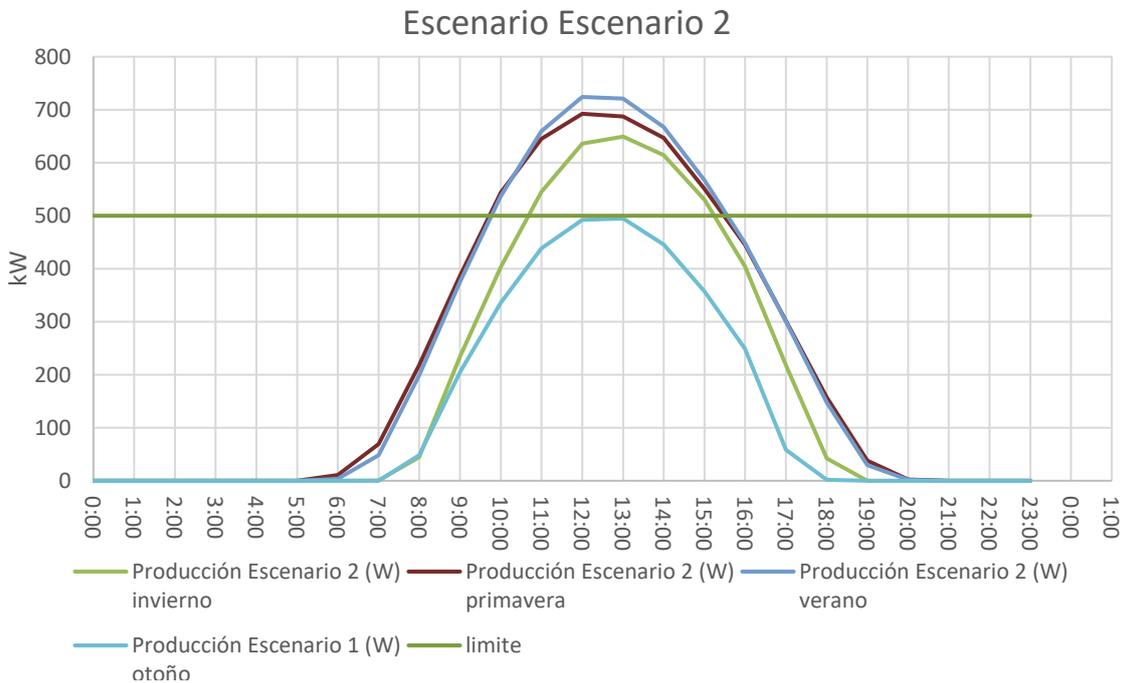


Ilustración 39. Producción fotovoltaica en un día promedio Escenario 2

Escenario 3

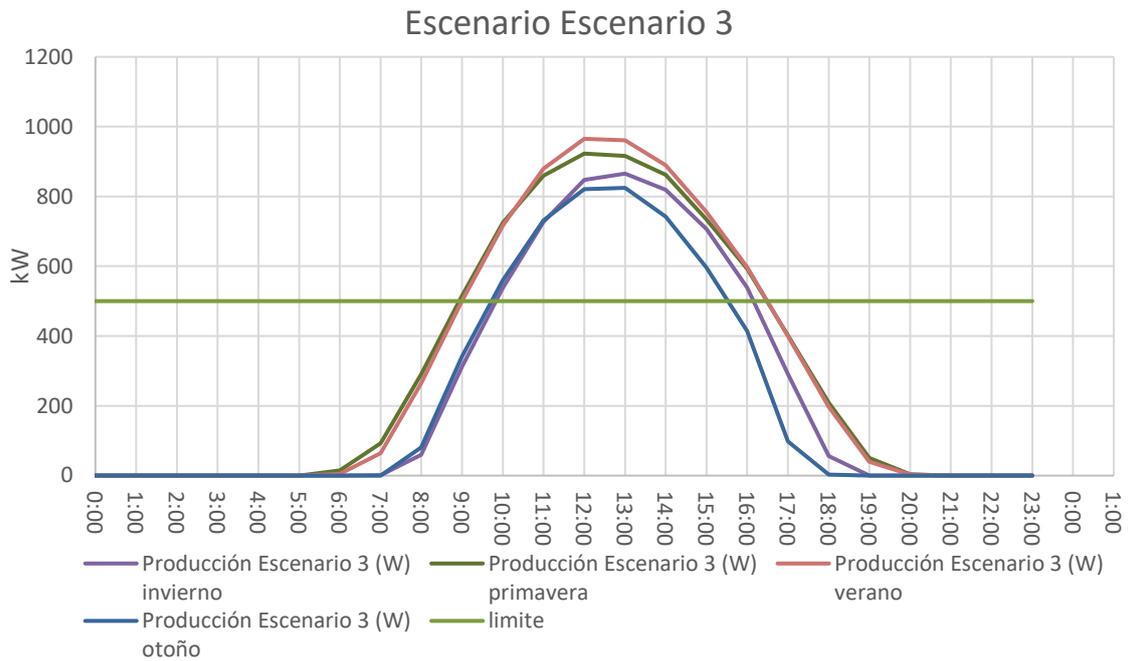


Ilustración 40. Producción fotovoltaica en un día promedio Escenario 3

Escenario 4

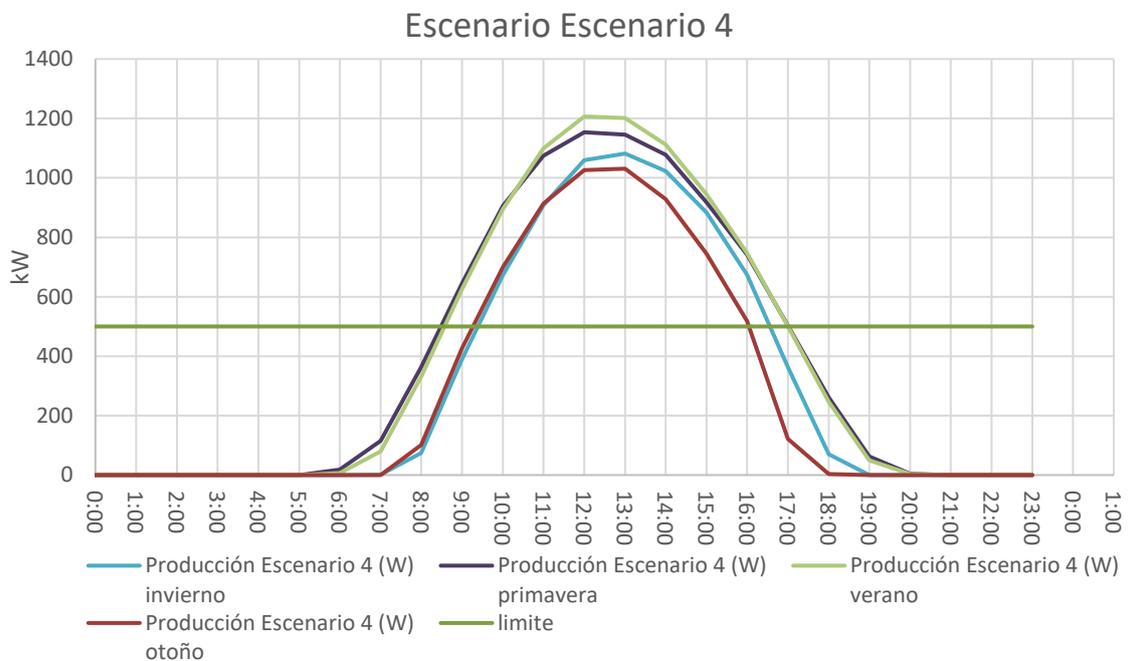


Ilustración 41. Producción fotovoltaica en un día promedio Escenario 4

4.6.2.4. EXCESO DE ENERGÍA POR ESCENARIO. CARGA DE LAS BATERÍAS

Se debe priorizar la carga de las baterías en las horas más baratas, no obstante, se cuenta con una capacidad limitada. De esta forma se calcula el almacenamiento de la siguiente forma:

- Almacenamiento del exceso: se almacenará el exceso de potencia que supere el límite de la capacidad del nudo.
- Almacenamiento restante: en caso de quedar capacidad de almacenamiento libre se almacenará en aquellas horas más baratas para después ser vertido en las más caras.

Siguiendo este principio la carga de las baterías para cada escenario, si se escogiese solo el excedente, en un día típico de cada estación el excedente sería:

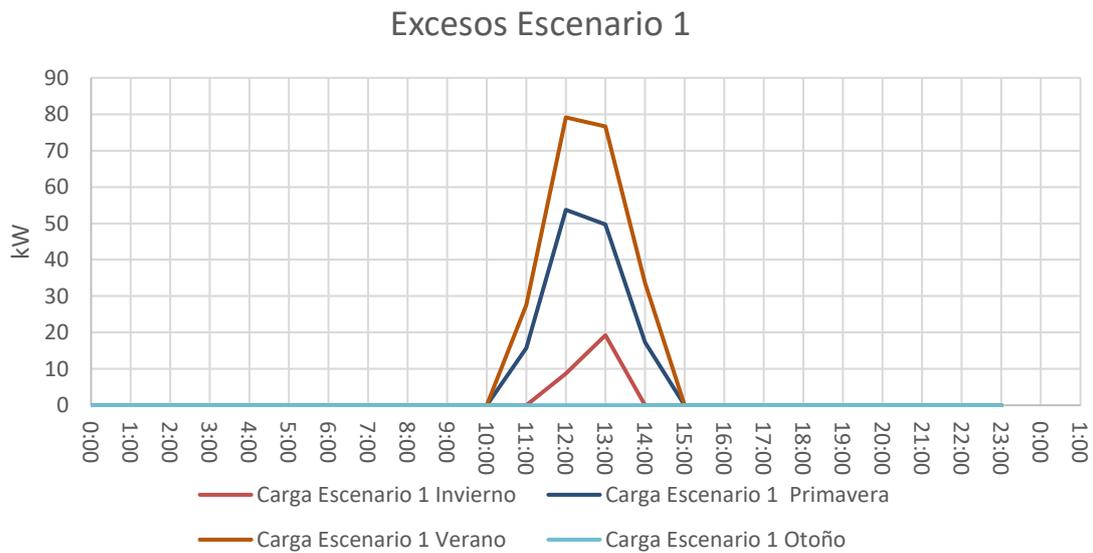


Ilustración 42. Excesos de energía Escenario 1.

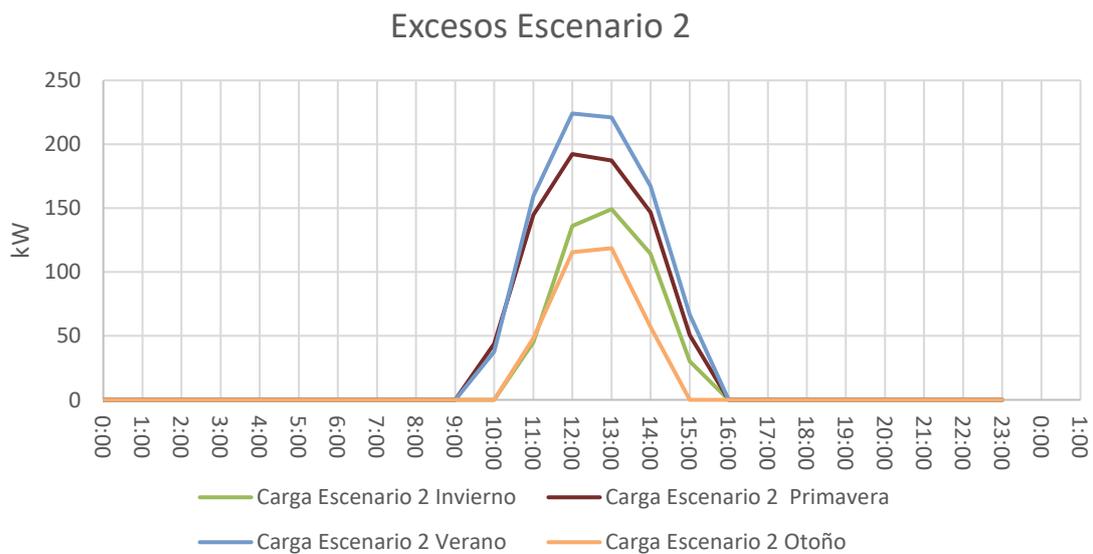


Ilustración 43. Excesos de energía Escenario 2.

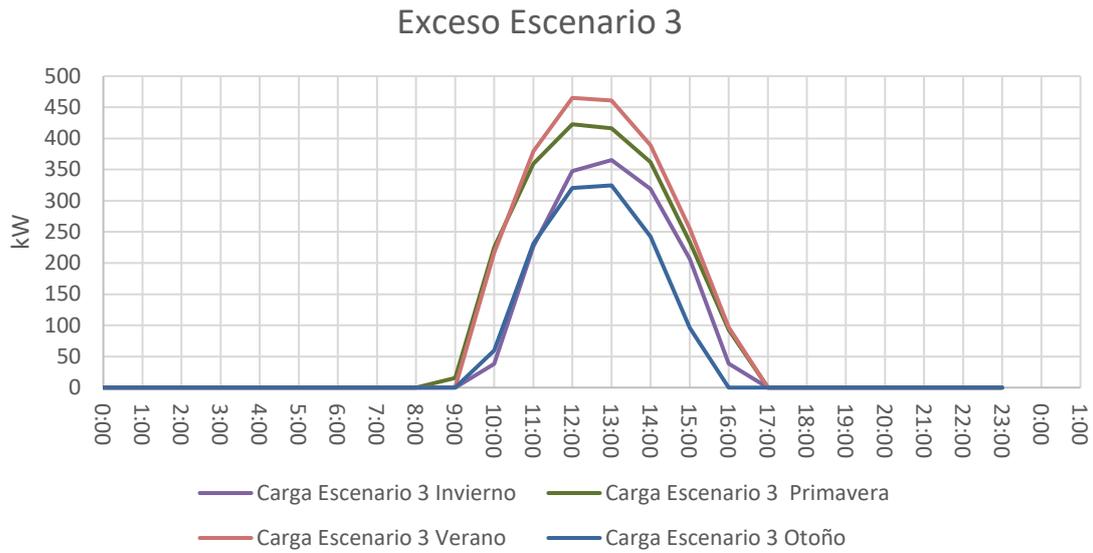


Ilustración 44. Excesos de energía Escenario 3.

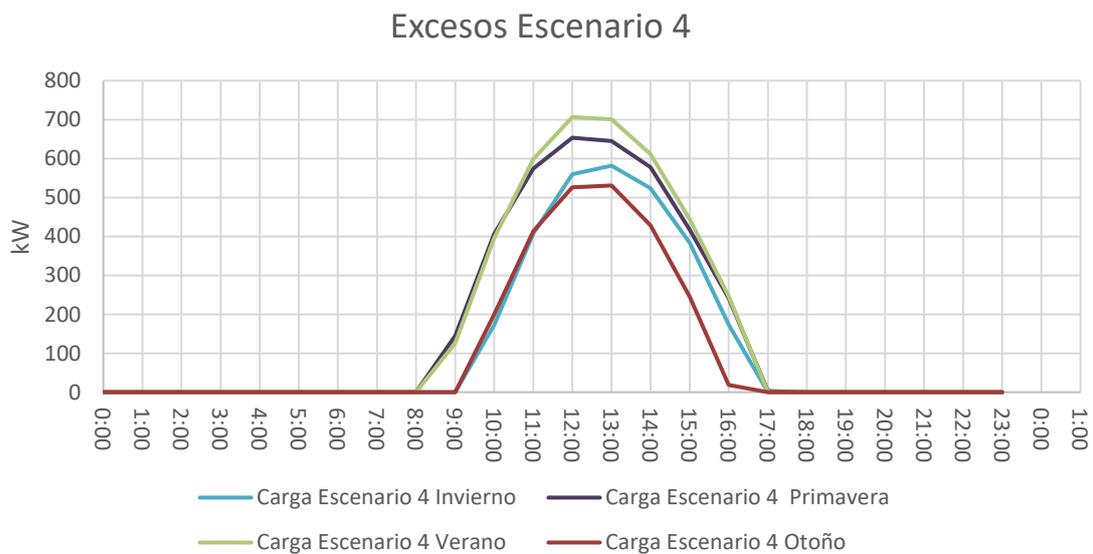


Ilustración 45. Excesos de energía Escenario 4.

Como se puede observar la carga solo consiste en el exceso de potencia del caso anterior. Sin embargo, el sistema de almacenamiento se ha diseñado para ser capaz de almacenar el máximo de un día, de forma que todavía se puede optimizar empleando el resto de capacidad para almacenar más energía en las horas baratas y venderla en las más caras. Si no se lleva a cabo esta optimización se está desaprovechando la capacidad de almacenamiento de las baterías.

Si se considera la capacidad sobrante de las baterías se puede almacenar de forma adicional parte de la energía producida en las horas más baratas para verterla en las horas más caras. A continuación, se muestran las curvas de carga de las baterías en un día medio de cada estación optimizando su almacenamiento:

Carga baterías Escenario 1

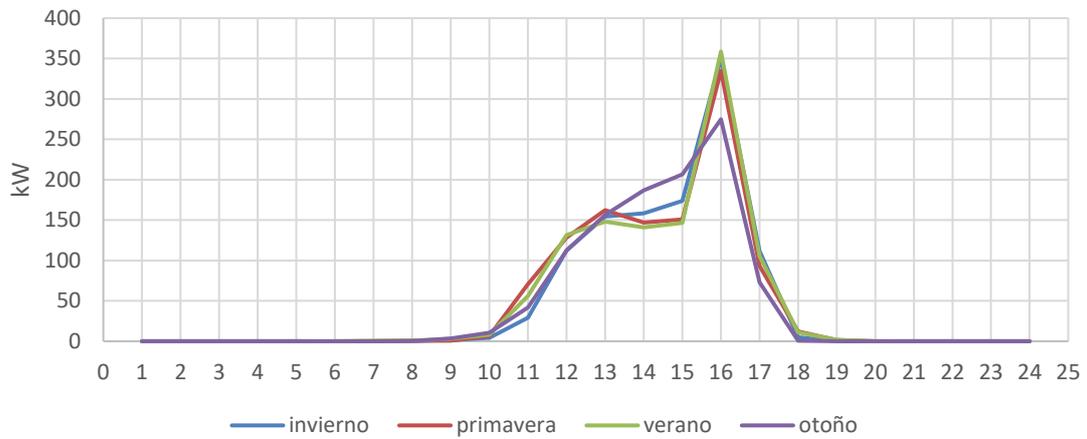


Ilustración 46. Curva de carga de las baterías para un día por estación Escenario 1.

Carga baterías Escenario 2

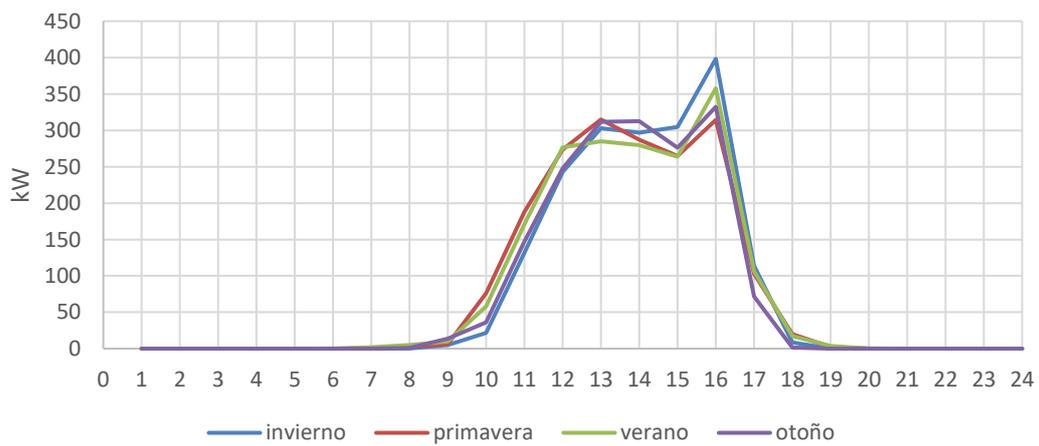


Ilustración 47. Curva de carga de las baterías para un día por estación Escenario 2.

Carga baterías Escenario 3

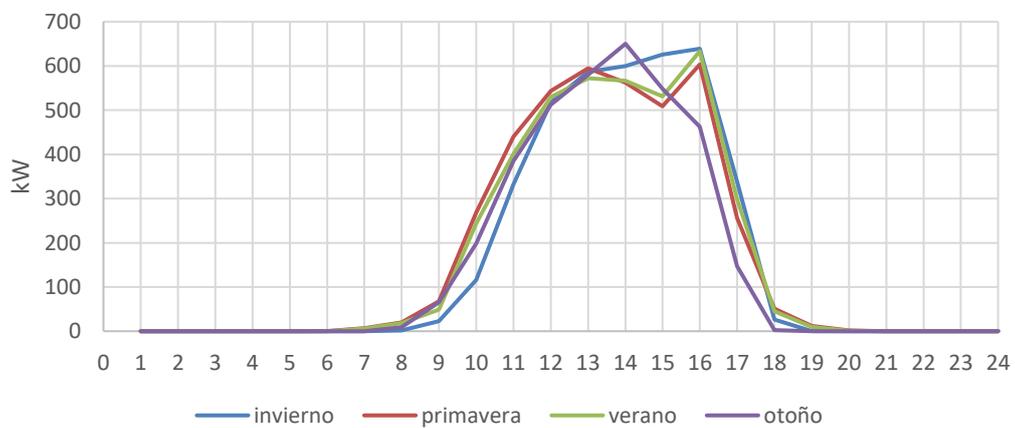


Ilustración 48. Curva de carga de las baterías para un día por estación Escenario 3.

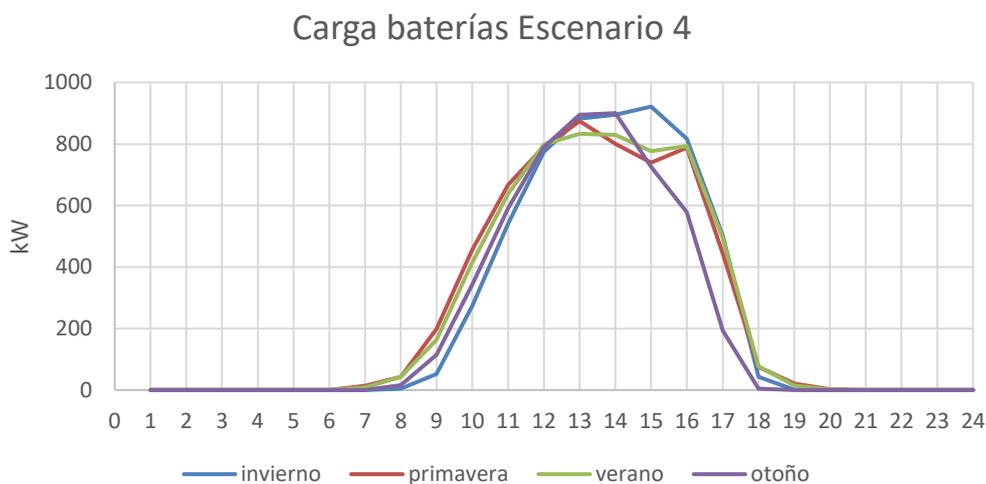


Ilustración 49. Curva de carga de las baterías para un día por estación Escenario 4.

Como se puede observar en los escenarios 1 y 2 hay un considerable pico de carga a las 16 horas correspondiente con la hora del día donde resulta más barata la venta de energía. La forma de la curva es consistente con la búsqueda de la optimización del punto de conexión desde la perspectiva económica.

Por otro lado, en los escenarios 3 y 4 se observa como las curvas de otoño, y de verano en el 4 también, no se produce este pico. Este hecho se explica por el gran dimensionamiento de la planta fotovoltaica, cuyo amplio exceso de potencia con respecto al límite del nudo de conexión copan la capacidad de almacenamiento en esa temporada de mayor irradiación. Por esta razón, no se puede almacenar más energía en las horas más baratas.

Con este procedimiento de la metodología se calcula el almacenamiento óptimo para que el vertido en las horas más rentables sea superior.

4.6.2.5. DESCARGA DE LAS BATERÍAS

Para establecer la descarga óptima de las baterías se va a tener en cuenta el precio de la energía por horas de la Ilustración 11. Precio horario medio de la electricidad 2023, donde se observa que las horas más caras son de 1 a 10 de la mañana, especialmente de 7 a 10 en días de diario, y de 18 a 24 horas, especialmente de 20 a 24 entresemana.

El procedimiento de cálculo se ha detallado en el apartado 3.1.3.4 y consiste en un proceso de cálculo en función de los datos horarios anuales de irradiación obtenidos de PVGIS. A continuación, se muestra el vertido de las baterías en cada escenario para un el día 16 de Julio, donde la producción es la más elevada de media:

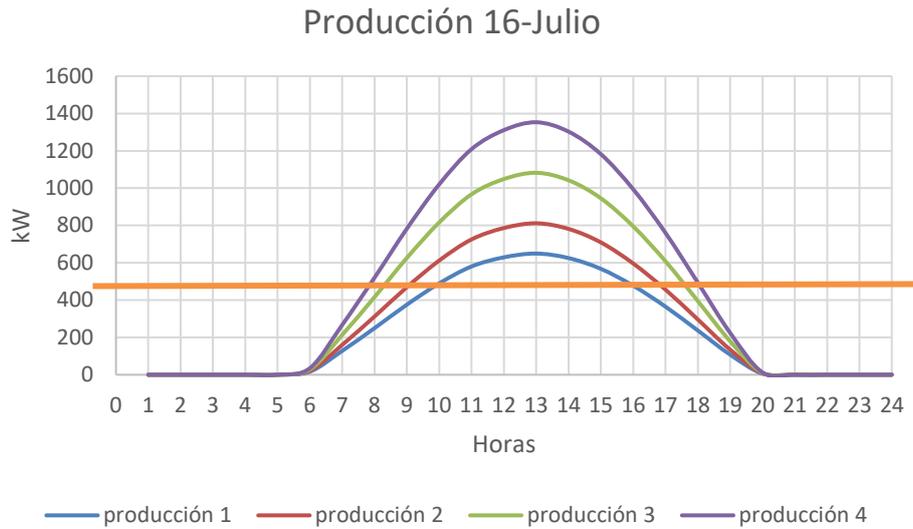


Ilustración 50. Producción de los paneles fotovoltaicos el 16 de julio.

Las curvas de carga y descarga de las baterías serían:

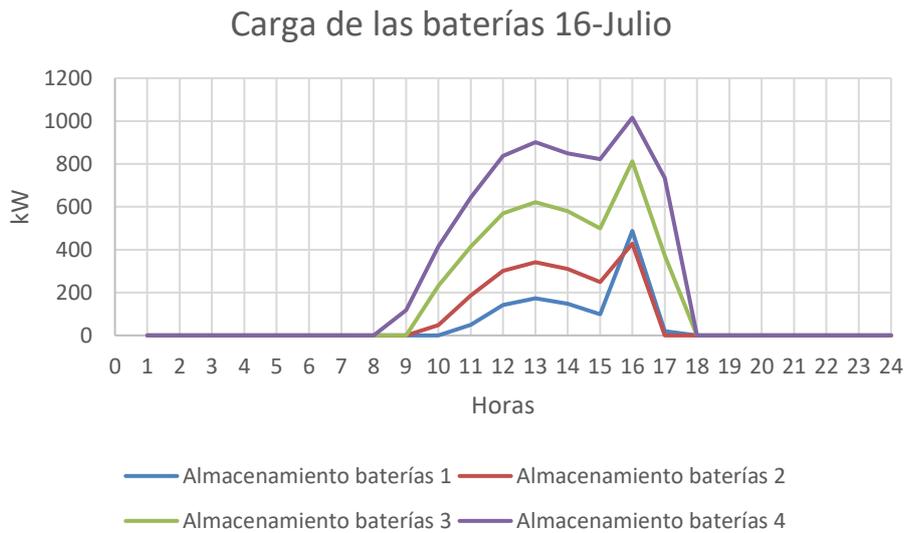


Ilustración 51. Carga de las baterías diaria para cada uno de los escenarios planteados, basado en la producción de un día del mes con mayor producción del año, Julio.

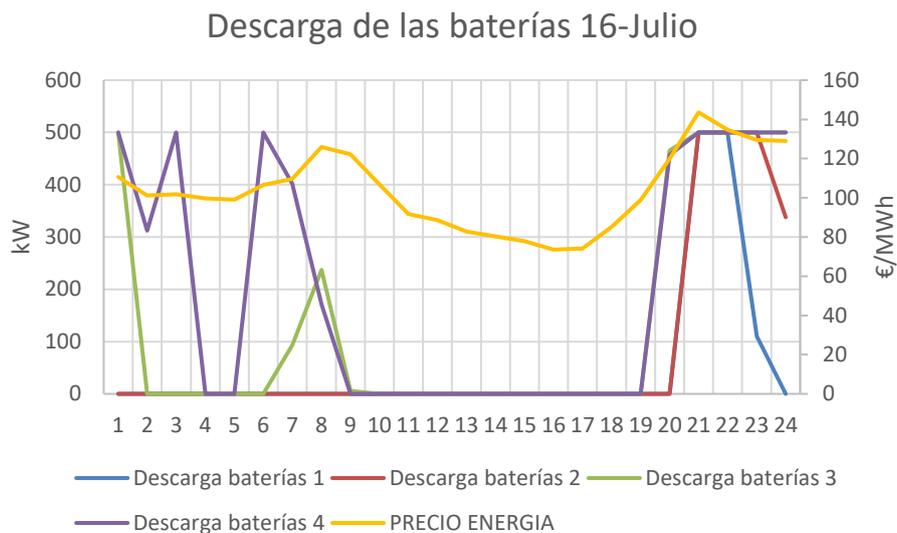


Ilustración 52. Descarga de las baterías diaria para cada uno de los escenarios planteados, basado en la producción de un día del mes con mayor producción del año, Julio.

Como se puede observar en la Ilustración 52 empleando el método de reparto en función de los precios de la electricidad horarios se priorizan aquellas horas donde la energía es más cara. De esta manera, las baterías descargan más potencia en las primeras horas de la mañana, de 6 a 9 y en las tardes, de 20 a 23, en función del exceso de producción con respecto al límite del punto de conexión. De esta forma se maximiza el beneficio económico obtenido por medio de la venta de la electricidad. Los cálculos realizados para cada escenario se pueden observar en el ANEXO II. CÁLCULO DE VERTIDO- EXTRACTO DÍA 1.

4.6.2.6. VERTIDO A LA RED

En términos del vertido de energía, una vez sumado al vertido directo la descarga horaria de las baterías. La curva de vertido final en el punto de conexión para cada escenario el día 16 de julio quedaría de la siguiente forma:



Ilustración 53. Vertido de cada escenario en el día con más producción del año.

En la Ilustración 53 se muestra el vertido de la instalación a la red el día 16 de julio que es en el que mayor producción fotovoltaica hay. De esta forma se muestra como el exceso de energía se almacenaría en las baterías para ser vertido durante el resto del día y maximizar el beneficio económico.

De la misma forma que se ha obtenido para los ejemplos de las curvas de producción de energía, vertido a la red y carga y descarga de las baterías para un solo día se realizan estos cálculos para el año entero. Siguiendo el procedimiento de cálculo se ha determinado el vertido anual de cada uno de los escenarios de forma que se optimiza el beneficio económico de la venta de energía.

En los siguientes gráficos se muestran las curvas de vertido diarias de un año entero por horas, de forma que se puede ver como el vertido se reparte según las horas:

4.7. PARÁMETROS ECONÓMICOS. COMPARACIÓN DE LOS ESCENARIOS.

Para comparar los distintos escenarios planteados en este proyecto se usan los parámetros económicos VAN (Valor Actual Neto) y TIR (Tasa Interna de Retorno) que permiten estudiar la rentabilidad de la instalación. De esta forma, ambos parámetros permiten comparar los escenarios y tomar decisiones de manera razonada. Para que un proyecto sea rentable el VAN debe ser positivo y la TIR debe superar a la tasa de inflación.

Para tener en cuenta el año en el que se producen los flujos de caja es necesario emplear la tasa de descuento. Este valor se obtiene a partir del IPC anual, cuya evolución en los últimos veinte años se muestra a continuación:

IPC anual medio España

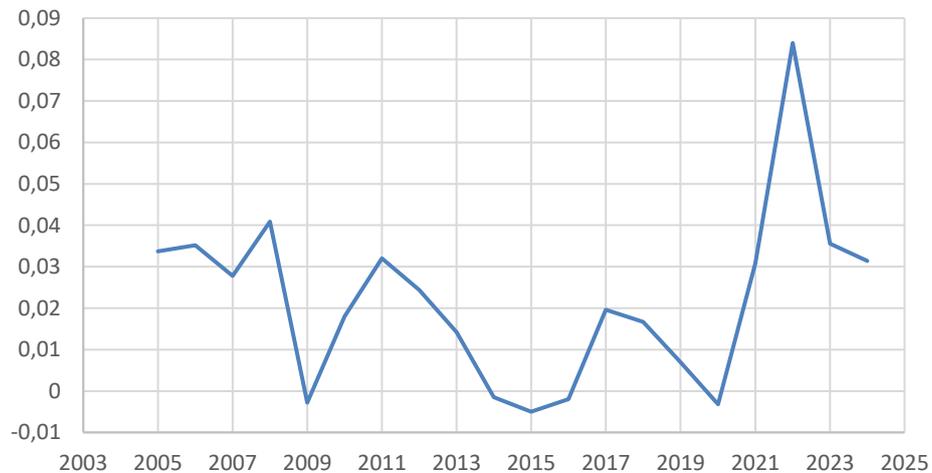


Ilustración 54. IPC medio anual España (Worldwide Inflation Data, 2024).

Observando esta gráfica se observa que es bastante cíclica, en general los peores escenarios se sitúan en torno al 3-4% de IPC, destacando en 2022 un elevado aumento de la inflación causado por la extraordinaria situación de la guerra de Ucrania. El valor promedio, sin considerar el 8% de 2022 es de 1,86%, para no ser tan optimista, se empleará también un valor del 2,6%, superior a la media y calculado sin tener en cuenta los valores negativos de IPC.

Por otro lado, en este proyecto se debe considerar la disminución del precio de venta de la energía, cuyo índice se ha explicado en el apartado 2.2.1.2 VARIACIÓN DEL COSTE DE LA ENERGÍA así como los precios horarios del apartado 2.2.1.1 TRAMOS DE LA VENTA DE ELECTRICIDAD.

Siguiendo la metodología de cálculo explicada en el apartado correspondiente a los cálculos económicos se han obtenido los siguientes resultados:

$$VAN = -I + \sum_{i=1}^{30} \frac{-O\&M + V_i \sum_{i=1}^{30} (1 + p_i)}{(1 + d)^i} \quad (33)$$

Donde p_i es la proporción en la que disminuye anualmente el precio de venta de la energía, d es la inflación, $O\&M$ son los gastos de operación y mantenimiento, I es la inversión inicial y V_i es el beneficio anual obtenido de la venta de energía.

Se consideran unos costes de $O\&M$ de 4% para el escenario base, y un incremento respecto a este del 1% para el escenario 1 y 2 y del 2% para el resto de los escenarios. Esto se debe a que a medida que la planta fotovoltaica es más grande el porcentaje que suponen los costes de $O\&M$ se reducen debido a la economía de escala y a que los costes fijos de mantenimiento son prácticamente fijos para estas dimensiones por lo que respecto a la inversión inicial suponen un menor porcentaje. Por otro lado, para el reemplazo de los equipos se estima que costarían entorno al 50-60% del coste inicial al comienzo del proyecto.

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

Tabla 16. Inversión inicial para cada escenario.

INVERSIÓN INICIAL					
ESCENARIO	Escenario Base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
FV	195300,00	231957,00	289872,00	386545,50	483219,00
Inversor	22880	34320	34320	45760	57200
Baterías	0	156534	260890	573958	887026
Total equipos dimensionados	218180	422811	585082	1006264	1427445

Es necesario tener en cuenta también el precio las estructuras soporte de los paneles y elementos auxiliares, así como la mano de obra para cada escenario. Dado que estos elementos no se han dimensionado se considera que cuestan los mismo que los paneles fotovoltaicos, suponiendo un 90% del coste de la planta fotovoltaica en el caso base y entre un 35-60% para el resto de los escenarios donde se consideran las baterías como parte de la inversión.

Las inversiones, gastos e ingresos de cada escenario son:

Tabla 17. Inversiones, gastos e ingresos de cada escenario.

FLUJOS DE CAJA					
ESCENARIO	Escenario Base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
INVERSIÓN (€)	413480	654768	927132	1444987	1962842
REEMPLAZO INVERSORES (€)	13728	20592	20592	27456	34320
REEMPLAZO BATERÍAS (€)	0	78267	130445	286979	443513
O&M (€/año)	16539,2	16704,59	16871,64	17209,07	17553,25
FLUJO CAJA VENTA (€/año)	100345,85	143494,32	184254,12	242892,56	291061,32

El flujo de caja de venta anual es calculado en base a los precios de la energía de 2023. Como se puede observar, a medida que se sobredimensiona la instalación y se emplea el almacenamiento de energía para verter en las horas más rentables los ingresos aumentan considerablemente en comparación con el escenario base.

No obstante, estos precios se deben actualizar a la bajada de precios anual que prevé el OMIP. Además, se deben tener en cuenta los costes de operación y mantenimiento y emplear la tasa

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

de descuento para su actualización al valor actual. Con todo esto, el flujo de caja anual de ingresos de la planta fotovoltaica para cada uno de los escenarios sería:

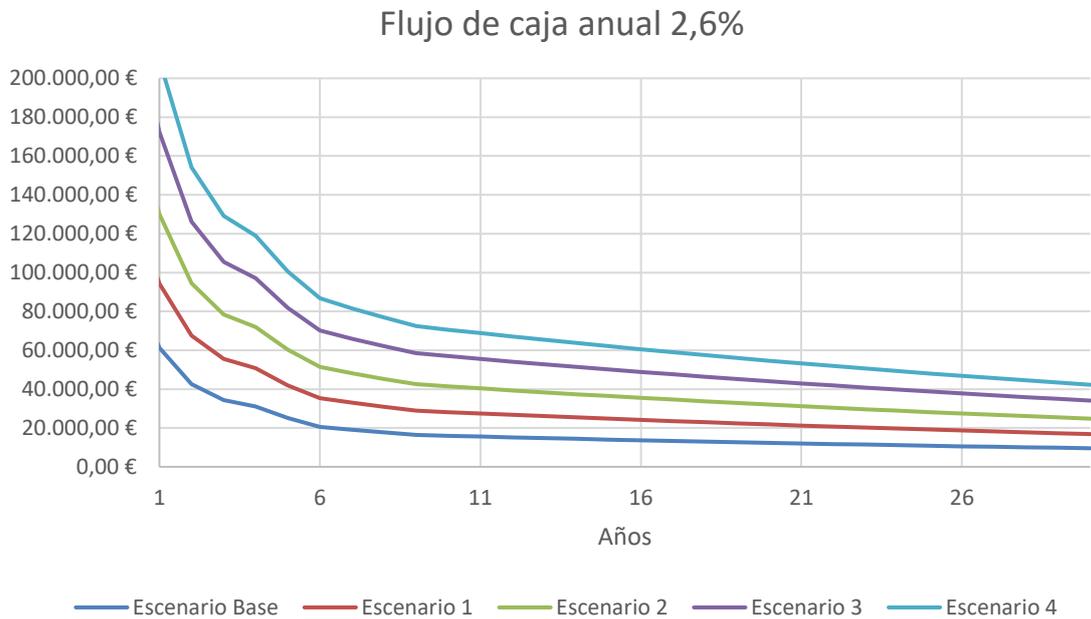


Ilustración 55. Flujo de caja anual actualizado para IPC 2,6%.

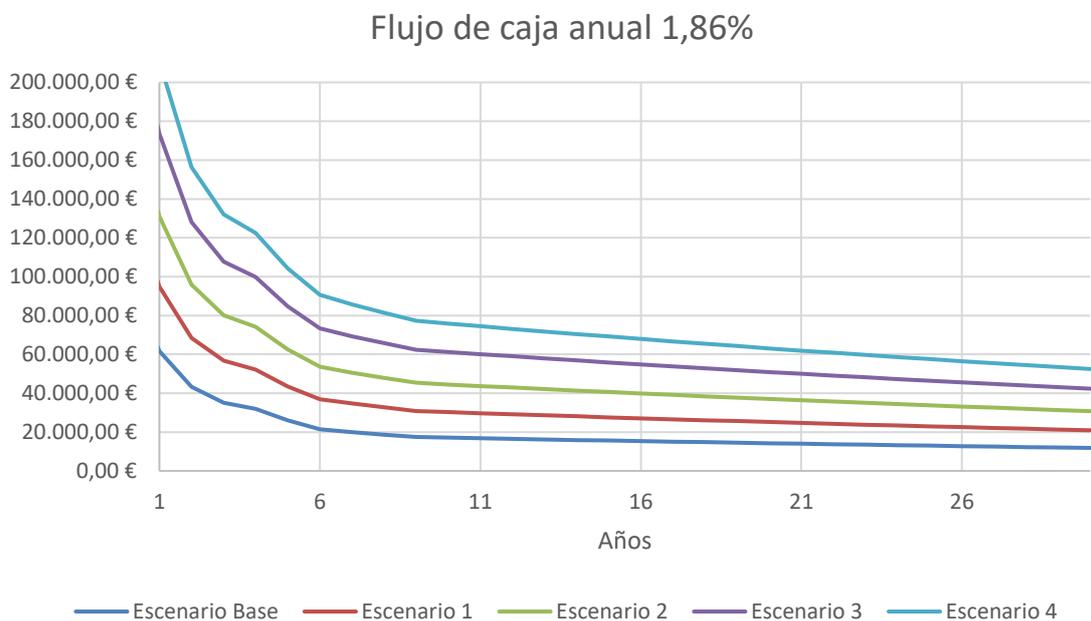


Ilustración 56. Flujo de caja anual actualizado para IPC 1,86%.

Como se puede observar en las gráficas anteriores los valores del flujo de caja son algo superiores con un valor de IPC de 1,86% lo que más adelante se traducirá en mayores beneficios económicos.

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

Los resultados del VAN que se han obtenido son:

Tabla 18. Resultados del VAN

RESULTADO DEL VAN					
	Escenario Base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
VAN € (IPC 2,6%)	103.126,79	147.666,43	199.307,05	-9.410,08	-276.427,67
VAN € (IPC 1,86%)	149.932,74	229.687,47	319.518,38	155.631,54	-72.097,33

Como se puede observar, el escenario más atractivo desde el punto de vista económico es el segundo debido a que es el que muestra un valor actual neto más elevado. No obstante, se observa que se reduce considerablemente este valor a medida que lo hace la tasa de descuento empleada para los cálculos. Este hecho denota que la rentabilidad del proyecto es muy sensible a los cambios en la inflación, ya que con los años los precios de la electricidad se reducirán considerablemente. Por esta razón, más adelante, se hará un análisis de sensibilidad con este parámetro en concreto.

En cuanto al TIR, este es el valor de la tasa de descuento que hará que el VAN de cada escenario sea cero. Los resultados son:

Tabla 19. Resultados de TIR de cada escenario.

RESULTADOS DE LA TIR					
	Escenario Base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
TIR	0,047	0,043	0,041	0,026	0,016

Observando la TIR, se observa que en todos los escenarios la TIR es muy baja de forma que cualquier evento no esperado que aumente considerablemente la inflación puede suponer la rentabilidad de la instalación incluso en el escenario base. Esto se debe a los bajos precios de venta de la electricidad, principalmente en las horas centrales del día, a lo que se debe sumar los elevados costes del almacenamiento.

El periodo de retorno de cada uno de los escenarios se calcula de forma simplificada considerando que los flujos de caja son iguales todos los años de forma que:

$$PB(\text{años}) = \frac{I}{\text{Ingresos anuales} - O\&M} \quad (34)$$

Tabla 20. Resultados del periodo de retorno de la inversión de cada escenario.

RESULTADOS DEL PB					
	Escenario Base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
PB (IPC 2,6%)	4,9	5,2	5,4	6,3	7,1
PB (IPC 1,86%)	4,9	5,2	5,4	6,3	7,1

En este caso todos los escenarios tienen un periodo de retorno de corto plazo lo que hace que las inversiones sean atractivas en este sentido. No obstante, si bien este parámetro es útil para comparar las opciones se debe tener en cuenta que no considera el marco temporal en el que se realizan los movimientos económicos de forma que se debe analizar en conjunto con el resto de los parámetros económicos.

Por otro lado, también se ha calculado el LCOE:

$$LCOE \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) = \frac{I + \sum_i^{30} O\&M + Vi}{\text{Producción total de energía}} \quad (35)$$

Los resultados son:

Tabla 21. Resultados de LCOE de cada escenario.

RESULTADOS DEL LCOE					
escenario	producción base (MWh)	producción escenario 1 (MWh)	producción escenario 2 (MWh)	producción escenario 3 (MWh)	producción escenario 4 (MWh)
Vertido (MWh)	34319,76	41065,96	51245,55	64023,56	77355,02
coste total (€)	-2086991,42	-3048148,94	-4093271,64	-5057399,89	-5820523,05
LCOE (€/MWh)	-60,81	-74,23	-79,88	-78,99	-75,24

El LCOE es negativo porque los ingresos superan a los gastos, es decir, se gana dinero con la venta de energía. Dado que el LCOE no se calcula de forma actualizada es siempre el mismo independientemente de la tasa de descuento empleada para los cálculos anteriores. Como se puede observar en la Tabla 21 el escenario con un LCOE más elevado, en términos absolutos, es el segundo escenario de forma que se deduce que es del que se obtienen mayores ingresos por MWh vertido a la red.

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

Las pérdidas totales de todo el sistema calculan a partir del vertido y de la producción ideal de energía por parte de los paneles, estas pérdidas ascienden al:

Tabla 22. Pérdidas totales del sistema.

PÉRDIDAS DEL SISTEMA					
escenario	base	escenario 1	escenario 2	escenario 3	escenario 4
pérdidas (%)	33%	33%	33%	42%	48%

A medida que se sobredimensiona la planta de generación aumentan las pérdidas al almacenarse más energía y, por tanto, pasar por mayor número de sistemas con sus correspondientes pérdidas asociadas. Adicionalmente, si se aumentase el sistema de almacenamiento de energía se incrementaría demasiado la inversión, repercutiendo en la rentabilidad de la planta de generación.

Atendiendo a estos criterios el escenario más beneficioso desde un punto de vista económico es el Escenario 2 que genera un 84% más de ingresos anuales a precios de 2023 con respecto al base. Un factor para tener en cuenta es el pequeño margen con la TIR, no obstante, en el contexto actual existen ayudas estatales y europeas mencionadas en el apartado 1.7.2 FINANCIACIÓN Y AYUDAS que ayudan a financiar este tipo de proyectos de forma que se reduciría la inversión inicial aumentando el VAN y la TIR al mismo tiempo y disminuyendo la inversión y el LCOE a su vez.

Como escenario óptimo dentro de los valorados se escoge el escenario dos, porque sin tener en cuenta la esperada disminución en el precio de las baterías en los próximos años además de las numerosas ayudas de financiación a nivel europeo para su implantación, es el que tiene mayor VAN. Además, el periodo de retorno de la inversión es de corto plazo, inferior a los cinco años en todos los escenarios menos el tercero y el cuarto, siendo en estos casos inferior a diez años, lo que hace que bajo este criterio todos sean aceptables.

Queda claro tras este estudio que el precio de las baterías es determinante para considerar un proyecto viable o no. Si los precios son más altos de los considerados se elevan demasiado las inversiones en comparación con los ingresos, teniendo en cuenta que estos irán disminuyendo con el tiempo a la vez que disminuyen los precios de la energía. No obstante, un sobredimensionamiento adecuado como el del Escenario 2 puede compensar las elevadas inversiones. Además, los precios se están reduciendo, y se esperan importantes reducciones hasta finales de esta década (Trends in batteries, 2023). Este hecho hace que cada vez resulte más económico invertir en esta tecnología y que se extienda su uso para aplicaciones como las que se presentan en este trabajo.

Por otro lado, es importante considerar la elevada variación de los resultados del VAN con respecto a la variación de la tasa de descuento y los precios de venta de la electricidad. Dada la relevancia de estos dos parámetros en los resultados se ha dedicado el Capítulo 5 a su estudio.

4.8. PARÁMETROS MEDIOAMBIENTALES

Se emplea el factor de emisión del mix eléctrico español para compararlo con las emisiones equivalentes del ciclo de vida de los paneles de forma que se puedan calcular las emisiones ahorradas:

Tabla 23. Ahorro de emisiones con cada escenario.

escenario	producción base (MWh)	producción escenario 1 (MWh)	producción escenario 2 (MWh)	producción escenario 3 (MWh)	producción escenario 4 (MWh)
Producción vida del proyecto (MWh)	34319,76	41173,16	51453,27	68613,15	85773,03
Emisiones a la producción REE (tCO2 eq) (0,12 tCO2 eq/MWh)	4118,37	4940,78	6174,39	8233,58	10292,76
Emisiones correspondientes al ciclo de vida FV (tCO2 eq) (37 gCO2 eq/kWh)	1269,83	1523,41	1903,77	2538,69	3173,60
Emisiones correspondientes al ciclo de vida baterías (tCO2 eq)	0	140,7	281,4	562,8	844,2
tCO2 eq ahorradas	2848,54	3276,67	3989,22	5132,09	6274,96

Como se puede observar el escenario 4 es el que mayor ahorro conlleva lo cual es lógico dado que produce más energía.

4.9. SIMULACIÓN EN HOMER DE LOS ESCENARIOS. VERIFICACIÓN.

Como ya se ha adelantado al comienzo del proyecto la herramienta empleada para la validar la metodología y los cálculos es Homer. En este software se simula el caso práctico de forma que se comparen los resultados obtenidos por medio de la metodología y los de la aplicación.

En Homer se tendrán que ir completando distintos datos para poder hacer la comparación de los escenarios. A continuación, se muestra cómo se introduce la información que requiere Homer para el modelaje de la instalación.

Es importante tener en cuenta que no se introducirá una carga dado que se considera que se vende toda la energía producida a la red eléctrica, de esta forma se podrá hacer una estimación de costes también.

4.9.1. INPUTS DE LA LOCALIZACIÓN

Son la temperatura y el recurso solar obtenidos de PVGIS.

4.9.1.1. TEMPERATURA

Dado que los paneles fotovoltaicos tienen un factor reductor de potencia en función de la temperatura de $-0,3\%/^{\circ}\text{C}$, se deberá introducir un fichero con 7860 valores correspondientes a la temperatura media de la localización de la instalación. Este fichero se ha obtenido de PVGIS (European Commission, s.f.) y se ha adjuntado al programa, siendo el resultado el que se muestra en la Ilustración 57:

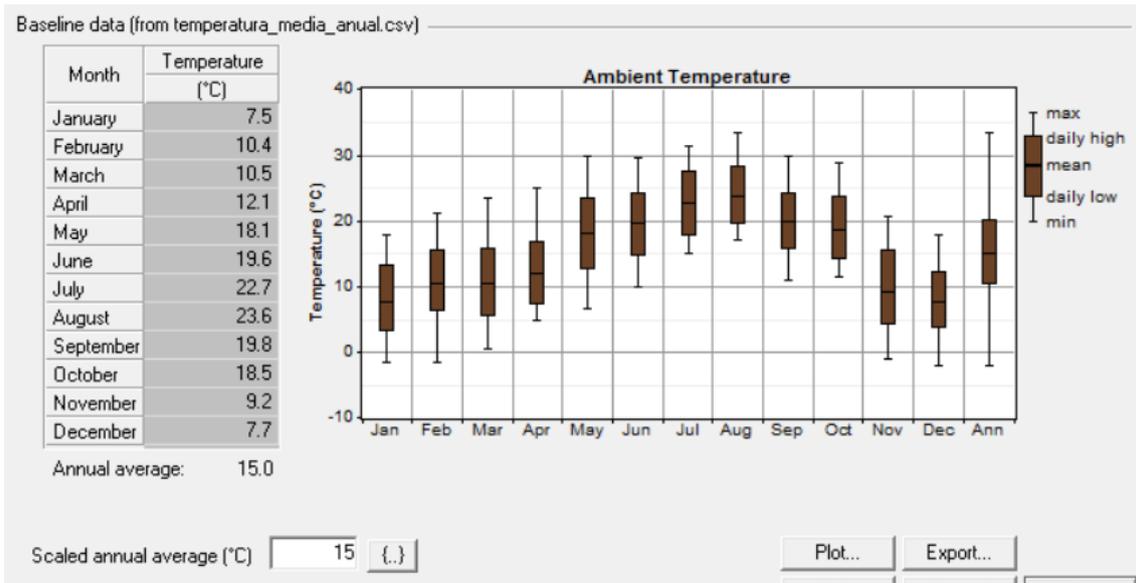


Ilustración 57. Temperatura media de PVGIS introducida en Homer.

4.9.1.2. RECURSO SOLAR

Se introducirá en recurso solar la curva de irradiación global sobre el plano horizontal horaria anual obtenida de la herramienta PVGIS (European Comission, s.f.):

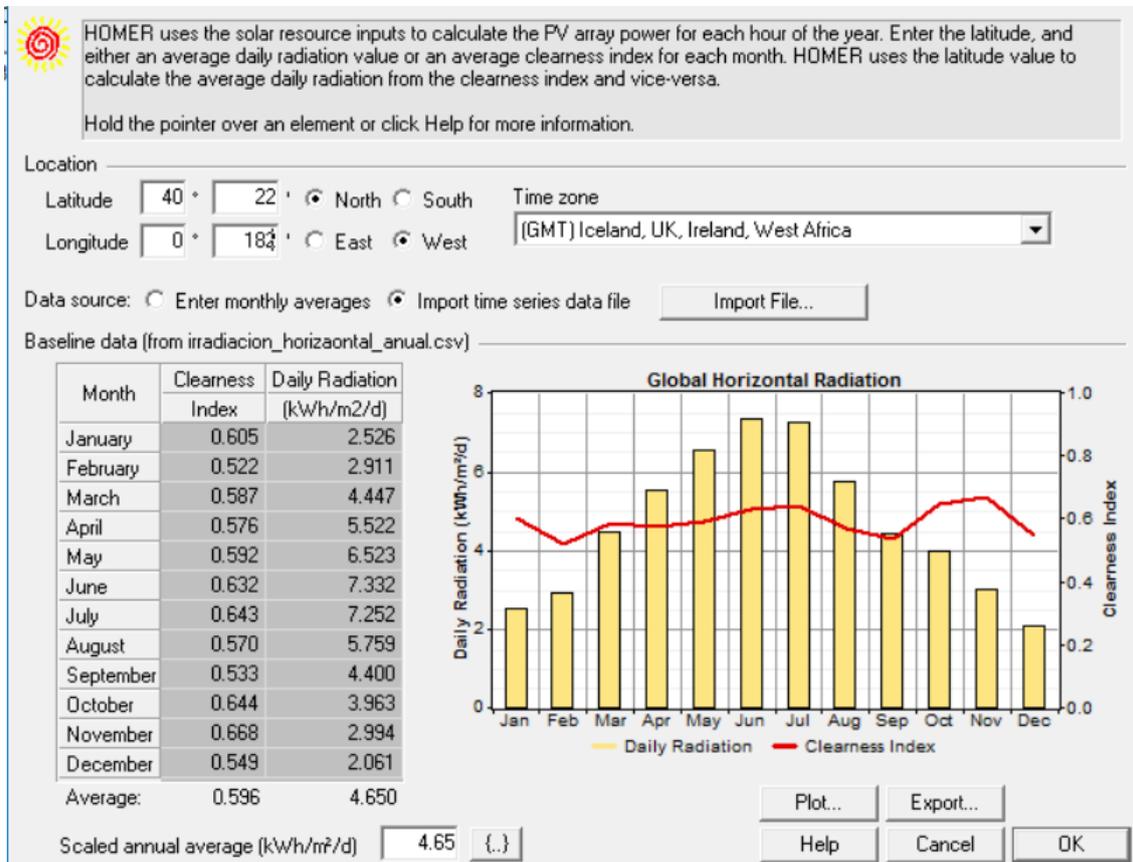


Ilustración 58. Introducción de datos del recurso solar en Homer

Se debe introducir la localización de la instalación por medio de la latitud y longitud, que será la misma que las coordenadas empleadas en PVGIS. Además, es importante tener en cuenta las unidades de la irradiación, en PVGIS se dan los datos en W mientras que en este programa se emplean kW. La radiación extraterrestre debe superar a la global sobre el plano horizontal, pero ambas deben tener el perfil parecido.

Se puede comprobar además que la irradiación es más importante en los meses de verano donde se extiende por más horas. Este hecho es consistente con la climatología de España:

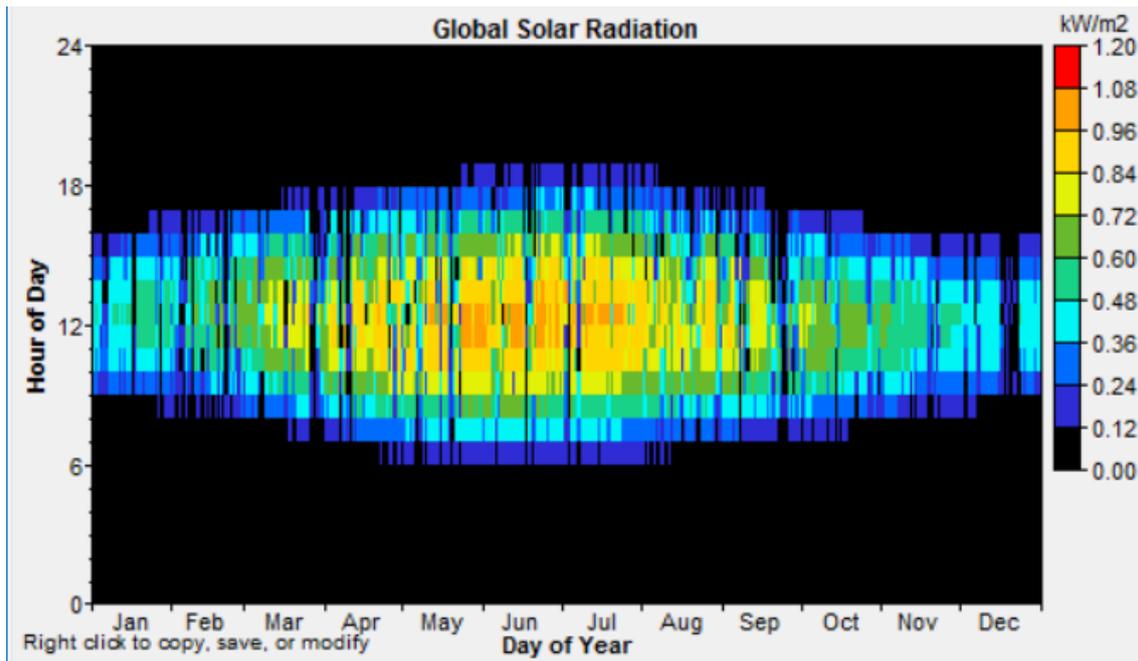


Ilustración 59. Irradiación por horas anual.

4.9.2. INPUTS ECONÓMICOS

4.9.2.1. VARIABLES ECONÓMICAS

Para poder llevar a cabo la simulación es necesario introducir las variables económicas pertinentes.

- La vida del proyecto se corresponde con la mayor vida útil de entre las de sus equipos, este valor se corresponde con 30 años de vida de los paneles fotovoltaicos.
- Dado que los costes de mantenimiento cambian con el tiempo se debe introducir una tasa de interés anual correspondiente al valor del IPC considerado. En este caso se empleará un 2,6% al ser el más desfavorable de entre los considerados en el proyecto.

4.9.2.2. RED, PRECIO DE LA VENTA DE LA ELECTRICIDAD

Para poder simular el vertido de energía a la red eléctrica será necesario simular este elemento en el software. Para ello se han introducido los precios horarios de la venta de energía por medio de un archivo con 8760 valores obtenidos a partir de los datos del OMIP como se ha explicado en el apartado 2.2.1.1:

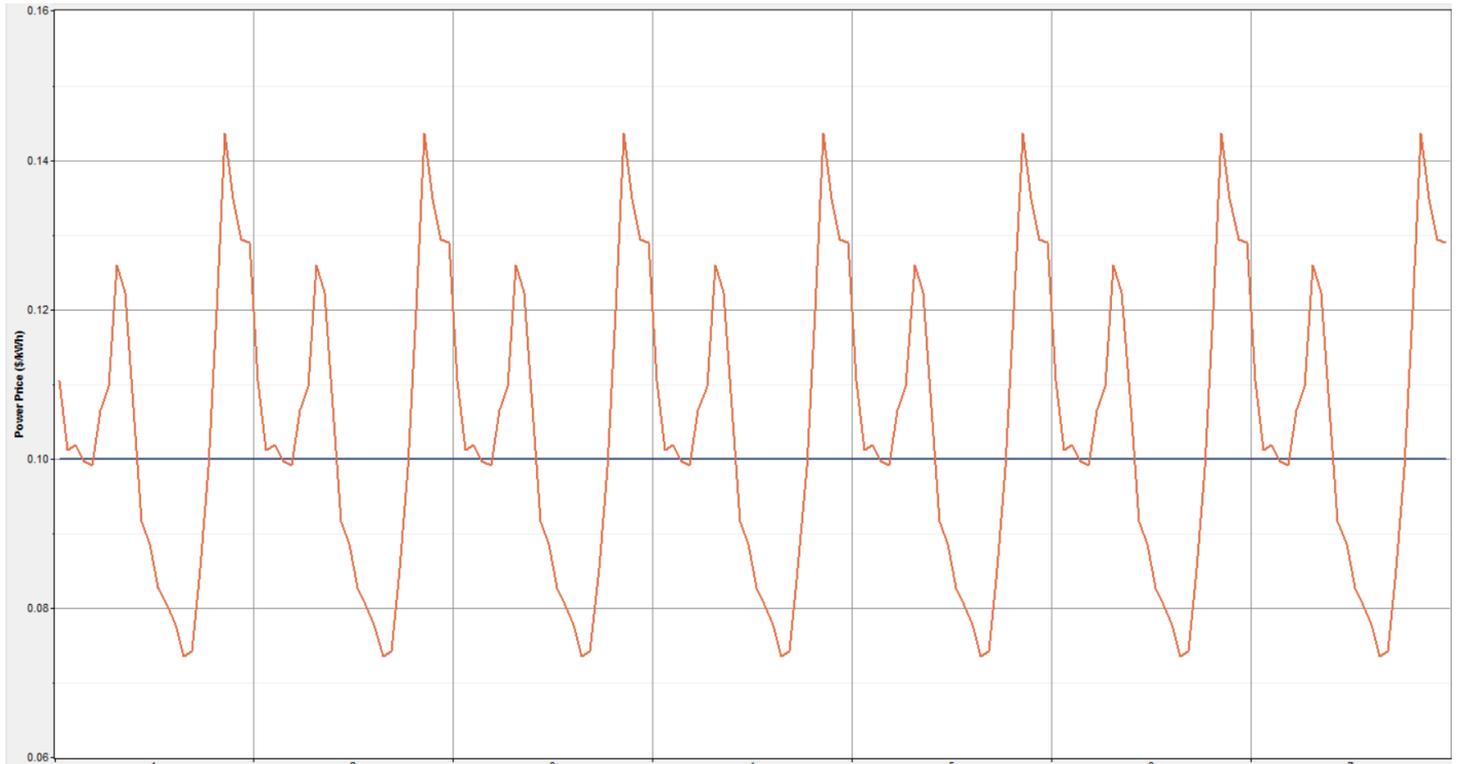


Ilustración 60. Introducción de los precios de la energía en el elemento Red del sistema en Homer.

En esta ventana se deberá introducir también el límite de 500 kW del nudo de conexión de forma que el software lo tenga en cuenta para emplear el sistema de almacenamiento de energía.

4.9.3. INPUTS DE EQUIPOS

En el software Homer, como ya se explicó en la metodología se tendrán que seleccionar los elementos del sistema a conectar:

- Paneles fotovoltaicos
- Inversor
- Red eléctrica: a la que se venderá la energía.
- Baterías: salvo en el Escenario Base.

Dado que no todos los escenarios tienen la misma estructura se muestran las imágenes con los esquemas para el Escenario Base y el resto de los escenarios con las baterías:

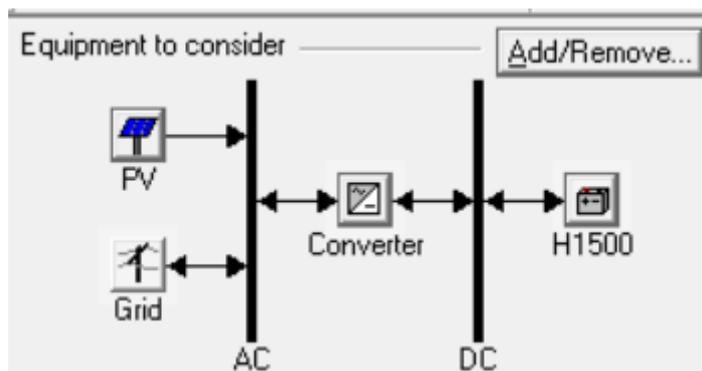


Ilustración 61. Esquema del sistema para los escenarios.

4.9.3.1. PANELES FOTOVOLTAICOS

En el caso de los paneles fotovoltaicos se necesita introducir la siguiente información de la misma forma que se empleó para los cálculos económicos de la metodología:

Tabla 24. Información de los paneles fotovoltaicos a introducir en Homer.

Escenario	Base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
N paneles	1302	1562	1952	2603	3254
potencia instalada (kWp)	755,16	905,96	1132,16	1509,74	1887,32
Coste paneles (€)	195300,00	231957,00	289872,00	386545,50	483219,00
O&M (€/año)	16539,2	16704,59	16871,64	17209,07	17553,25

Como se puede observar se deberá introducir en el modelo los costes de los paneles fotovoltaicos en conjunto con las estructuras y la mano de obra, así como los costes de operación y mantenimiento de toda la planta fotovoltaica.

Dado que los paneles fotovoltaicos tienen la misma vida media que el proyecto no se considera el precio de reemplazo de estos equipos.

El “derating factor” es un factor que el software de Homer aplica a la producción de energía solar por parte de los paneles fotovoltaicos para considerar la situación de la producción en un escenario de vida real frente a las condiciones bajo las que los paneles han sido testeados. En este factor se introducirán todas las eficiencias del sistema fotovoltaico salvo las de temperatura que se indican en otro lugar del programa. Estas eficiencias, de las que ya se habló a la hora de calcular los dimensionamientos son:

- Panel fotovoltaico: 22,5%
- Cableado, polvo y otras pérdidas: dado que el cableado no se va a escoger hasta tener el dimensionamiento final se asume un valor genérico de 90% al que se añade un 10% de otras pérdidas.

De forma que se empleará un “derating factor” de 0,8.

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

4.9.3.2. INVERSORES

Como en el caso de los paneles fotovoltaicos, para los inversores hay una serie de datos que es necesario introducir en la aplicación de Homer:

Tabla 25. Información para introducir sobre los inversores

Escenario	Base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
N inversores	2	3	3	4	5
Potencia kW	660	990	990	1320	1650
Coste inversores (€)	22880	34320	34320	45760	57200
Coste de reemplazo de inversores (€)	13728	20592	20592	27456	34320

Las baterías se deben conectar en el lado de DC por lo que se emplea el inversor como parte de este sistema, aunque en la instalación real, tanto las baterías como los paneles se conectan al mismo sistema de inversores híbridos que funcionarán para uno u otro dependiendo del vertido que se deba hacer.

Los datos del inversor en cuanto a vida útil, precio y demás son los que se mostraban en la Tabla 7. Comparativa de tres modelos de inversores. De igual forma que con los paneles, se considera un precio de reemplazo del 60%. Asimismo, dado que no se tiene la garantía por cuantos años se considera una vida útil de 15 años en base a la media del mercado.

4.9.3.3. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

De igual manera que anteriormente se deben introducir los datos relacionados con las baterías de almacenamiento de energía en el programa. Esta información es:

Tabla 26. Información de las baterías para cada uno de los escenarios.

Escenario	Base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
N baterías	0	3	6	12	18
Capacidad kWh	0	1118,1	2236,2	4472,4	6708,6
Coste (€)	0	156534	313068	626136	939204
Coste de reemplazo (€)	0	78267	156534	313068	469602

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

Dado que Homer solo permite simular una serie de baterías de ácido plomo, se debe introducir manualmente la batería de Litio. De esta forma se introducen los datos dados por el fabricante y comentados en la Tabla 10 para poder modelar el sistema de baterías de litio de la instalación.

En este punto es importante introducir los valores de capacidad, c-rate, vida medio, DoD, etc, para que el funcionamiento de la batería del modelo se corresponda con el de EnerOne que es la empleada en este trabajo.

4.9.4. RESULTADOS DE HOMER. COMPARACIÓN CON LA METODOLOGÍA

Una vez introducidos todos los datos siguiendo el esquema explicado con anterioridad se deberán comparar los resultados con los obtenidos con la metodología de cálculo.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos para cada uno de los escenarios y se comparan con los obtenidos con el procedimiento de cálculo planteado:

4.9.4.1. RESULTADOS DE PRODUCCIÓN

En la siguiente tabla se comparan los resultados energéticos obtenidos por medio de la metodología y los obtenidos empleando Homer.

Tabla 27. Comparación de resultados de producción entre Homer y la metodología

	ESCENARIO	BASE	1	2	3	4
Producción MWh/año	CALCULADO	1143,99	1372,44	1715,11	2287,11	2859,10
	HOMER	1194,9	1433,6	1791,5	2388,9	2986,4
Diferencia (%)		4,2	4,3	4,3	4,3	4,3
Vertido red (MWh/año)	CALCULADO	1144,0	1362,2	1689,3	2141,7	2566,4
	HOMER	1144,0	1419,5	1783,3	2200,1	2625,7
Diferencia (%)		0	4,2	5,6	2,7	2,3

Se observan unas diferencias del 4,3% en la producción fotovoltaica anual para cada uno de los escenarios, por lo que se considera aceptable el modelo establecido por medio de excel. Los resultados son notablemente similares, lo que ha llevado a consultar los cálculos realizados por HOMER. Al ingresar en el programa los datos de irradiación y temperatura de la ubicación, así como las eficiencias de los equipos, la producción de los paneles es muy similar. Esto se debe a que los cálculos realizados en Excel para determinar la producción utilizaron las mismas ecuaciones que HOMER, con la excepción del uso del "derating factor" empleado en los cálculos de los paneles por HOMER para ajustar la capacidad del sistema y considerar la variabilidad en el rendimiento del equipo. Sin embargo, en la metodología se tuvieron en cuenta ciertos factores al ingresar un valor de eficiencia del 90% para el cableado y otros sistemas, así como pérdidas adicionales del 10%. Con estos ajustes, las diferencias entre los cálculos manuales y los de HOMER son mínimas. Estas diferencias en producción se ven traducidas posteriormente en el vertido a red.

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

Si se observan las curvas de producción estas son muy similares por lo que se entiende que dado que la diferencia es tan pequeña la metodología simula bien la producción:

Extracto de Producción Escenario Base W

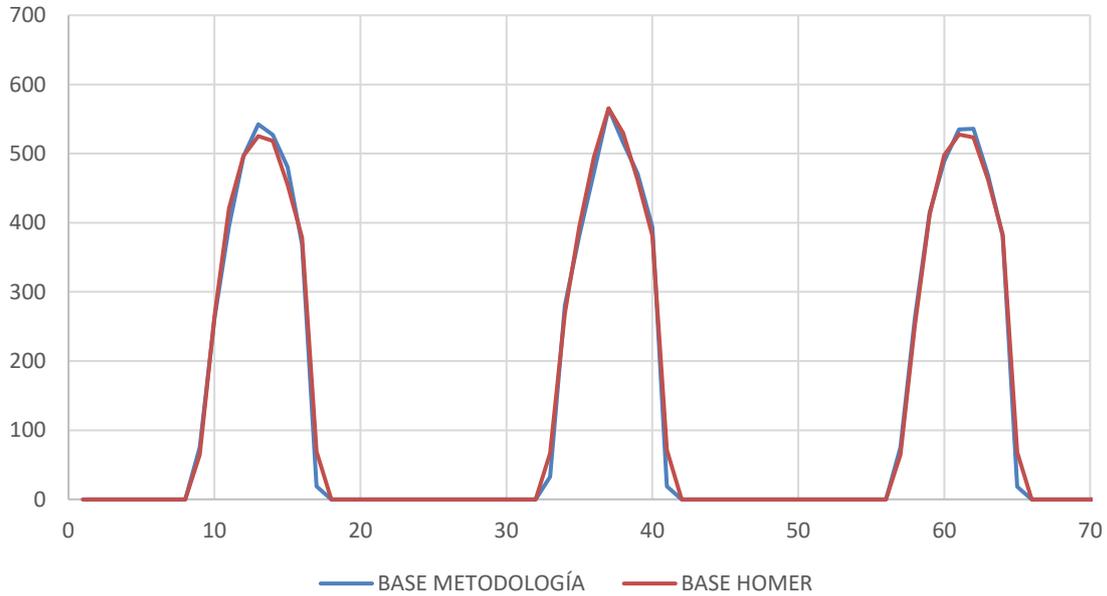


Ilustración 62. Curva de producción de tres días Escenario Base, Metodología y Homer.

A continuación, se muestran las curvas de vertido de dos de los escenarios en Homer:

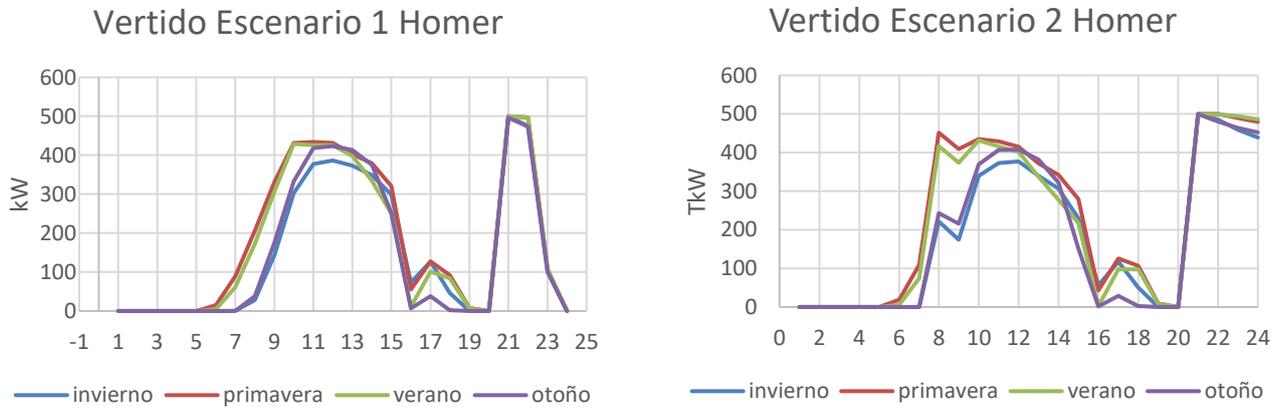


Ilustración 63. Vertidos del escenario 1 y 2 Homer

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

Se puede comparar este vertido con la media de cada estación en cada escenario estudiado. Por razones de representación, se generan curvas individuales para cada escenario en una sola estación.

Comparación de vertido Homer-Metodología Escenario 1

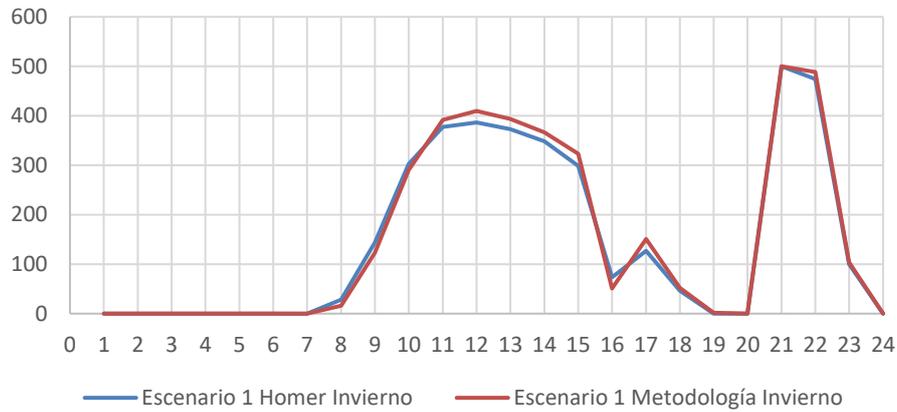


Ilustración 64. Vertido del Escenario 1 en invierno Homer y metodología.

Comparación de vertido Homer-Metodología Escenario 2

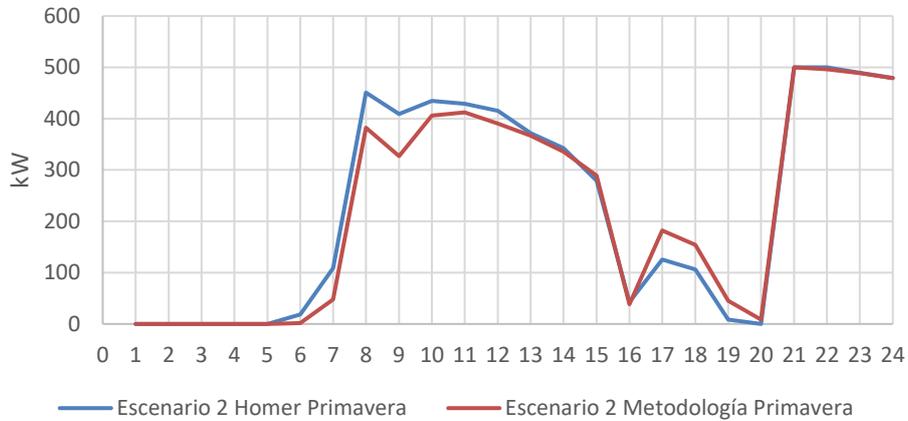


Ilustración 65. Vertido del Escenario 2 en primavera Homer y metodología.

Comparación de vertido Homer-Metodología Escenario 3

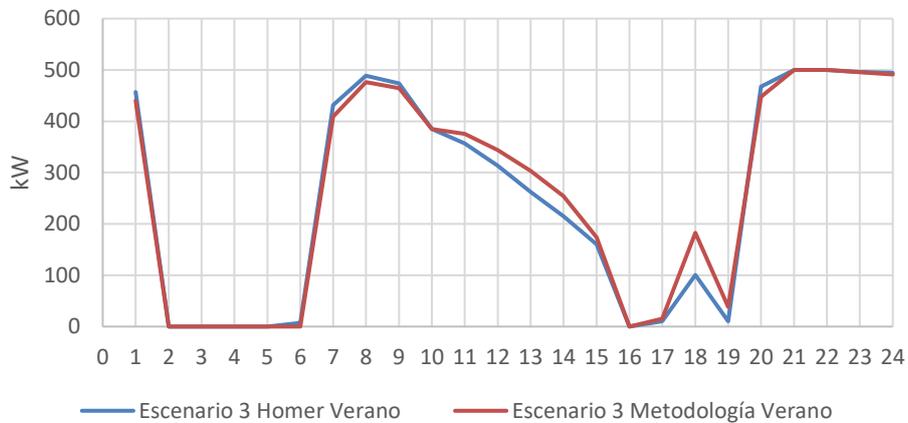


Ilustración 66. Vertido del Escenario 3 en verano Homer y metodología.

Comparación de vertido Homer-Metodología Escenario 4

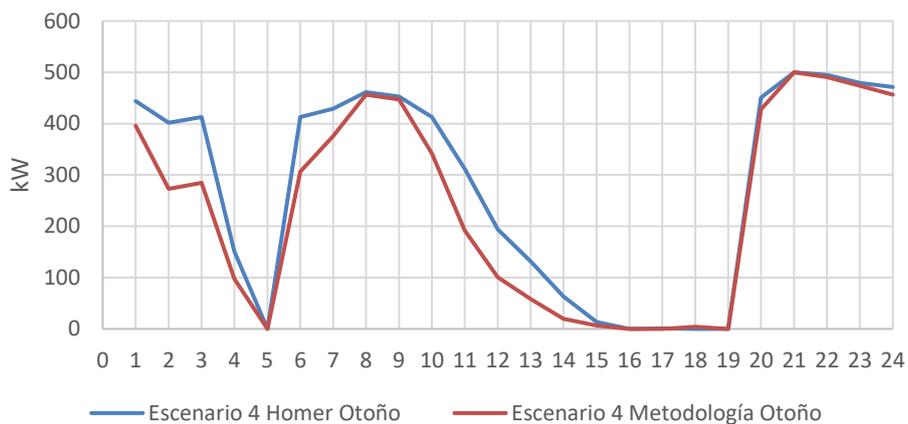


Ilustración 67. Vertido del Escenario 4 en otoño Homer y metodología.

Como se puede observar, las curvas de vertido de Homer y de la metodología tienen la misma forma, siendo el vertido de Homer algo más elevado que lo calculado, pero con una diferencia mínima. Esta diferencia se debe a que Homer calcula una mayor producción por parte de los paneles fotovoltaicos, que como ya se ha comentado con anterioridad es de 4,3% y se transfiere al vertido. Este fenómeno es apreciable en todos los escenarios planteados. Dada la similitud entre las curvas y la poca diferencia que presentan se considera que el modelo desarrollado en hojas de Excel en el presente trabajo es adecuado.

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

4.9.4.2. RESULTADOS ECONÓMICOS

En este apartado se reflejan los resultados económicos de las simulaciones realizadas en Homer y se comparan estos con los que se han calculado de forma analítica por medio de la metodología.

Tabla 28. Comparación de resultados económicos entre Homer y la metodología IPC 2,6%

ESCENARIO		BASE	1	2	3	4
Ingresos por venta (€/año)	METODOLOGÍA	100.345,85	143.494,32	184.254,12	242.892,56	291.061,32
	HOMER	102.798	155403,84	198611,03	249317,87	297053,69
VAN (€)	METODOLOGÍA	103.126,79	147.666,43	199.307,05	-9.410,08	-276.427,67
VAN (€)	METODOLOGÍA (sin reducir precios)	736.861,47	1.084.854,91	1.458.722,17	1.695.811,51	1.839.835,87
NPC (€)	HOMER	-1.358.751	-1,397,421	-1.980.699	-2.527.550	-2,062,773
LCOE (€/MWh)	METODOLOGÍA	-60,81	-74,23	-79,88	-78,99	-75,24
	HOMER	-57	-106,9	-140,8	-192,3	-194,9
CO2 equivalente	METODOLOGÍA (t/30 años)	2848,54	3276,67	3989,22	5132,09	6274,96
	HOMER (t/año)	138,38	153,45	168,12	184,65	195,5
	HOMER (t/30 años)	4151,4	4603,5	5043,6	5539,5	5865

Homer determina el coste actual neto que considera los costes anuales de la instalación como positivos, es decir, es un equivalente al VAN, pero cambiado de signo. Dado que en Homer no se puede introducir la variación de los precios de la electricidad se ha calculado el VAN sin esta actualización y, como se puede observar los resultados son consistentes con los obtenidos por medio de la metodología. En el caso de Homer los resultados son algo superiores debido a la mayor producción predicha que ya se ha comentado en apartados anteriores. Esta mayor producción explica también la diferencia en ingresos anuales por la venta de energía, siendo algo superiores en el caso de Homer.

Como se puede observar, según Homer lo más rentable es el Escenario 3, lo que difiere de las conclusiones obtenidas por medio de la metodología. Esto se explica teniendo en cuenta que Homer no considera la reducción anual del precio de venta de la electricidad. No obstante, el

hecho de que los vertidos vayan en aumento, así como en la metodología con cada escenario quiere decir que esta última se ha desarrollado adecuadamente.

Por otro lado, al observar las toneladas de CO₂ equivalentes ahorradas durante la vida del proyecto, se puede notar que los valores obtenidos por HOMER son mayores que los obtenidos mediante la metodología. En la metodología se han tenido en cuenta las emisiones equivalentes del ciclo de vida de los elementos más característicos de la instalación, como los paneles y las baterías, mientras que HOMER no necesariamente considera estos valores. Lo que hace HOMER es comparar las emisiones en la producción de electricidad con un sistema de referencia de red eléctrica, para el cual se introducen manualmente las emisiones equivalentes.

Teniendo todo lo anterior en cuenta se puede afirmar que Homer es, por tanto, útil para determinar si se han realizado adecuadamente los cálculos de vertido y producción.2.2.1.2

4.10. DISEÑO FINAL DE LA INSTALACIÓN ÓPTIMA ESCOGIDA. ESCENARIO 2.

Como consecuencia de la comparación de parámetros económicos explicada en el apartado anterior, se considera que el escenario que optimiza el beneficio económico es el 2, cuyo dimensionamiento es:

Tabla 29. Dimensionamiento del escenario 2.

DIMENSIONAMIENTO FINAL			
Potencia de diseño (kW)	Nº Paneles FV	Nº Inversores	Nº de baterías
750000	1952	3	6

Con este dimensionamiento se incrementan los ingresos anuales a precio de 2023 en un 84% con respecto al escenario base. Este incremento de los ingresos anuales considerando la reducción paulatina del precio de la energía y la tasa de descuento se traduciría en un VAN de 199307€, siendo un 93% superior al VAN del escenario base en el caso de una tasa de descuento de una tasa de descuento del 2,6%. Asimismo, se conseguiría evitar la emisión de cerca de 4000 toneladas equivalentes de CO₂ a la atmósfera durante la vida del proyecto.

No obstante, como ya se ha mencionado con anterioridad el VAN es muy sensible a las variaciones de la tasa de descuento y de los precios de venta de la electricidad, problemática que se abarca en el capítulo siguiente.

CAPÍTULO 5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

5.1. PARÁMETROS SENSIBLES

A partir del estudio económico de las instalaciones fotovoltaicas de gran escala en conjunto con almacenamiento de energía se han observado una serie de parámetros muy influyentes en los resultados. Estos parámetros son:

- **Precio de la electricidad:** Es lógico que sea muy influyente en tanto que son los ingresos que se percibirán por parte de la planta de generación. La situación actual muestra que en España el precio de venta de la energía sigue una “Curva del pato”, es decir, con precios mucho más bajos en las horas centrales del día que en el resto de las horas. Este fenómeno se produce por la gran penetración de la generación fotovoltaica e implica que las nuevas plantas de estas características se enfrentan a mayor dificultad de sacar rentabilidad. Además, las previsiones de bajada de precios en los próximos dos años disminuyen considerablemente los ingresos. Esto hace que en muchos casos las plantas puedan no resultar atractivas desde el punto de vista económico.
- **Tasa de descuento:** la tasa de descuento empleada para el estudio económico puede variar de gran forma los resultados. Se ha observado que la TIR de todos los escenarios es bastante baja lo que hace que estas instalaciones sean muy sensibles a las subidas de la inflación. En consecuencia, si ocurren eventos como la Guerra de Ucrania en 2022 que disparan esta inflación pueden hacer que el proyecto no sea rentable.

Estos parámetros tienen peso sobre los cálculos de VAN dado que es en el que se actualizan tanto los precios de la energía como los flujos de caja. Debido a la importancia de estos parámetros en los resultados obtenidos se realiza un análisis de sensibilidad de cada uno aplicado al caso en cuestión de la metodología desarrollada.

5.2. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA TASA DE DESCUENTO

Se van a estudiar tasas de descuento entre el 0 y el 4% en saltos de 0,5 para estudiar su influencia en los resultados del VAN. La variación de los resultados del VAN con la tasa de descuento es:

Análisis de sensibilidad- variación tasa de descuento

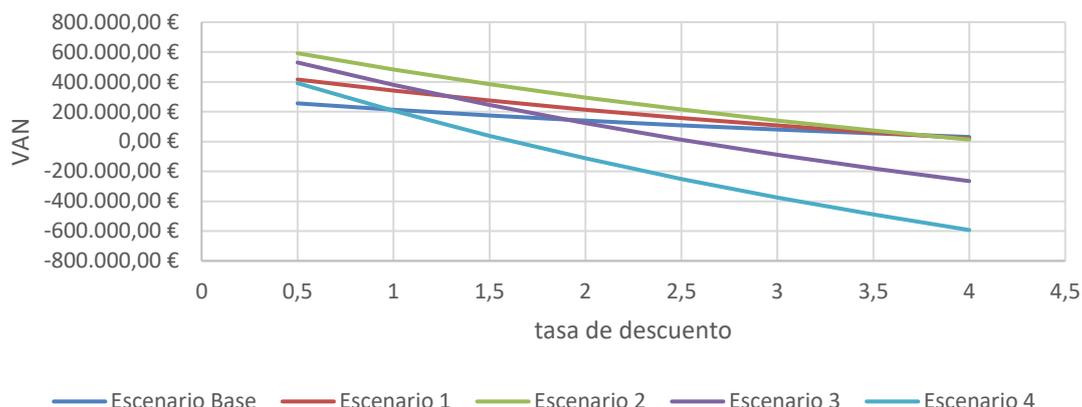


Ilustración 68. Variación del VAN con la tasa de descuento

Como se puede observar el escenario 4 presenta resultados positivos para valores de tasa de descuento pequeños. De la gráfica anterior se puede concluir que a medida que aumenta el sobredimensionado de la planta fotovoltaica, al también aumentar la inversión de forma considerable los resultados de VAN son más sensibles a las variaciones de la tasa de descuento. Concretamente, existe un valor de inflación para el cual comienza a ser más rentable sólo la instalación fotovoltaica sin emplear almacenamiento de energía. Concretamente, se trata de un valor de tasa de descuento del 3,75% aproximadamente.

Los valores de tasa de descuento por debajo de los cuales se corresponden con los valores de TIR calculados en apartados anteriores y que se pueden apreciar en la Ilustración 68 como el corte con el eje de abscisas. Debido a que la variación tiene una forma bastante lineal es fácil obtener una ecuación de la curva de tendencia con la que obtener los distintos resultados de VAN en función de la tasa de descuento y poder así tomar decisiones informadas sobre los proyectos de este calibre.

5.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS PRECIOS DE ENERGÍA

La tendencia de los precios de la electricidad es a la baja, con importantes reducciones en los próximos diez años según las predicciones de organismos como el OMIP. Debido a este fenómeno se ha observado que la rentabilidad de las plantas de generación fotovoltaica ven mermada su rentabilidad al ser su horario de vertido el más barato del día. Por otro lado, las inversiones en tecnologías aún no tan asentadas como el almacenamiento de energía dependen en gran medida de que se pueda vender la electricidad con el objetivo de recibir finalmente un balance positivo de dinero. Es por estas razones que el principal parámetro que afecta a los resultados del estudio económico de las plantas de generación es el precio de la energía. En consecuencia, en este apartado se estudia la sensibilidad de los resultados con la variación del precio manteniendo el IPC fijo en un 2,6%.

La variación prevista actual es a que se mostró en el apartado 2.2.1.2:

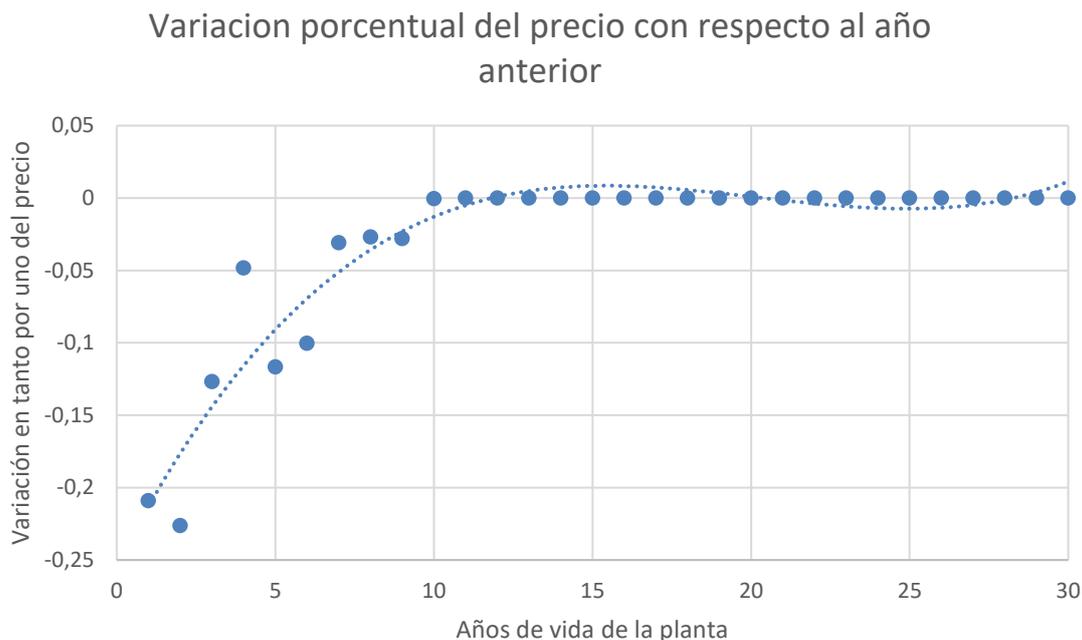


Ilustración 69. Variación predicha de los precios de venta de la electricidad.

Se va a estudiar una variación con respecto a estas del:

Tabla 30. Variación de los precios con respecto a la predicción del OMIP.

VARIACIÓN DE LOS PRECIOS CON RESPECTO A LA PREDICCIÓN						
150%	130%	100%	110%	0,90%	0,70%	0,50%

De forma que si la predicción es que se reduce un 20% el precio se estudiarán reducciones del 10% al 30%.

Los resultados obtenidos con estas variaciones son:

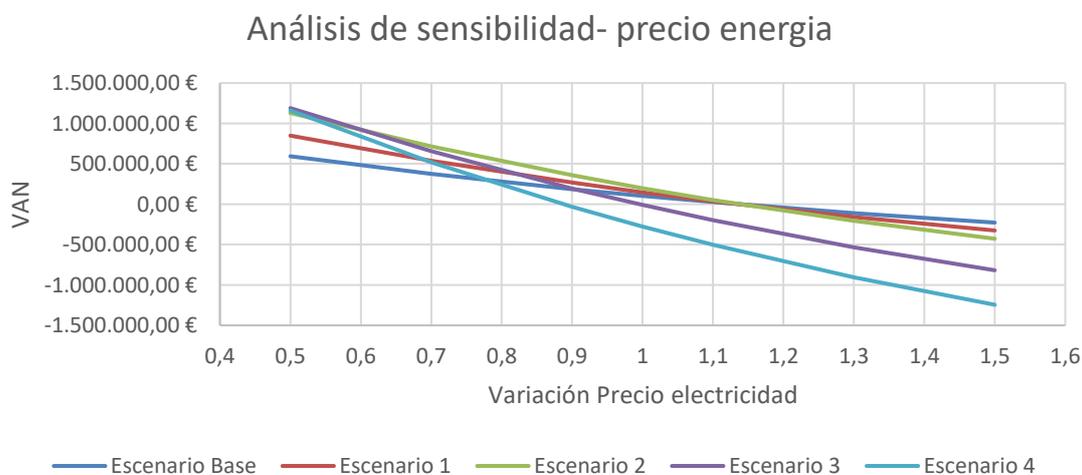


Ilustración 70. Variación de los resultados del VAN con la variación de los precios.

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

Queda demostrado de esta forma que a medida que la variación de precios es mayor, es decir, se reducen más los precios, los escenarios menos sobredimensionados y con menos almacenamiento son más rentables. Esto se explica porque, aunque los ingresos aumenten con el almacenamiento, con los precios lo suficientemente bajos no son capaces de compensar las altas inversiones. Además, los escenarios con más almacenamiento son más sensibles a estas variaciones por las importantes inversiones que conllevan.

Por otro lado, se observa que el escenario base es menos rentable que el uno y el dos hasta un valor aproximado de la variación de los precios del 115%, donde sobrepasa a los otros dos primeros escenarios, pero con valores negativos por lo que tampoco sería rentable.

Este análisis demuestra que en un futuro relativamente cercano la rentabilidad y por tanto la limitación en proyectos PV, dependerán más del coste de la energía en horas de sol que de la limitación del punto de conexión. En tanto que estos se reduzcan tanto como para no compensar las inversiones realizadas a pesar de que los equipos disminuyan sus costes de adquisición. Se genera con este trabajo una nueva cuestión y problemática que no se había considerado al comienzo del mismo pero cuya necesidad de estudiar se ha visto imperativa.

CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES

6.1. LECCIONES SOBRE LA METODOLOGÍA

En este trabajo se ha desarrollado una metodología de cálculo y determinación del dimensionamiento óptimo de una planta fotovoltaica conectada a un nudo con un límite de potencia de vertido. Tras la aplicación de la metodología a un caso real se ha comprobado su utilidad y su viabilidad. Los aspectos de esta metodología más importantes son:

- **DEFINICIÓN DE LOS CASOS DE ESTUDIO:** además de los casos de dimensionamiento que se han realizado en la aplicación real se pueden emplear mayor variedad de escenarios. De esta forma se puede encontrar el mejor escenario para el dimensionamiento de la planta de generación fotovoltaica con almacenamiento.

- **PARÁMETROS ECONÓMICOS:** en la metodología juegan un papel muy importante los precios de venta horario de la energía por lo que es esencial obtener esta información de una fuente fiables como es el OMIP en este caso. Será en base a estos precios y su variación anual en función de los que se establecerá el vertido por lo que su fiabilidad es esencial.

Además, como se ha observado en el análisis de sensibilidad los resultados varían considerablemente con la tasa de descuento empleada para el estudio y con la variación de los precios de venta de la electricidad, surgiendo la problemática futura de la dependencia de la rentabilidad de las plantas fotovoltaicas de los precios de la luz en horas sol.

- **INVERSIÓN EN EQUIPOS-BATERÍAS:** si bien los paneles fotovoltaicos son una tecnología asentada y relativamente económica en comparación con otros equipos de producción de energía, las baterías de almacenamiento no se encuentran en la misma posición. En la actualidad, y como se ha comentado en este trabajo, las ayudas públicas de financiación son esenciales para la rentabilidad de los proyectos de almacenamiento. Esto se debe a que en una instalación como la que aquí se considera suponen una importante parte de la inversión.

No obstante, se observa en el mercado una importante tendencia a la baja en los precios de esta tecnología con grandes fabricantes como CATL disminuyendo considerablemente los costes. Este hecho parece indicar que en un futuro próximo los precios permitirán que este tipo de instalaciones sean mucho más rentables.

- **UTILIDAD:** en el contexto actual energético el precio de la energía va a disminuir de forma bastante importante en los próximos años y el mercado eléctrico va a sufrir importantes cambios debido a la generación distribuida y a la electrificación de la economía. Es en este contexto donde proyectos como el presente sirven para rentabilizar y estudiar las posibilidades y la necesidad de optimizar las plantas de generación renovable que, además, teniendo almacenamiento tendrán la posibilidad de

participar también en el mercado de la electricidad como estabilizadores de tensión, frecuencia y ondas.

Por otro lado, cabe destacar la utilidad medioambiental de este tipo de instalaciones, permitiendo el uso de la energía proveniente de fuentes renovables a lo largo de todo el día. Con este tipo de instalaciones que incluyen almacenamiento se resuelve el problema de la intermitencia de este tipo de instalaciones y se amplía el horario de uso. Se trata, por tanto, de proyectos alineados con la Agenda 2030 que impulsan la transición energética allá donde se llevan a cabo.

6.2. CONCLUSIONES

Tras un exhaustivo análisis de las características de la red y la generación conectada se ha planteado una metodología efectiva para resolver una situación problemática como es la limitación de la red de media tensión en España. Esta metodología desarrollada permite optimizar la rentabilidad de las plantas fotovoltaicas bajo unas circunstancias donde el dimensionamiento se encuentra acotado por una red específica.

Con este proyecto se ha identificado y aportado una posible solución a uno de los principales problemas que dificulta la transición hacia las fuentes de energía renovables y la generación distribuida, los límites horarios del vertido a red. No obstante, se ha conseguido superar el obstáculo que estos límites suponen empleando la tecnología de almacenamiento de energía.

El objetivo del trabajo era desarrollar una metodología que permitiese obtener el dimensionamiento óptimo de una planta fotovoltaica hibridada con almacenamiento de energía para conectarla a nudos de la red de distribución con capacidad limitada. Los cálculos de la metodología han sido comprobados con el software Homer ampliamente extendido en el sector de la ingeniería energética, lo que ha permitido constatar la validez del método. Además, se ha conseguido rentabilizar la inversión en un contexto de precios de venta de energía con tendencia a la baja.

Se demuestra de esta forma que es posible estimar a través de los cálculos planteados en este proyecto el vertido de energía que realizaría una planta fotovoltaica con almacenamiento a la red. Todo ello sujeto a unas restricciones de potencia de vertido y considerando el precio horario de venta de la electricidad como factor determinante. Asimismo, se ha aplicado la metodología planteada a un caso práctico en la provincia de Castellón de forma que se prueba la utilidad del método en la realidad. En el ejemplo de aplicación se ha determinado un dimensionamiento que aumentaría los ingresos anuales en un 84% en precios de 2023 traduciéndose en un mejor aprovechamiento del punto de conexión, con un VAN cercano a los 200.000€. Adicionalmente, con este escenario se consiguen ahorrar hasta casi 4000 toneladas equivalentes de CO₂ durante su tiempo de explotación con respecto al mix energético español.

No obstante, el estudio ha demostrado la sensibilidad de la metodología al precio de las baterías, siendo este determinante para que los proyectos sean viables o no. Sin embargo, las instituciones públicas están promoviendo multitud de programas de ayudas en financiación a este tipo de proyectos, lo que reduciría de forma considerable las inversiones, razón por la que se considera que este tipo de proyectos son factibles a corto plazo. Además, se espera que en el mercado eléctrico entren en participación nuevos partícipes como estabilizadores de tensiones

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

y frecuencia, dentro de la generación distribuida, perfiles que este tipo de proyectos puede cubrir gracias a la implementación de baterías.

Aun resolviendo el problema de la capacidad de la red eléctrica de media tensión se ha observado a partir de este trabajo la sensibilidad que presenta la futura rentabilidad de los proyectos fotovoltaicos la reducción de los precios de la electricidad en las horas intermedias del día. La tendencia a la baja de estos precios debido a la alta penetración de las renovables, especialmente la fotovoltaica, que produce electricidad en las horas centrales del día de menor demanda, puede suponer que un futuro cercano estas instalaciones dejen de ser atractivas desde el punto de vista económico. Esta situación se podrá solventar con el uso del almacenamiento de energía y la hibridación con ella de las plantas futuras y existentes con esta tecnología que permita equilibrar la oferta y la demanda, así como los precios a lo largo del día.

Con todo ello se puede concluir que esta metodología es aplicable a cualquier planta fotovoltaica con almacenamiento de energía independientemente de su localización de forma que puede ser ampliamente usada. De esta forma se conseguirá producir y promover la generación de energía renovable en aplicaciones a gran escala de una forma económica y atractiva para los promotores. Se trata, además, de un proyecto desarrollado en un contexto social de preocupación por el medio ambiente y es acorde a los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030 suponiendo un paso más en el camino de la descarbonización.

BIBLIOGRAFÍA

- Aguilar, N. (2024). Megapack: la solución de Tesla para almacenar energía a gran escala. *DIARIOMOTOR*. Obtenido de <https://www.diarimotor.com/que-es/megapack/>
- AutoSolar*. (s.f.). Obtenido de <https://autosolar.es/inversores-de-red-trifasicos/inversor-red-10000w-trifasico-ingecon-sun-3play-100tl-pro>
- Autosolar*. (2024). Obtenido de <https://autosolar.es/estructuras-suelo>
- BOE. (24 de Junio de 2020). Real Decreto-ley 23/2020. Obtenido de <https://boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-6621>
- BOE. (2023). Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC.
- BOE. (2023). *Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e ITC*. Obtenido de https://www.boe.es/biblioteca_juridica/codigos/codigo.php?modo=2&id=326_Reglamento_electrotecnico_para_baja_tension_e_ITC
- BYJU'S*. (s.f.). Obtenido de <https://byjus.com/chemistry/lead-acid-battery/>
- CNMC. (2022). Obtenido de <https://www.cnmc.es/sites/default/files/4819669.pdf>
- e-distribución. (Octubre de 2023). *e-distribución*. Obtenido de https://www.edistribucion.com/es/red-electrica/Nodos_capacidad_acceso.html
- e-distribución. (2024). *e-distribución*. Obtenido de https://www.edistribucion.com/content/dam/edistribucion/historico-nnss-generacion/Guiaconexionesgeneracion_ESPV4.pdf
- EFFECTO SOLAR*. (2024). Obtenido de <https://efectosolar.es/tienda/baterias/litio/bateria-sungrow-25-6kwh-sbr-series-sbr256/#:~:text=Bater%C3%ADa%20Sungrow%2025.6kWh%20SBR%20Series%20SBR256%2011.790%2C00,%E2%82%AC%2012.155%2C38%20%E2%82%AC%20Ahorra%3A%20365%2C00%20%E2%82%AC%20Impuestos%20inc>
- ENERGY TECH. POWER SYSTEMS*. (s.f.). Obtenido de <https://energytec.es/placas-solares/479-panel-ja-jam72d40-565-gb.html>
- engineersonline.nl*. (21 de Enero de 2019). Obtenido de <https://www.engineersonline.nl/achtergrond/batterijtechnologie-ontwikkelt-zich-gestaag/>
- ercam*. (s.f.). Obtenido de <https://ercam.es/productos/estructura-fija-ef19-1p-72-vr-2f/>
- European Commission. (s.f.). *PVGIS*. Obtenido de https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

- Factura De La Luz.* (s.f.). Obtenido de <https://facturadelaluz.com/preguntas-frecuentes/distribuidoras-de-luz-en-espana-mapa-y-contacto/>
- Ferdous, S., Oninda, M., Islam, M., Rahman, M., & Maruf, M. (Abril de 2018). Energy Efficiency Constraints in Photovoltaic Power Generation Systems. *Journal of Research in Engineering and Applied Sciences*, 3, 41-47. doi:10.46565/jreas.2018.v03i02.001
- Google. (s.f.). *Google Earth*. Obtenido de <https://www.google.es/intl/es/earth/index.html>
- Google. (s.f.). *Google Maps*. Obtenido de <https://www.google.es/maps>
- HOMER. (2024). *homerenergy*. Obtenido de Pricing for HOMER Pro Hybrid Renewable Microgrid System Design Software (homerenergy.com)
- HUAWEI. (s.f.). *HUAWEI. SUN2000*. Obtenido de <https://support.huawei.com/enterprise/en/doc/EDOC1100284360/690e6fed/technical-specifications>
- IDAE. (2011). Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. Obtenido de <https://www.idae.es/publicaciones/instalaciones-de-energia-solar-fotovoltaica-pliego-de-condiciones-tecnicas-de>
- IDAE. (2021). Obtenido de https://sede.idae.gob.es/lang/extras/tramites-servicios/2021/MOVES_Proyectos_Singulares_II/Factores_de_conversion_ahorros_y_emisiones_de_CO2.pdf#:~:text=1%20tep%20equivale%20a%2011626%20kWh%20Las%20emisiones,de%20gases%20efecto%20invernadero%20%28fCO2%29%
- IDAE. (2023). *IDAE Gobierno de España*. Obtenido de <https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/proyectos-innovadores-de-almacenamiento-energetico-hibridado-con>
- i-DE. (Octubre de 2023). *i-DE Grupo Iberdrola. Mapa de Capacidad*. Obtenido de <https://www.i-de.es/conexion-red-electrica/produccion-energia/mapa-capacidad-acceso#:~:text=El%20Mapa%20de%20Capacidad%20muestra%20la%20capacidad%20m%C3%A1xima,del%20Grupo%20Iberdrola%2C%20para%20generaci%C3%B3n%20de%20energ%C3%ADa%20el%C3%A9ctrica>
- i-DE grupo iberdrola. (s.f.). *i-DE*. Recuperado el Octubre de 2023, de <https://www.i-de.es/conexion-red-electrica/produccion-energia/productores-acceso>
- IEA. (2023). Obtenido de <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023/trends-in-batteries>
- INGETEAM. (s.f.). *INGETEAM. INGECON*. Obtenido de https://www.ingeteam.com/Portals/0/Catalogo/Producto/Documento/PRD_4497_Archivo_ingecon-sun-330-350tl-m2.pdf
- Instituto Nacional de Estadística. (2022). *INE*. Obtenido de <https://www.ine.es/nomen2/index.do?accion=busquedaDesdeHome&nombrePoblacion=Atzeneta>
- International Energy Agency. (2022). *IEA*. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/renewables-2022/executive-summary>

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

- International Energy Agency. (2023). *IEA*. Obtenido de <https://www.iea.org/energy-system/electricity/grid-scale-storage>
- JASOLAR. (s.f.). *JASOLAR. DEEP BLUE 4.0*. Obtenido de <https://www.jasolar.com/uploadfile/2023/0816/20230816040321609.pdf>
- JINKO SOLAR. (s.f.). *JINKO SOLAR. Tiger Neo*. Obtenido de <https://jinkosolarcdn.shwebspace.com/uploads/JKM560-580N-72HL4-BDV-F4-EN.pdf>
- LFP. LIFEPO4 BATTERY*. (s.f.). Obtenido de <https://www.lifepo4-battery.com/Products/energy-storage-system/catl-outdoor-indoor-enerone-lifepo4-batt.html>
- M., M., M., A., & Ramli, S. N. (2020). ResearchGate. *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science*. Obtenido de https://www.researchgate.net/figure/The-performance-level-of-different-lithium-battery-types_fig2_340356459
- McFadyen, S. (11 de Julio de 2013). *myElectrical Engineering*. Obtenido de <https://myelectrical.com/notes/entryid/225/photovoltaic-pv-electrical-calculations>
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Resto demográfico. (s.f.). Obtenido de <https://energia.gob.es/electricidad/Paginas/sectorElectrico.aspx>
- National Renewable Energy Laboratory. (2023). Cost Projections for Utility-Scale. 20. Obtenido de <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/85332.pdf>
- OMIE. (s.f.). Obtenido de <https://www.omie.es/es/mercado-de-electricidad>
- OMIE. (2023). *OMIE. Publicaciones*. Obtenido de <https://www.omie.es/es/publicaciones>
- OMIP. (2024). Obtenido de <https://www.omip.pt/es/dados-mercado?date=2023-07-03&product=EL&zone=ES&instrument=FTB>
- Pellon, M. G. (2017). Comparative Life Cycle Assessment of commercial photovoltaic technologies based o current conditions. *Universidad Politécnica de Madrid*, 94.
- Real Decreto 1183/2020. (2020). En *Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica*. BOE-A-2020-17278. Obtenido de <https://www.boe.es/eli/es/rd/2020/12/29/1183>
- red eléctrica*. (s.f.). Obtenido de <https://www.ree.es/es/datos/aldia>
- Red Eléctrica. (2023). *REE*. Obtenido de <https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-CO2>
- red eléctrica. (s.f.). *red eléctrica*. Obtenido de <https://www.ree.es/es/datos/generacion/evolucion-renovable-no-renovable>
- redeia*. (s.f.). Obtenido de <https://www.redeia.com/es>
- RELION*. (s.f.). Obtenido de <https://www.relionbattery.com/resource-center/technology/lithium-vs-lead-acid>
- Rizwan Azhar, M., Waqas, U., & Arafat, Y. (25 de Marzo de 2024). China's CATL to cut its EV battery costs by up to 50% this year, heralding a price war. *energypost.eu*. Obtenido de <https://energypost.eu/chinas-catl-to-cut-its-ev-battery-costs-by-up-to-50-this-year-heralding-a-price-war/>

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

- Sadhukhan, J., & Christensen, M. (2021). An In-Depth Life Cycle Assessment (LCA) of Lithium-Ion Battery for Climate Impact Mitigation Strategies. *Energies*. doi:<https://doi.org/10.3390/en14175555>
- Solarti*. (s.f.). Obtenido de <https://solarti.es/placas-solares/inversores-conexion-red/>
- Sun Fields Europe*. (s.f.). Obtenido de <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/paneles-solares-rendimiento/>
- Sungrow. (s.f.). Obtenido de https://info-support.sungrowpower.com/application/pdf/2022/04/21/DS_20220421_SBR096_128_160_192_224_256_Datasheet_V13_EN.pdf
- Tesla*. (s.f.). Obtenido de <https://www.tesla.com/megapack/design>
- Tienda Solar*. (s.f.). Obtenido de <https://tienda-solar.es/es/brand/20-jinko>
- Tienda Solar*. (s.f.). Obtenido de <https://tienda-solar.es/es/buscar?s=JAM72D40>
- Tienda Solar*. (s.f.). Obtenido de <https://tienda-solar.es/es/inversores-solares/1423-inversor-solar-huawei-sun2000-330kti-h1>
- Trading economics. (2024). Obtenido de <https://es.tradingeconomics.com/spain/interest-rate>
- Trina Solar. (s.f.). *Trina Solar. Vertex*. Obtenido de https://static.trinasolar.com/sites/default/files/Datasheet_Vertex_DEG19RC.20_EN_2023_B.pdf
- Ukar, A. (6 de Julio de 2020). *pv magazine*. Obtenido de <https://www.pv-magazine.es/2020/07/06/cuantificacion-del-albedo-la-pieza-clave-en-el-rompecabezas-de-la-ganancia-bifacial/>
- Vega-Garita, V., Hanif, A., Narayan, N., Ramirez-Elizondo, L., & Bauer, P. (2019). Selecting a suitable battery technology for the photovoltaic battery integrated module. *Journal of Power Sources*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2019.227011>
- Wieland, J. (14 de Junio de 2021). The rise in Battery Energy Storage Systems (BESS). *Marsh*. Obtenido de <https://www.marsh.com/uk/industries/energy-and-power/insights/rise-in-battery-energy-storage-systems.html>
- Worldwide Inflation Data. (27 de Abril de 2024). Obtenido de <https://www.inflation.eu/es/tasas-de-inflacion/espana/inflacion-historica/ipc-inflacion-espana.aspx>
- ZIGOR. (s.f.). *zgr. STR 200/250*. Obtenido de <https://zigor.com/producto/str-200-250/>

PRESUPUESTO

LISTADO DE MEDICIONES

Código	Ud	Resumen	CanPress	PrPress	ImpPres (€)
01	ud	Estudio de dimensionamiento			15875,00
01.01	horas	INGENIERÍA En esta partida se incluye el trabajo de ingeniería y estudios de la planta.	760,00	20	15200,00
	meses	Software Homer (HOMER, 2024) En esta partida se incluye el precio de la licencia del software empleado.	125,00	5	625,00
01.02					
01.03	U	Office 365 En esta partida se incluye el precio de la licencia del software empleado.	50,00	1	50,00

ANEXOS

ANEXO I. CÁLCULOS DE VAN

IPC 2,6%					
ESCENARIO	BASE	1	2	3	4
INVERSIÓN	413480	654768	927132	1444987	1962842
reemplazo inversores	13728	20592	20592	27456	34320
reemplazo baterías	0	78267	156534	313068	469602
O&M	16539,20	16704,59	16871,64	17209,07	17553,25
FLUJO CAJA AÑO 0	100345,85	143430,46	190122,63	245306,10	293796,15
FLUJO DE CAJA AÑO 1	61237,01	94289,94	130122,34	172334,67	209380,42
FLUJO DE CAJA AÑO 2	42633,61	67527,65	94517,71	126283,09	154150,24
FLUJO DE CAJA AÑO 3	34344,78	55512,95	78464,86	105461,11	129138,74
FLUJO DE CAJA AÑO 4	31132,52	50758,73	72039,29	97063,52	119009,44
FLUJO DE CAJA AÑO 5	25101,26	41979,27	60281,24	81788,41	100644,95
FLUJO DE CAJA AÑO 6	20586,71	35371,75	51405,23	70234,49	86739,01
FLUJO DE CAJA AÑO 7	19016,98	32977,37	48116,87	65892,63	81472,45
FLUJO DE CAJA AÑO 8	17675,61	30913,21	45269,15	62121,81	76891,51
FLUJO DE CAJA AÑO 9	16376,29	28912,87	42508,85	58466,22	72450,22
FLUJO DE CAJA AÑO 10	15947,91	28161,05	41406,26	56951,90	70575,06
FLUJO DE CAJA AÑO 11	15543,77	27447,42	40356,98	55508,67	68786,61
FLUJO DE CAJA AÑO 12	15149,87	26751,87	39334,29	54102,02	67043,48
FLUJO DE CAJA AÑO 13	14765,96	26073,95	38337,52	52731,01	65344,52
FLUJO DE CAJA AÑO 14	14391,77	25413,21	37366,00	51394,75	63688,61
FLUJO DE CAJA AÑO 15	14027,07	24769,21	36419,10	50092,35	62074,67
FLUJO DE CAJA AÑO 16	13671,61	24141,53	35496,20	48822,95	60501,63
FLUJO DE CAJA AÑO 17	13325,15	23529,75	34596,69	47585,72	58968,45
FLUJO DE CAJA AÑO 18	12987,48	22933,48	33719,97	46379,85	57474,12
FLUJO DE CAJA AÑO 19	12658,36	22352,32	32865,47	45204,53	56017,66
FLUJO DE CAJA AÑO 20	12337,58	21785,89	32032,62	44059,00	54598,11
FLUJO DE CAJA AÑO 21	12024,94	21233,81	31220,88	42942,49	53214,54
FLUJO DE CAJA AÑO 22	11720,21	20695,72	30429,70	41854,28	51866,02
FLUJO DE CAJA AÑO 23	11423,21	20171,27	29658,58	40793,65	50551,68
FLUJO DE CAJA AÑO 24	11133,73	19660,11	28907,00	39759,89	49270,64
FLUJO DE CAJA AÑO 25	10851,59	19161,90	28174,46	38752,33	48022,07
FLUJO DE CAJA AÑO 26	10576,60	18676,31	27460,49	37770,30	46805,13
FLUJO DE CAJA AÑO 27	10308,57	18203,03	26764,61	36813,16	45619,04
FLUJO DE CAJA AÑO 28	10047,34	17741,75	26086,36	35880,27	44463,00
FLUJO DE CAJA AÑO 29	9792,73	17292,15	25425,31	34971,02	43336,26
FLUJO DE CAJA AÑO 30	9544,57	16853,95	24781,00	34084,82	42238,07
VAN	103.126,79	147.666,43	199.307,05	9.410,08	276.427,67

**Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para
conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso**

ESCENARIO	IPC 1,86%				
	BASE	1	2	3	4
INVERSIÓN	413480	654768	927132	1444987	1962842
reemplazo inversores	13728	20592	20592	27456	34320
reemplazo baterías	0	78267	156534	313068	469602
O&M	16539,20	16704,59	16871,64	17209,07	17553,25
FLUJO CAJA AÑO 0	100345,85	143430,46	190122,63	245306,10	293796,15
FLUJO DE CAJA AÑO 1	61681,89	94974,95	131067,67	173586,65	210901,54
FLUJO DE CAJA AÑO 2	43255,32	68512,38	95896,01	128124,62	156398,14
FLUJO DE CAJA AÑO 3	35098,76	56731,64	80187,43	107776,34	131973,77
FLUJO DE CAJA AÑO 4	32047,12	52249,90	74155,64	99915,03	122505,67
FLUJO DE CAJA AÑO 5	26026,39	43526,46	62502,96	84802,80	104354,32
FLUJO DE CAJA AÑO 6	21500,52	36941,86	53687,04	73352,11	90589,23
FLUJO DE CAJA AÑO 7	20005,40	34691,40	50617,80	69317,46	85707,06
FLUJO DE CAJA AÑO 8	18729,41	32756,21	47968,03	65825,41	81475,66
FLUJO DE CAJA AÑO 9	17478,68	30859,18	45370,39	62401,96	77327,31
FLUJO DE CAJA AÑO 10	17145,12	30275,11	44514,65	61227,30	75873,15
FLUJO DE CAJA AÑO 11	16832,05	29722,28	43701,79	60109,27	74487,68
FLUJO DE CAJA AÑO 12	16524,69	29179,54	42903,78	59011,65	73127,51
FLUJO DE CAJA AÑO 13	16222,94	28646,71	42120,35	57934,08	71792,18
FLUJO DE CAJA AÑO 14	15926,70	28123,61	41351,21	56876,18	70481,23
FLUJO DE CAJA AÑO 15	15635,88	27610,07	40596,13	55837,60	69194,21
FLUJO DE CAJA AÑO 16	15350,36	27105,90	39854,83	54817,99	67930,70
FLUJO DE CAJA AÑO 17	15070,06	26610,93	39127,06	53816,99	66690,26
FLUJO DE CAJA AÑO 18	14794,87	26125,01	38412,59	52834,27	65472,48
FLUJO DE CAJA AÑO 19	14524,71	25647,96	37711,16	51869,50	64276,92
FLUJO DE CAJA AÑO 20	14259,49	25179,61	37022,54	50922,34	63103,20
FLUJO DE CAJA AÑO 21	13999,10	24719,83	36346,50	49992,48	61950,92
FLUJO DE CAJA AÑO 22	13743,47	24268,43	35682,80	49079,60	60819,67
FLUJO DE CAJA AÑO 23	13492,51	23825,28	35031,22	48183,39	59709,08
FLUJO DE CAJA AÑO 24	13246,14	23390,22	34391,53	47303,55	58618,77
FLUJO DE CAJA AÑO 25	13004,26	22963,11	33763,53	46439,77	57548,37
FLUJO DE CAJA AÑO 26	12766,79	22543,80	33147,00	45591,76	56497,52
FLUJO DE CAJA AÑO 27	12533,67	22132,14	32541,72	44759,24	55465,86
FLUJO DE CAJA AÑO 28	12304,80	21728,00	31947,50	43941,92	54453,03
FLUJO DE CAJA AÑO 29	12080,11	21331,24	31364,13	43139,52	53458,70
FLUJO DE CAJA AÑO 30	11859,52	20941,72	30791,41	42351,78	52482,52
VAN	149.932,74	229.687,47	319.518,38	155.631,54	72.097,33

ANEXO II. CÁLCULO DE VERTIDO- EXTRACTO DÍA 1

ESCENARIO 1

horas	indicador días	prioridad horas	PRODUCCIÓN (W)	Almacenado (Wh)	almacenamiento optimizado adicional	almacenamiento real	vertido directo	reparto almacenamiento	vertido CON LÍMITES	RESTOS
1	1	8	0	0	0	0	0	0	0	0
2	1	13	0	0	0	0	0	0	0	0
3	1	12	0	0	0	0	0	0	0	0
4	1	14	0	0	0	0	0	0	0	0
5	1	15	0	0	0	0	0	0	0	0
6	1	11	0	0	0	0	0	0	0	0
7	1	9	0	0	0	0	0	0	0	0
8	1	5	0	0	0	0	0	0	0	0
9	1	6	89997,86756	0	0	0	89997,8676	0	89997,8676	0
10	1	10	314557,7368	0	0	0	314557,737	0	314557,737	0
11	1	17	474098,8568	0	0	0	474098,857	0	474098,857	0
12	1	18	595333,2449	95333,2449	0	95333,2449	500000	0	500000	0
13	1	20	650780,7306	150780,731	0	150780,731	500000	0	500000	0
14	1	21	632293,5173	132293,517	0	132293,517	500000	0	500000	0
15	1	22	576481,4308	76481,4308	198470,36	274951,791	301529,64	0	301529,64	0
16	1	24	442151,031	0	442151,031	442151,031	0	0	0	0
17	1	23	22589,68538	0	22589,6854	22589,6854	0	0	0	0
18	1	19	0	0	0	0	0	0	0	0
19	1	16	0	0	0	0	0	0	0	0
20	1	7	0	0	0	0	0	0	0	0
21	1	1	0	0	0	0	0	1118100	500000	618100
22	1	2	0	0	0	0	0	618100	500000	118100
23	1	3	0	0	0	0	0	118100	108515,004	0
24	1	4	0	0	0	0	0	0	0	0

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

ESCENARIO 2

horas	indicador días	prioridad horas	PRODUCCIÓN (W)	Almacenado (Wh)	almacenamiento optimizado adicional	almacenamiento real	vertido directo	reparto almacenamiento	vertido CON LÍMITES	RESTOS
1	1	8	0	0	0	0	0	0	0	0
2	1	13	0	0	0	0	0	0	0	0
3	1	12	0	0	0	0	0	0	0	0
4	1	14	0	0	0	0	0	0	0	0
5	1	15	0	0	0	0	0	0	0	0
6	1	11	0	0	0	0	0	0	0	0
7	1	9	0	0	0	0	0	0	0	0
8	1	5	0	0	0	0	0	236200	217030,008	0
9	1	6	112468,5259	0	0	0	112468,526	0	112468,526	0
10	1	10	393096,4803	0	0	0	393096,48	0	393096,48	0
11	1	17	592471,8108	92471,8108	0	92471,8108	500000	0	500000	0
12	1	18	743975,9886	243975,989	0	243975,989	500000	0	500000	0
13	1	20	813267,5967	313267,597	0	313267,597	500000	0	500000	0
14	1	21	790164,498	290164,498	0	290164,498	500000	0	500000	0
15	1	22	720417,2553	220417,255	495125,72	715542,975	4874,28027	0	4874,28027	215542,975
16	1	24	552547,2551	52547,2551	500000	552547,255	0	0	0	52547,2551
17	1	23	28229,87571	0	28229,8757	28229,8757	0	0	0	0
18	1	19	0	0	0	0	0	0	0	0
19	1	16	0	0	0	0	0	0	0	0
20	1	7	0	0	0	0	0	0	0	0
21	1	1	0	0	0	0	0	2236200	500000	1736200
22	1	2	0	0	0	0	0	1736200	500000	1236200
23	1	3	0	0	0	0	0	1236200	500000	736200
24	1	4	0	0	0	0	0	736200	500000	236200

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

ESCENARIO 3

horas	indicador días	prioridad horas	PRODUCCIÓN (W)	Almacenado (Wh)	almacenamiento optimizado adicional	almacenamiento real	vertido directo	reparto almacenamiento	vertido CON LÍMITES	RESTOS
1	1	8	0	0	0	0	0	972400	500000	472400
2	1	13	0	0	0	0	0	0	0	0
3	1	12	0	0	0	0	0	0	0	0
4	1	14	0	0	0	0	0	0	0	0
5	1	15	0	0	0	0	0	0	0	0
6	1	11	0	0	0	0	0	0	0	0
7	1	9	0	0	0	0	0	472400	434060,016	0
8	1	5	0	0	0	0	0	2472400	500000	1972400
9	1	6	149977,2402	0	0	0	149977,2402	1972400	500000	1472400
10	1	10	524195,7675	24195,76752	0	24195,76752	500000	0	500000	0
11	1	17	790063,5879	290063,5879	0	290063,5879	500000	0	500000	0
12	1	18	992095,0298	492095,0298	0	492095,0298	500000	0	500000	0
13	1	20	1084495,673	584495,6733	292714,2983	877209,9716	207285,7017	0	207285,7017	377209,9716
14	1	21	1053687,596	553687,5964	500000	1053687,596	0	0	0	553687,5964
15	1	22	960679,3625	460679,3625	500000	960679,3625	0	0	0	460679,3625
16	1	24	736824,0293	236824,0293	500000	736824,0293	0	0	0	236824,0293
17	1	23	37644,65495	0	37644,65495	37644,65495	0	0	0	0
18	1	19	0	0	0	0	0	0	0	0
19	1	16	0	0	0	0	0	0	0	0
20	1	7	0	0	0	0	0	1472400	500000	972400
21	1	1	0	0	0	0	0	4472400	500000	3972400
22	1	2	0	0	0	0	0	3972400	500000	3472400
23	1	3	0	0	0	0	0	3472400	500000	2972400
24	1	4	0	0	0	0	0	2972400	500000	2472400

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

ESCENARIO 4

horas	indicador días	prioridad horas	PRODUCCIÓN (W)	Almacenado (Wh)	almacenamiento optimizado adicional	almacenamiento real	vertido directo	reparto almacenamiento	vertido CON LÍMITES	RESTOS
1	1	8	0	0	0	0	0	3208600	500000	2708600
2	1	13	0	0	0	0	0	708600	500000	208600
3	1	12	0	0	0	0	0	1208600	500000	708600
4	1	14	0	0	0	0	0	208600	191670,024	0
5	1	15	0	0	0	0	0	0	0	0
6	1	11	0	0	0	0	0	1708600	500000	1208600
7	1	9	0	0	0	0	0	2708600	500000	2208600
8	1	5	0	0	0	0	0	4708600	500000	4208600
9	1	6	187485,9546	0	0	0	187485,9546	4208600	500000	3708600
10	1	10	655295,0547	155295,0547	0	155295,0547	500000	2208600	500000	1863895,055
11	1	17	987655,3649	487655,3649	0	487655,3649	500000	0	500000	0
12	1	18	1240214,071	740214,0711	483399,3571	1223613,428	16600,64286	0	16600,64286	723613,4282
13	1	20	1355723,75	855723,7499	500000	1355723,75	0	0	0	855723,7499
14	1	21	1317210,695	817210,6949	500000	1317210,695	0	0	0	817210,6949
15	1	22	1200941,47	700941,4697	500000	1200941,47	0	0	0	700941,4697
16	1	24	921100,8034	421100,8034	500000	921100,8034	0	0	0	421100,8034
17	1	23	47059,4342	0	47059,4342	47059,4342	0	0	0	0
18	1	19	0	0	0	0	0	0	0	0
19	1	16	0	0	0	0	0	0	0	0
20	1	7	0	0	0	0	0	3708600	500000	3208600
21	1	1	0	0	0	0	0	6708600	500000	6208600
22	1	2	0	0	0	0	0	6208600	500000	5708600
23	1	3	0	0	0	0	0	5708600	500000	5208600
24	1	4	0	0	0	0	0	5208600	500000	4708600

ANEXO III. INTRODUCCIÓN DE DATOS EN HOMER

 Enter at least one size and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the PV (photovoltaic) system, including modules, mounting hardware, and installation. As it searches for the optimal system, HOMER considers each PV array capacity in the Sizes to Consider table.

Note that by default, HOMER sets the slope value equal to the latitude from the Solar Resource Inputs window.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Costs

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
755.160	390600	0	16539
905.960	463914	0	16705
1132.160	579744	0	16872
{.}	{.}	{.}	{.}

Sizes to consider

Size (kW)
755.160
905.960
1132.160
1509.700
1887.320

Properties

Output current AC DC

Lifetime (years) {.}

Derating factor (%) {.}

Slope (degrees) {.}

Azimuth (degrees W of S) {.}

Ground reflectance (%) {.}

Advanced

Tracking system

Consider effect of temperature

Temperature coeff. of power (%/°C) {.}

Nominal operating cell temp. (°C) {.}

Efficiency at std. test conditions (%) {.}

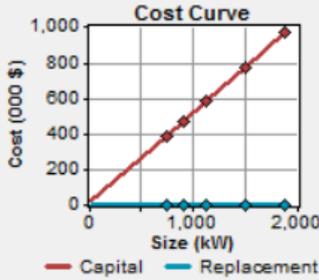


Ilustración 71. Introducción de los datos de los paneles fotovoltaicos en Homer

 A converter is required for systems in which DC components serve an AC load or vice-versa. A converter can be an inverter (DC to AC), rectifier (AC to DC), or both.

Enter at least one size and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the converter, such as hardware and labor. As it searches for the optimal system, HOMER considers each converter capacity in the Sizes to Consider table. Note that all references to converter size or capacity refer to inverter capacity.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Costs

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
660.000	22880	13728	0
990.000	34320	20592	0
1320.000	45760	27456	0
{.}	{.}	{.}	{.}

Sizes to consider

Size (kW)
660.000
990.000
1320.000
1650.000

Inverter inputs

Lifetime (years) {.}

Efficiency (%) {.}

Inverter can operate simultaneously with an AC generator

Rectifier inputs

Capacity relative to inverter (%) {.}

Efficiency (%) {.}

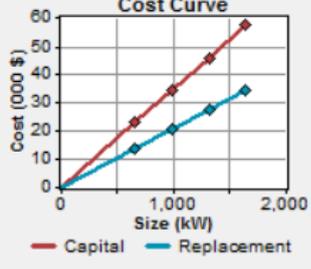


Ilustración 72. Introducción de los datos de los inversores en Homer.

Metodología para el dimensionamiento de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento para conexión a puntos de red con capacidad limitada - Estudio de Caso

Choose a battery type and enter at least one quantity and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the battery bank, such as mounting hardware, installation, and labor. As it searches for the optimal system, HOMER considers each quantity in the Sizes to Consider table.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Battery type: Copy of Copy of Copy of Cop... Details... New... Delete

Battery properties

Manufacturer: Hoppecke
 Website: www.hoppecke.com

Nominal voltage: 1,500 V
 Nominal capacity: 249 Ah (373 kWh)
 Lifetime throughput: 302,113 kWh

Costs

Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
3	156534	78267	0.00
6	313068	156534	0.00
12	626136	313068	0.00
(.)	(.)	(.)	(.)

Sizes to consider

Batteries
0
3
6
12
18

Advanced

Batteries per string: 1 (1,500 V bus)
 Minimum battery life (yr): 10 (.)

Cost Curve

Quantity	Capital Cost (000 \$)	Replacement Cost (000 \$)
0	0	0
3	156.534	78.267
6	313.068	156.534
12	626.136	313.068
18	939.204	474.602

Ilustración 73. Introducción de los datos de las baterías Escenarios 1,2,3 y 4.

CATL EnerOne 372.7KWh Liquid Cooling battery energy storage cabinet lifepo4 battery ESS container

Basic Parameters	
Configuration	1P416S
Cell capacity [Ah]	280
Rated voltage [V]	1331.2
Rated energy [kWh]	372.7
IP Rating	IP66
Product weight [kg]	3500
Dimensions [L*W*H][mm]	1300*1300*2280



EnerOne
Indoor Liquid Cooling Battery System



- LFP batteries with high thermal stability
- Protection level of IP66 to meet the requirements of outdoor applications
- Resistance up to C5 corrosion level, with 20-year reliability
- Separate fire protection system



- Available for integration with CATL's advanced technologies (e.g. optional cell with super-long cycling up to 12,000 cycles)
- Integrated frequency conversion liquid-cooling system, with cell temperature difference limited to 3°C, and a 33% increase of life expectancy



- Modular design, compatible with 600 - 1,500V system
- Modular design with a high energy density, saving the floor space by 50%
- Transportation after assembly, reducing on-site installation costs and commissioning time



EnerC
Containerized Liquid Cooling Battery System



- LFP batteries with high thermal stability
- Protection level of IP55 to meet the requirements of outdoor applications
- Resistance up to C5 corrosion level, with 20-year reliability
- Prevention-oriented fire protection strategy, with a separate fire protection system



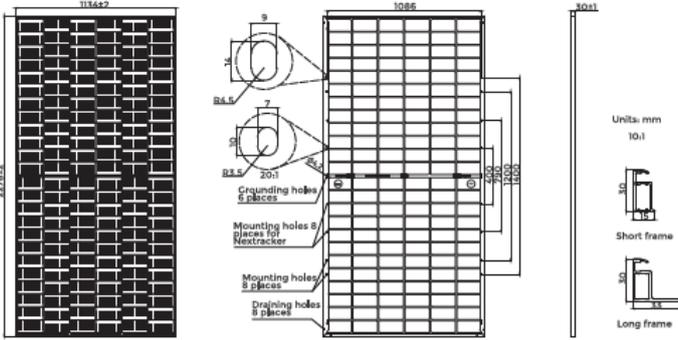
- Available for integration with CATL's advanced technologies (e.g. optional cell with super-long cycling up to 12,000 cycles)
- Integrated high-efficiency liquid-cooling system, with the temperature difference in the container limited to 5°C



- Modular design for the 1,500V system
- Separate arrangement of electrical room and battery room for convenient maintenance
- Non-walk-in/modular design with high integration, saving the floor space by 35%
- Prefabricated installation, reducing on-site installation costs and commissioning time



580W 555-580 GB Series JAM72D40



Remark: customized frame color and cable length available upon request

Cell	Mono-16BB
Weight	31.8kg
Dimensions	2278±2mm×1134±2mm×30±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC), 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10-35I/ MC4-EVO2A
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); 800mm(+)/800mm(-)(Leapfrog) Landscape: 1300mm(+)/1300mm(-)
Front Glass/Back Glass	2.0mm/2.0mm
Packaging Configuration	36pcs/Pallet, 720pcs/40HQ Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72D40 -555/GB	JAM72D40 -560/GB	JAM72D40 -565/GB	JAM72D40 -570/GB	JAM72D40 -575/GB	JAM72D40 -580/GB
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	555	560	565	570	575	580
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	50.85	51.08	51.30	51.52	51.73	51.95
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	43.00	43.21	43.42	43.62	43.82	44.02
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.59	13.64	13.69	13.74	13.79	13.84
Maximum Power Current(Imp) [A]	12.91	12.96	13.01	13.07	13.12	13.17
Module Efficiency [%]	21.5	21.7	21.9	22.1	22.3	22.5
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.046%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.260%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.300%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH 10% SOLAR IRRADIATION RATIO

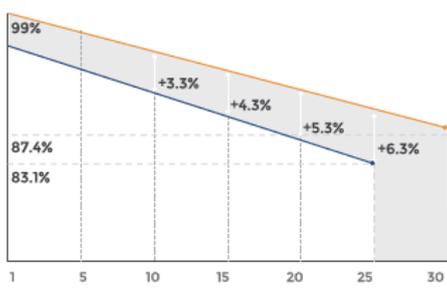
TYPE	JAM72D40 -555/GB	JAM72D40 -560/GB	JAM72D40 -565/GB	JAM72D40 -570/GB	JAM72D40 -575/GB	JAM72D40 -580/GB
Rated Max Power(Pmax) [W]	599	605	610	616	621	626
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	50.58	51.08	51.30	51.52	51.73	51.95
Max Power Voltage(Vmp) [V]	43.00	43.21	43.42	43.62	43.82	44.02
Short Circuit Current(Isc) [A]	14.68	14.73	14.79	14.84	14.89	14.95
Max Power Current(Imp) [A]	13.94	14.00	14.05	14.11	14.17	14.23
Irradiation Ratio (rear/front)	10%					

*For NextTracker installations, maximum static load please take compatibility approve letter between JA Solar and NextTracker for reference.
**Bifaciality=Pmax, rear/Rated Pmax, front

CHARACTERISTICS

Superior Warranty

1% 1st-year Degradation
0.4% Annual Degradation Over 30 years

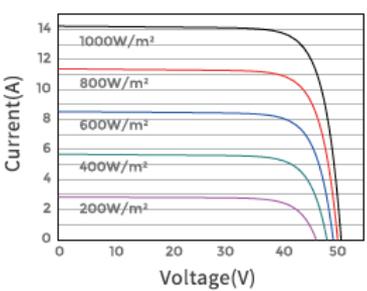


- n-type Bifacial Double Glass Module Linear Performance Warranty
- Standard Module Linear Performance Warranty

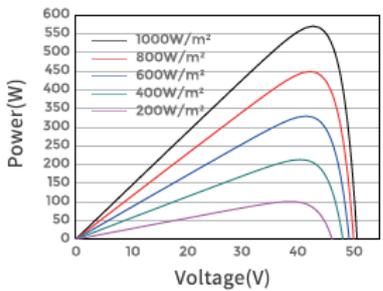
OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1500V DC
Operating Temperature	-40°C ~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	30A
Maximum Static Load, Front*	5400Pa (112 lb/ft ²)
Maximum Static Load, Back*	2400Pa (50 lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Bifaciality**	80%±10%
Fire Performance	UL Type 29

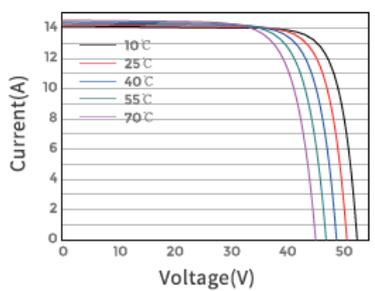
Current-Voltage Curve JAM72D40-570/GB



Power-Voltage Curve JAM72D40-570/GB



Current-Voltage Curve JAM72D40-570/GB



SUN2000-(250KTL, 280KTL, 300KTL, 330KTL) Series User Manual

This document describes the SUN2000-250KTL-H1, SUN2000-250KTL-H3, SUN2000-280KTL-H0, SUN2000-300KTL-H0, SUN2000-330KTL-H1, and SUN2000-330KTL-H2 in terms of their installation, electrical connections, commissioning, maintenance, and troubleshooting.

10 Technical Specifications

Efficiency

Item	SUN2000-250KTL-H3	SUN2000-280KTL-H0	SUN2000-300KTL-H0	SUN2000-330KTL-H1	SUN2000-330KTL-H2	SUN2000-250KTL-H1
Maximum efficiency	99.01%	99.01%	99.01%	99.01%	99.01%	99.01%
Chinese efficiency	98.52%	98.52%	98.52%	-	-	-
European efficiency	-	-	-	98.8%	98.8%	98.8%

Input

Item	SUN2000-250KTL-H3	SUN2000-280KTL-H0	SUN2000-300KTL-H0	SUN2000-330KTL-H1	SUN2000-330KTL-H2	SUN2000-250KTL-H1
Maximum input voltage	1500 V					
Maximum input current (per MPPT)	65 A					
Maximum short-circuit current (per MPPT)	115 A					
Minimum operating voltage/startup voltage	500 V/550 V					
MPP voltage range	500–1500 V					
Rated input voltage	1080 V					
Number of inputs	28					
Number of MPPTs	6					

Output

Item	SUN2000-250KTL-H3	SUN2000-280KTL-H0	SUN2000-300KTL-H0	SUN2000-330KTL-H1	SUN2000-330KTL-H2	SUN2000-250KTL-H1
Rated output power	250 kW	280 kW	300 kW	300 kW	275 kW	250 kW
Maximum apparent power	275 kVA	308 kVA	330 kVA	330 kVA	330 kVA	275 kVA
Maximum active power (cosφ = 1)	275 kW	308 kW	330 kW	330 kW	330 kW	275 kW
Rated output voltage	800 V AC, 3W+PE					
Rated output current	180.5 A	202.1 A	216.6 A	216.6 A	198.5 A	180.5 A
Adapted power grid frequency	50 Hz			50 Hz/60 Hz		
Maximum output current	198.5 A	222.3 A	238.2 A	238.2 A	238.2 A	198.5 A
Power factor	0.8 leading and 0.8 lagging					
Maximum total harmonic distortion (rated power)	< 1%					

General Specifications

Item	SUN2000-250KTL-H3	SUN2000-280KTL-H0	SUN2000-300KTL-H0	SUN2000-330KTL-H1	SUN2000-330KTL-H2	SUN2000-250KTL-H1
Dimensions (W x H x D)	1048 mm x 732 mm x 395 mm					
Net weight	112 kg					
Operating temperature	-30°C to +60°C			-25°C to +60°C		
Cooling mode	Smart air cooling					
Maximum operating altitude	5000 m (derated when the altitude is greater than 4000 m)					
Relative humidity	0%–100% RH					
Input terminal	CT75A-1T-34/CT75A-1T-35 (AVIC JONHON)			HH4SFD4TMS/HH4SMD4TMS		
Output terminal	Waterproof terminal+OT/DT terminal					
IP rating	IP66					
Self-consumption at night (sleep mode)	4.8 W					