



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Diseño de una metodología para optimizar un sistema  
fotovoltaico de 1 MW con almacenamiento conectado a la  
red

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

AUTOR/A: Comarzán Varvaroi, Teodora

Tutor/a: Tinaut Fluixá, Francisco Vicente

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Diseño de una metodología para optimizar un sistema  
fotovoltaico de 1 MW con almacenamiento conectado a la  
red

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

AUTOR/A: Comarzán Varvaroi, Teodora

Tutor/a: Tinaut Fluixá, Francisco Vicente

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023

## AGRADECIMIENTOS

“En primer lugar, a mis compañeros del grado, pues sin su apoyo durante todos estos años de carrera, no habría llegado hasta aquí.

A mi tutor Francisco V. Tínavut del Departamento de Máquinas y Motores Térmicos, por su tiempo e interés, guiándome durante todo el desarrollo de este Trabajo Final de Grado, así como al resto de profesorado de la UPV por la ayuda prestada.

A José María, a Eduardo y al resto de mis compañeros del departamento de ingeniería de la empresa en la cual curso mis prácticas, por su colaboración y por los recursos facilitados.”

## CONTENIDO.

<b>INDICE DE FIGURAS .....</b>	<b>IV</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS. ....</b>	<b>VII</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
1.1 ANTECEDENTES Y MOTIVACIÓN PERSONAL .....	1
1.2 OBJETIVOS DEL TRABAJO. ....	1
1.3 ALCANCE DEL TRABAJO. ....	3
1.4 RELACIÓN DEL TFG CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE.....	4
<b>2. GENERACIÓN DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA Y SITUACIÓN ACTUAL. ....</b>	<b>6</b>
2.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	6
2.2 SITUACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR EN EL MERCADO ELÉCTRICO. ....	6
<b>3. DESCRIPCIÓN DE UNA INSTALACIÓN TIPO DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA CON ACUMULACIÓN EN BATERÍAS.....</b>	<b>8</b>
3.1 CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN TIPO ESTUDIADA. ....	8
3.2 PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS. ....	8
3.3 INVERSORES. ....	9
3.4 ALMACENAMIENTO. ....	9
3.5 OTROS ELEMENTOS.....	9
<b>4. SIMULACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CON ALMACENAMIENTO EN BATERÍAS POR MEDIO DE SYSTEM ADVISOR MODEL (SAM). ....</b>	<b>10</b>
4.1 DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA.....	10
4.2 DESCRIPCIÓN DE LOS PARÁMETROS DE ENTRADA DEL MODELO DE PARTIDA. ....	14
4.3 PRECIO DE VENTA DE LA ELECTRICIDAD A LO LARGO DEL DÍA. ....	22
4.3.1 <i>Escenario con Precio Uniforme a lo largo del día.....</i>	<i>22</i>
4.3.2 <i>Escenario Curva de Pato. ....</i>	<i>24</i>
4.3.3 <i>Escenario Curva de Pato Suavizada. ....</i>	<i>25</i>
4.3.4 <i>Escenario con Curva de Precios Reales. ....</i>	<i>27</i>
<b>5. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....</b>	<b>33</b>
5.1 ANÁLISIS DEL FUNCIONAMIENTO HORARIO DEL SISTEMA A LO LARGO DE UN DÍA. ....	33
5.1.1 <i>Variación horaria de la irradiancia, la potencia inyectada a red y el precio de venta durante dos días característicos.....</i>	<i>33</i>
5.1.2 <i>Variación horaria del estado de carga de la de la batería durante dos días característicos.</i>	<i>35</i>
5.1.3 <i>Evolución de la vida útil de la batería. ....</i>	<i>37</i>
5.1.4 <i>Ingresos anuales. ....</i>	<i>38</i>
5.2 TAMAÑO DEL ALMACENAMIENTO ÓPTIMO PARA LOS DISTINTOS ESCENARIOS DE PRECIOS DE VENTA. ....	39
5.2.1 <i>Caso base con Escenario Precio Uniforme. ....</i>	<i>40</i>
5.2.2 <i>Caso base con Escenario Curva de Pato.....</i>	<i>41</i>
5.2.3 <i>Caso base con Escenario Curva de Pato Suavizada.....</i>	<i>43</i>
5.2.4 <i>Caso base con Escenario Curva de Precios Reales. ....</i>	<i>44</i>
5.3 ESTUDIOS PARAMÉTRICOS DE LA RENTABILIDAD DEL SISTEMA EN EL ESCENARIO CURVA DE PATO. ....	46
5.3.1 <i>Variación del TIR y VAN en función del precio de venta de la electricidad. ....</i>	<i>46</i>
5.3.2 <i>Variación del TIR y el VAN en función del coste de los módulos fotovoltaicos. ....</i>	<i>47</i>
5.3.3 <i>Variación del TIR y el VAN en función del coste del inversor.....</i>	<i>49</i>
5.3.4 <i>Variación del TIR y el VAN en función del coste de la batería. ....</i>	<i>50</i>



---

<b>6. CONCLUSIONES.</b> .....	<b>52</b>
6.1 CONCLUSIONES.....	52
6.2 SUGERENCIAS PARA DESARROLLOS FUTUROS. ....	53
<b>5 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.</b> .....	<b>54</b>
<b>PRESUPUESTO.</b> .....	<b>55</b>
<b>ANEXOS</b> .....	<b>58</b>
ANEXO I: TABLAS Y GRÁFICOS ADICIONALES DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS. ....	58
<i>Número de ciclos totales y capacidad efectiva en kWh de una batería de Ion-Litio LFP en función de la profundidad de descarga, en porcentaje respecto de la capacidad total que admite la batería...</i>	<i>58</i>
<i>Hojas de cálculo con los valores numéricos de los análisis paramétricos.</i> .....	<i>60</i>
ANEXO II: SYSTEM ADVISOR MODEL. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA Y MANUAL DE USO. ....	62

## INDICE DE FIGURAS.

Figura 1: ODS 7.....	4
Figura 2: ODS 9.....	5
Figura 3:ODS 11.....	5
Figura 4: ODS 12.....	5
Figura 5: ODS 13.....	5
Figura 6. Potencia fotovoltaica instalada anualmente durante el periodo 2010-2022. (STATISTA, 2022).....	7
Figura 7. Descripción gráfica del sistema a simular. ....	8
Figura 8. Pantalla inicial de SAM para una instalación FV con almacenamiento, .....	11
Figura 9. Pantalla de SAM para las pérdidas.....	13
Figura 10. Configuración del SAM. Ventana de importación de datos meteorológicos. .....	15
Figura 11. Configuración del SAM. Ventana de elección del módulo y sus características de funcionamiento. ....	15
Figura 12. Configuración del SAM. Ventana de elección del inversor y sus características de funcionamiento. ....	16
Figura 13. Configuración del SAM. Especificación de la potencia de diseño del sistema. .....	17
Figura 14. Configuración del SAM. Especificación de conexión serie y paralelo de los módulos fotovoltaicos. ....	17
Figura 15. Configuración del SAM. Elección de la estructura y su orientación. ....	17
Figura 16. Configuración del SAM. Características de la batería de almacenamiento. .....	18
Figura 17. Configuración del SAM. Resultados de la configuración de la batería de almacenamiento.....	18
Figura 18. Configuración del SAM. Elección de las condiciones de reposición de la batería de almacenamiento. ....	19
Figura 19. Configuración del SAM. Configuración de los valores de SOC de la batería de almacenamiento.....	19
Figura 20. Configuración del SAM. Disminución de la capacidad efectiva de almacenamiento de una batería de Ion-Litio LFP en función del número de ciclos y de la profundidad de descarga.....	19
Figura 21. Configuración del SAM. Disminución de la capacidad efectiva de almacenamiento de una batería de Ion-Litio-Fosfato en función de los días de uso, temperatura y SOC. ....	20
Figura 22. Configuración del SAM. Introducción de costes directos.....	21
Figura 23. Configuración del SAM. Introducción de costes indirectos.....	21
Figura 24. Configuración del SAM. Costes Totales .....	22
Figura 25. Configuración del SAM. Ventana de especificación de préstamos. ....	22
Figura 26. Perfil para un escenario uniforme durante 24 horas. Factor TOD=1. ....	23
Figura 27. Configuración del SAM. Tabla TOD para el caso base con precio de venta uniforme.....	24

Figura 28. Perfil para un escenario de Curva de Pato durante 24 horas. Factores TOD=1, TOD=0,3 y TOD=1,9. ....	24
Figura 29. Configuración del SAM. Tabla TOD para el caso base con precio de venta que sigue una Curva de pato suavizada, .....	25
Figura 30. Perfil para un escenario de Curva de Pato Suavizada durante 24 horas. Factores TOD=1, TOD=0,7 y TOD=1,3.....	26
Figura 31. Configuración del SAM. Tabla TOD para el caso base con precio de venta que sigue una Curva de pato menos exagerada. ....	26
Figura 32. Precio horario del mercado diario para el jueves, 30 de marzo de 2023. (OMIE, 2023).....	27
Figura 33. Precio horario del mercado diario para el jueves, 13 de abril de 2023. (OMIE, 2023).....	28
Figura 34. Precio horario del mercado diario para el lunes, 15 de mayo de 2023. (OMIE, 2023).....	28
Figura 35. Variación de precios para cada día tipo laborable de cada estación del año para los factores: TOD=1.36, TOD=1 y TOD=0.56 .....	30
Figura 36. Variación de precios para cada día tipo no laborable de cada estación del año para los factores: TOD=1.04, TOD=0.7 y TOD=0.21 .....	31
Figura 37. Configuración del SAM. Tabla TOD para el caso base con precio de venta que sigue una adaptación de los precios reales del (OMIE, 2023). ....	32
Figura 38. 27 de enero. Potencia inyectada a la red (kW) durante las 24 horas del día. ....	34
Figura 39. 27 de enero. Potencia inyectada a la red (kW) durante las 24 horas del día y radiación solar en W/m <sup>2</sup> . ....	34
Figura 40. 31 de enero. Potencia inyectada a la red (kW) durante las 24 horas del día. ....	35
Figura 41. 31 de enero. Potencia inyectada a la red (kW) durante las 24 horas del día y radiación solar en W/m <sup>2</sup> . ....	35
Figura 42. 31 de enero. Variación del estado de carga (SOC) (%) de la batería, potencia (kW) que se inyecta en esta y potencia (kW) que la misma descarga a la red. ....	36
Figura 43. 27 de enero. Variación del estado de carga (SOC) (%) de la batería, potencia (kW) que se inyecta en esta y potencia (kW) que la misma descarga a la red. ....	37
Figura 44: Número de ciclos de la batería y disminución de su capacidad de almacenamiento de energía con el aumento de las horas de vida. ....	37
Figura 45. Ingresos por venta de la electricidad durante el año 1, para los distintos periodos del año determinados por los factores TOD. ....	38
Figura 46. Escenario Uniforme. Variación del TIR (%) con la capacidad de la batería (kWh). ....	40
Figura 47. Escenario Uniforme. Variación del VAN (€) con la capacidad de la batería (kWh). ....	40
Figura 48. Escenario Curva de Pato. Variación del TIR (%) con la capacidad de la batería (kWh). ....	41
Figura 49. Escenario Curva de Pato. Variación del VAN (€) con la capacidad de la batería (kWh). ....	41

Diseño de una metodología para optimizar un sistema fotovoltaico de 1 MW con almacenamiento conectado a la red.

---

Figura 50. Escenario Curva de Pato. Variación del TIR (%) con la potencia de la batería (kW). .....	42
Figura 51. Escenario Curva de pato. Variación del VAN (€) con la potencia de la batería (kW). .....	42
Figura 52. Escenario Curva de Pato Suavizada. Variación del TIR (%) con la capacidad de la batería (kWh). .....	43
Figura 53. Escenario Curva de Pato Suavizada. Variación del VAN (€) con la capacidad de la batería (kWh). .....	43
Figura 54. Escenario Curva real. Variación de la Tasa Interna de Retorno (%) con la capacidad de la batería en kWh. ....	44
Figura 55. Escenario Curva real. Variación del Valor Actual Neto con la capacidad de la batería en kWh. ....	45
Figura 56. Resultado Parametrics SAM. Variación del TIR (%) con el precio de venta de la electricidad. ....	46
Figura 57. Resultado Parametrics SAM. Variación del VAN (€) con el precio de venta de la electricidad. ....	47
Figura 58. Resultado Parametrics SAM. TIR (%) en función del coste de los módulos (€/Wdc). ....	48
Figura 59. Resultado Parametrics SAM. VAN (€) en función del coste de los módulos (€/Wdc). ....	48
Figura 60. Resultado Parametrics SAM. TIR (%) en función del coste del inversor (€/Wac). ....	49
Figura 61. Resultado Parametrics SAM. VAN (€) en función del coste del inversor (€/Wac). ....	49
Figura 62. Resultado Parametrics SAM. TIR (%) en función del coste de la batería (€/kWh). ....	50
Figura 63. Resultado Parametrics SAM. VAN (€) en función la batería (€/kWh). .....	50
Figura 64. Pantalla inicial de descarga del SAM. ....	63
Figura 65. Botón de descarga del SAM para Windows. ....	63





---

## ÍNDICE DE TABLAS.

Tabla 1. Días característicos de verano y otoño. ....	29
Tabla 2. Días característicos de invierno y primavera. ....	29
Tabla 3. Resultados del SAM. Estadísticas de la profundidad de descarga (DOD) de la batería durante toda la vida útil del proyecto. ....	38
Tabla 5: Ciclos DOD. Fuente: Aplicación de System Advisor Model, ventana “Battery Life” .....	58
Tabla 6. Hoja de cálculo. Resultados de TIR y VAN en función del precio de venta de la electricidad base.....	60
Tabla 7. Hoja de cálculo. Resultados de TIR y VAN en función del coste de los módulos. ....	60
Tabla 8. Hoja de cálculo. Resultados de TIR y VAN en función del coste del inversor. ....	60
Tabla 9. Hoja de cálculo. Resultados de TIR y VAN en función del coste de la batería. ....	61

## 1. INTRODUCCIÓN.

En este primer punto del Trabajo Final de Grado (TFG), se da una visión general del trabajo realizado, mostrando los motivos por el cual se ha elegido este tema, su alcance y los objetivos que se han conseguido.

### 1.1 Antecedentes y motivación personal.

Se proporcionará una visión general de las motivaciones e intereses que me han impulsado como autora de este TFG a investigar sobre el dimensionamiento y rentabilidad de las instalaciones de almacenamiento de energía. Se abordarán, además, aspectos relacionados con la creciente importancia de las energías renovables, el papel del almacenamiento para conseguir una generación de energía más eficiente y la problemática asociada al coste de la tecnología del almacenamiento en baterías.

Desde siempre me he sentido atraída por el campo de las energías renovables debido a su relevancia en la construcción de un futuro sostenible. Tanto en mis prácticas del curso pasado como en las actuales, he tenido la oportunidad de colaborar con empresas del sector, lo que ha fortalecido todavía más mi interés en esta área.

Uno de los aspectos clave en este ámbito es la necesidad de evitar inyectar en la red eléctrica energía que podría generarse por disponibilidad del recurso (radiación solar, situación conocida como *curtailment*), pues equivale a una pérdida. En este sentido, el almacenamiento se presenta como una herramienta fundamental para abordar este desafío. Además, se ha observado un fenómeno particular en los últimos meses que impacta en la generación y los precios de la electricidad. Este fenómeno, denominado efecto Curva de Pato y al cual se hace referencia a lo largo del documento, se refiere a la caída del precio de la electricidad durante las horas centrales del día, ocasionado por el importante crecimiento reciente de la potencia solar instalada, seguido de un aumento de precio en las horas de mayor demanda, ya con ausencia de generación solar. La acumulación de energía durante las horas solares con precios de electricidad bajos y su posterior venta durante las horas de mayor demanda y mayor precio puede ser una estrategia eficaz para maximizar la rentabilidad de las instalaciones de generación solar.

Sin embargo, el almacenamiento en baterías a pesar de su potencial, todavía se considera una tecnología costosa. Por lo tanto, resulta crucial desarrollar una metodología que permita tener en cuenta los parámetros más relevantes a considerar al dimensionar una instalación de almacenamiento y analizar cómo estos afectan a la rentabilidad del proyecto.

### 1.2 Objetivos del trabajo.

Para comprender el alcance de este trabajo, se pueden diferenciar dos secciones dentro de los objetivos de este. La primera sección, aborda de manera general la finalidad de este proyecto, mientras que la segunda, se enfoca en la especificación de los pasos y resultados que se espera analizar.

### Objetivo general.

El objetivo principal de este trabajo es desarrollar una metodología para optimizar el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico conectado a red y con almacenamiento en baterías. Para poder realizar el dimensionamiento del sistema fotovoltaico con el almacenamiento asociado, y considerar de forma rápida distintas alternativas y valores de los parámetros de la instalación, se el software System Advisor Model (SAM), desarrollado por el NREL de Estados Unidos. Este software gratuito se emplea para la simulación y evaluación de proyectos de energía renovable de una amplia variedad de tecnologías. Se ha elegido una potencia de generación fotovoltaica de 1 MW, por ser un valor de referencia que permite fácilmente su escalado a potencias mayores.

La energía eléctrica fotovoltaica generada se puede volcar en la red directamente o alternativamente se almacena temporalmente y luego se inyecta en la red cuando el precio de venta es mayor. El criterio de optimización para el dimensionamiento de la instalación es conseguir la mayor rentabilidad económica. Por ello, la viabilidad económica se analiza a través de variables como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) en el periodo de vida de la instalación.

### Objetivos específicos.

Los objetivos específicos que se pretenden alcanzar empiezan por establecer un **caso de referencia** a partir del cual se harán las sucesivas simulaciones. Se recopilará información sobre los **costes de los elementos** del sistema, valores de sus **parámetros característicos básicos**, de forma que este caso base se aproxime lo máximo posible a la realidad. Estos parámetros de entrada se desarrollan con más detalle en el apartado 4.2 . Cabe destacar que el programa SAM es complejo y requiere de gran cantidad de datos de entrada, muchos de los cuales quedan fuera del alcance de este trabajo. No obstante, estos parámetros del programa disponen de valores por defecto, por lo que muchos se quedarán sin modificar de no indicarse lo contrario.

Para determinar el **tamaño de la batería**, es decir, determinar su capacidad de almacenamiento en kilovatios hora (kWh) y su potencia de carga y descarga en kilovatios (kW), se realizarán varios estudios paramétricos mediante la herramienta SAM, buscando siempre que los valores de VAN y TIR sean positivos, pues el proyecto debe ser rentable.

Un aspecto muy importante para la rentabilidad de la instalación con almacenamiento es el **precio de venta de la electricidad** y sobre todo su variación a lo largo del día. Por ello se consideran varias posibilidades e incluso se han elaborado curvas que tienen en cuenta los precios reales de generación entre junio de 2022 y mayo 2023.

Por último, se pretenden llevar a cabo varios estudios de sensibilidad, donde se analiza el efecto de la variación de algunos parámetros de entrada relevantes sobre el valor final del proyecto. Este **análisis de sensibilidad** considera los **parámetros** que determinan la **viabilidad económica** de la instalación proyecto, con la variación de los siguientes factores: Coste de los módulos fotovoltaicos, costes del inversor, costes de la batería, así como la

Diseño de una metodología para optimizar un sistema fotovoltaico de 1 MW con almacenamiento conectado a la red.

---

variación del precio de venta de la electricidad. Se estudiará cómo responde el sistema ante incrementos y decrementos de hasta un cuarenta por cien de las variables comentadas.

### 1.3 Alcance del trabajo.

Como se ha mencionado en los apartados anteriores, la meta de este estudio es desarrollar una metodología para el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico con almacenamiento en baterías, mediante la utilización del software System Advisor Model (SAM). Para realizar las simulaciones, se requerirá la introducción de diversos valores de entrada. Algunos de estos valores se establecerán justificadamente en el transcurso de este proyecto, mientras que otros se mantendrán sus valores por defecto. En este apartado, se proporcionarán detalladamente los parámetros que se incluyen en el alcance del proyecto, así como aquellos que se excluyen por motivos de simplificación.

A continuación, se detalla la configuración del sistema fotovoltaico, incluyendo la especificación del módulo fotovoltaico, la potencia deseada tanto en corriente continua (DC) como en corriente alterna (AC), la agrupación de módulos en serie y en paralelo, el tipo de estructura utilizada y las pérdidas de conversión más relevantes. Asimismo, se proporcionarán las características principales del inversor escogido. Para evaluar la generación de energía, se importarán datos meteorológicos reales de una ubicación específica para obtener valores de irradiancia media anual, temperatura media y velocidad del viento media anual.

En cuanto a la batería, se prestará especial atención a la especificación de su capacidad (kWh) y potencia (kW). Otros parámetros, como el número de células en serie y el número de filas agrupadas en paralelo (*strings*), serán calculados de forma automática por el SAM. También se indicará el tipo de batería y se explicarán otros parámetros que dependen de ella, como la degradación de esta a lo largo de los ciclos de carga/descarga y otros términos relacionados con su vida útil.

En relación con el estudio de viabilidad económica, el enfoque del proyecto se centrará en los resultados de los conceptos básicos que determinan la rentabilidad de la inversión en un proyecto de este tipo en función de los costes de inversión y de operación de la instalación y de los ingresos, directamente relacionados con el precio de venta de la electricidad en el mercado eléctrico. Estos parámetros son el VAN y el TIR. En lo relativo al precio de venta de la electricidad, se situará al lector en el contexto actual de los mercados eléctricos de España y Portugal (MIBEL) para poder justificar la elección de ciertos parámetros.

Se reconoce que el análisis económico abarca un alcance muy amplio e implica la evaluación de muchos más parámetros de los que se detallarán en este proyecto. Sin embargo, se insiste en que aquellos parámetros que sean necesarios como entrada en la simulación del SAM y que estén fuera del alcance de este trabajo, se dejarán con los valores por defecto establecidos en la aplicación, los cuales se entiende que dan resultados suficientemente realistas.

#### 1.4 Relación del TFG con los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

El presente TFG pretende contribuir a dar solución a los problemas contemporáneos y futuros de la energía a nivel global. La necesidad de cambio, la pobreza energética y la prosperidad del planeta y el cuidado del medio ambiente son temas que influyen directamente sobre el desarrollo de este trabajo. Es por lo que se ha tenido muy en cuenta las nuevas tendencias de desarrollo sostenible y la Agenda 2030.

Al tratarse de un proyecto relacionado con el desarrollo y mejora de las energías renovables, podríamos relacionarlo con los siguientes Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS):

El primer punto de referencia de la agenda 2030 es el Objetivo 7 de “Energía asequible y no contaminante” por su relación directa con el contenido del trabajo. En concreto se presta especial atención a las metas 7.1, 7.2 y 7.3

- Meta 7.1 “De aquí a 2030, **garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos**”: Con un mayor desarrollo del uso de las baterías que acompañan a las fuentes de generación, se lograría un suministro de energía más estable y fiable.
- Meta 7.2 “De aquí a 2030, **augmentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas**”: Con el aumento del uso del almacenamiento en forma de baterías acompañando a instalaciones fotovoltaicas, se aumentaría la potencia total instalada de energía solar fotovoltaica.
- Meta 7.3 “De aquí a 2030, **duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética**”: Con la implementación de un sistema de almacenamiento, se mejora en consecuencia la eficiencia de cualquier fuente de generación de energía por no haber desperdicio de esta en los periodos de menor demanda, en este caso en concreto y tal y como se ha mencionado en los párrafos anteriores, de la energía solar fotovoltaica.



Figura 1: ODS 7

Además, otros puntos de la agenda 2030 han servido de alicientes e inspiración para el contenido del trabajo.

- ODS 9 de “**Industria, innovación e infraestructura**”: La investigación y análisis del dimensionamiento de un sistema fotovoltaico con almacenamiento en baterías contribuya a fomentar la innovación en tecnologías de energía renovable y a fortalecer la infraestructura necesaria para la generación y almacenamiento de energía eléctrica.



Figura 2: ODS 9

- ODS 11 de “**Ciudades y comunidades sostenibles**”: La implementación de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento puede contribuir a promover la adopción de energías limpias en ciudades y demás núcleos urbanos, impulsando la transición hacia un modelo energético más sostenible y estable que minimiza las vulnerabilidades del sistema energético.



Figura 3: ODS 11

- ODS 12 de “**Producción y consumo responsables**”: Analizando la viabilidad económica del proyecto, se consigue abordar un uso de recursos eficiente, minimizando los residuos y fomentando las prácticas sostenibles en el sector energético.



Figura 4: ODS 12

- ODS 13 de “**Acción por el clima**”: Pues se promueve el uso de energía limpia en consecuencia la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.



Figura 5: ODS 13

---

## 2. GENERACIÓN DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA Y SITUACIÓN ACTUAL.

Este apartado pretende servir de introducción al lector para poder comprender la redacción del documento. Se trata de un documento científico-técnico de investigación que además contempla parámetros económicos y de mercados energéticos. Es por ello por lo que conviene que el lector este familiarizado con el funcionamiento de las plantas de producción de electricidad a partir de energía fotovoltaica, así como con conceptos básicos del mercado eléctrico ibérico.

Para obtener información más detallada se puede consultar cualquiera de las referencias bibliográficas del trabajo.

### 2.1 Energía solar fotovoltaica.

La energía solar fotovoltaica (FV) es una forma de energía renovable que convierte la energía del sol en electricidad. Este proceso se lleva a cabo mediante el uso de células solares, dispositivos electrónicos que son capaces de hacer esta transformación de energía.

Los parámetros externos más importantes que afectan al funcionamiento de los paneles solares son la radiación solar, la temperatura ambiente y la humedad relativa del aire. Otros factores que influyen en el rendimiento incluyen la inclinación y orientación de los paneles solares, la calidad de los materiales utilizados en la construcción de los módulos y la eficiencia del inversor empleado para convertir la electricidad generada por los paneles en forma de corriente continua (DC) en una forma utilizable.

En cuanto a los elementos principales de una instalación FV, encontramos los propios módulos, las estructuras que los contienen, los inversores, los cables eléctricos y en los casos de instalaciones aisladas de la red, las baterías entre otros.

En el apartado 3, se describen algunos de estos elementos con el detalle necesario para el desarrollo y comprensión del TFG.

### 2.2 Situación de la energía solar en el mercado eléctrico.

Las tecnologías de generación de energía eléctrica convencionales como la energía nuclear, el gas natural, la energía hidroeléctrica, etc. que han dominado históricamente en España, están siendo desplazadas cada vez más por las formas de producción renovables, incluyendo la energía solar, la eólica, la energía de biomasa... De todas ellas, la energía solar fotovoltaica resulta ser la que presenta un mayor crecimiento en los últimos años, pues en el año 2022 aumentó la potencia instalada en aproximadamente 4500 MW, frente a los 1400 MW de energía eólica y dejando muy atrás a los 0 MW de la solar térmica (STATISTA, 2022). En la siguiente gráfica, se puede apreciar claramente este crecimiento en la potencia instalada.



## Potencia solar fotovoltaica instalada en España de 2010 a 2022 (en megavatios)

Potencia solar fotovoltaica instalada en España 2010-2022

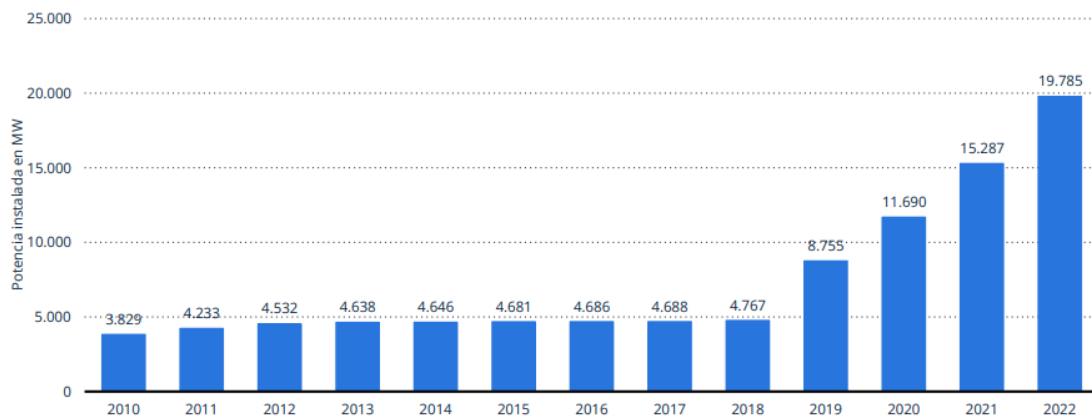


Figura 6. Potencia fotovoltaica instalada anualmente durante el periodo 2010-2022. (STATISTA, 2022)

España cuenta con un gran potencial y perspectivas de futuro para la energía solar fotovoltaica en Europa. Según (Roca J. A., 2023) que a su vez, se ha basado en el (Aurora Energy Research, 2023), España se destaca como el país más rentable para proyectos de producción eléctrica mediante tecnología fotovoltaica en la región. Es por esta razón que el desarrollo e innovación en España para optimizar el uso de esta fuente de energía son fundamentales. El objetivo de este trabajo es precisamente avanzar en esa dirección.

Por otro lado, la implementación y dependencia de energías renovables conlleva inevitablemente el uso y el desarrollo de sistemas que permitan el almacenamiento de la energía eléctrica. Como concluyen (Valentín Vírseda, Chaves Ávila, Linares Llamas, & Ramos Galán, 2022), el sistema eléctrico español para 2030 se espera que sea dominado por generación renovable no gestionable, principalmente eólica y solar. Esto requerirá grandes cantidades de almacenamiento (instalaciones adicionales de bombeo y baterías) para garantizar la seguridad de suministro incluso en las situaciones más desfavorables (años hidráulicos secos), en las que el sistema cuenta con menor flexibilidad.

El uso del almacenamiento viene respaldado además, en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), estableciendo el objetivo de disponer de 22 gigavatios de almacenamiento en su último borrador de junio de 2023. (MITECO, 2023)

Con todo esto se puede afirmar que el desarrollo de una metodología para optimizar un sistema fotovoltaico con almacenamiento puede resultar muy interesante de cara a un futuro en el que las energías limpias predominen sobre las actuales.



### 3. DESCRIPCIÓN DE UNA INSTALACIÓN TIPO DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA CON ACUMULACIÓN EN BATERÍAS.

En este capítulo se define la instalación tipo analizada y sus componentes.

#### 3.1 Configuración de la instalación tipo estudiada.

El sistema fotovoltaico con almacenamiento a simular queda descrito en la siguiente figura:

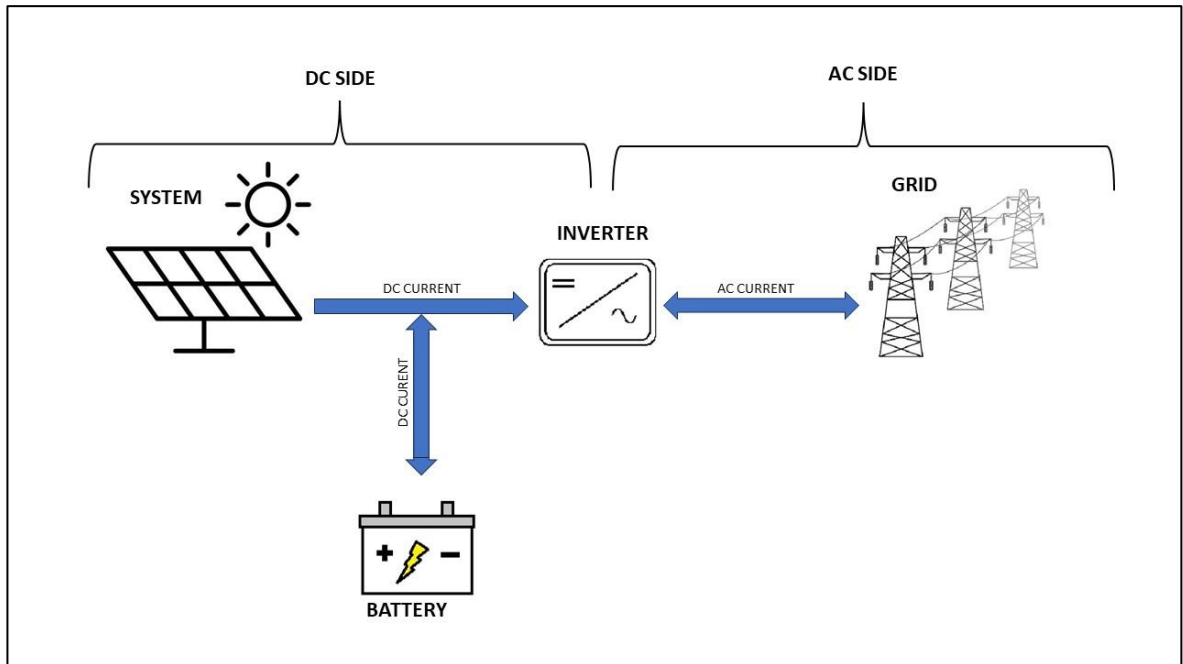


Figura 7. Descripción gráfica del sistema a simular.

En la figura anterior, se ha llamado a cada elemento o sección del sistema de acuerdo con la nomenclatura del System Advisor Model (SAM), el software de simulación, con el objetivo de facilitar la interpretación al lector.

Una instalación genérica de 1MW de fotovoltaica con almacenamiento consta de los siguientes elementos que se describirán a continuación a grandes rasgos, pues la descripción detallada de aquellos que se involucren de forma directa en la simulación se dará en el apartado 4.2 del presente trabajo:

#### 3.2 Paneles solares fotovoltaicos.

Son los dispositivos encargados de convertir la luz solar en electricidad. En una instalación de 1MW, existirá una matriz de módulos fotovoltaicos que puede estar compuesta por cientos o miles de estos paneles, dependiendo del modelo que se emplee y de su potencia nominal, que viene expresada en vatios pico (Wp).

---

### 3.3 Inversores.

Elementos cuyo papel es la conversión de la corriente continua (DC) generada por los paneles solares, en corriente alterna (AC), que es la forma de electricidad utilizada en la red eléctrica. Los inversores también tienen otras capacidades, como la de controlar la cantidad de energía producida por la instalación fotovoltaica o protegerla de sobretensiones y exceso de temperatura.

### 3.4 Almacenamiento.

Los sistemas de almacenamiento de energía pueden ser de diversas tecnologías. Concretamente, en las instalaciones fotovoltaicas, el más utilizado es el sistema de almacenamiento en baterías. Estas baterías generalmente se cargan durante las horas solares con la energía solar excedente y se descargan cuando la demanda de electricidad es alta.

En este trabajo se pretende dimensionar el almacenamiento desde un punto de vista económico y no de cubrir demandas, por lo que la batería de este sistema se configurará de forma que se cargue o descargue en función de los precios del mercado diario de la electricidad, es decir, esta se cargará cuando el precio de venta de la electricidad sea mínimo (y cuando exista radiación solar), y se descargará cuando el precio esté en su punto más alto.

### 3.5 Otros elementos.

Las instalaciones fotovoltaicas con almacenamiento cuentan con otros componentes como son los **transformadores**, cuya función es ajustar el nivel de tensión de la electricidad generada para poder verterlo a la red eléctrica; Los **sistemas de monitorización y control**, los cuales permiten supervisar el rendimiento del sistema fotovoltaico y del almacenamiento (datos sobre producción de energía, el estado de carga de las baterías, etc.); O la **línea de evacuación**, que es el sistema de conexión entre la instalación y la red. Estos elementos no son objeto de estudio y por este motivo, no están representados en la Figura 7. Descripción gráfica del sistema a simular. Figura 7. No obstante, para un adecuado análisis posterior, se tendrán en cuenta los costes de los mismos.

## 4. SIMULACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CON ALMACENAMIENTO EN BATERÍAS POR MEDIO DE SYSTEM ADVISOR MODEL (SAM).

### 4.1 Descripción del programa.

El System Advisor Model (SAM) es una aplicación de software desarrollada por el NREL (National Renewable Energy Laboratory, de Estados Unidos). Está diseñada para realizar simulaciones y análisis técnicos y económicos de proyectos de generación de energía renovable.

Se ha optado por utilizar el SAM como una herramienta de simulación en este estudio debido a su idoneidad y capacidad para representar de manera precisa el sistema de generación de energía fotovoltaica con almacenamiento, siendo un software de acceso totalmente gratuito. Una ventaja adicional por la que se ha tomado la decisión de utilizar el programa es su capacidad para calcular la viabilidad económica del proyecto.

En el anexo 0 se puede encontrar información más detallada sobre el manual de usuario, los requisitos de software y hardware, normativas de uso, consejos y ayuda, ámbito de aplicación...

Las funciones principales del SAM son:

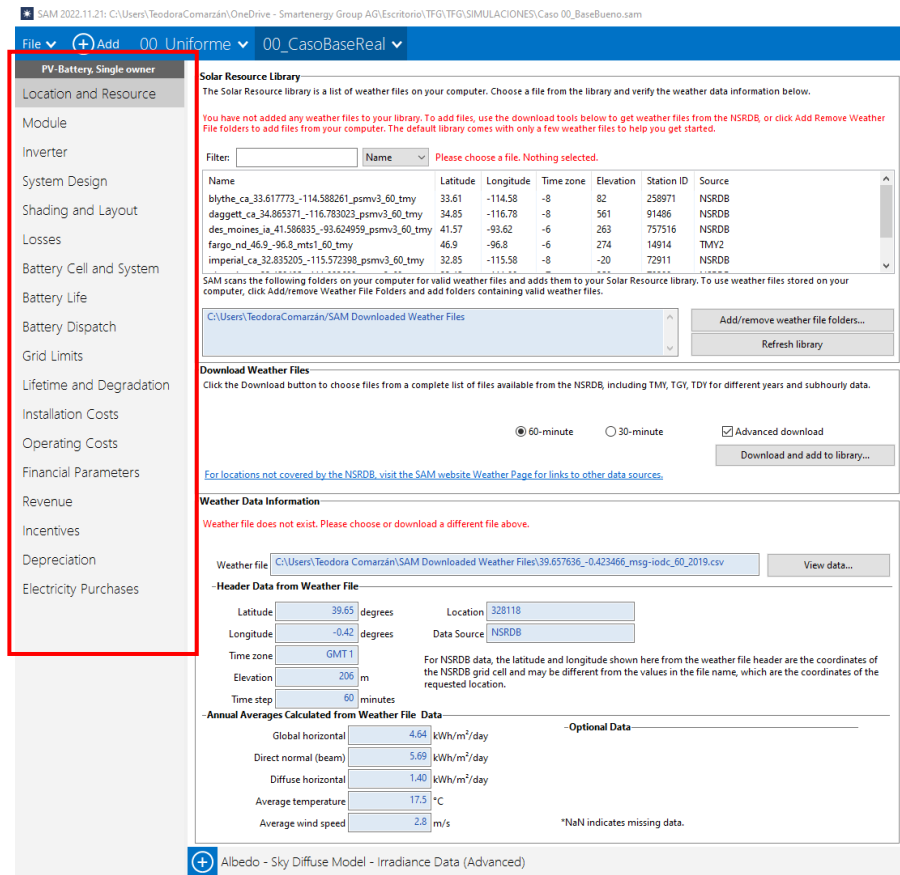
- **Simulación de sistemas de generación:** SAM permite simular una amplia variedad de sistemas de generación de energía renovable, incluyendo la energía solar fotovoltaica, energía de concentración solar, energía eólica, energía de biomasa, energía geotérmica, así como algunos sistemas de almacenamiento de energía y pilas de combustible. Esto permite evaluar el desempeño y la rentabilidad de diferentes tecnologías de generación en diferentes ubicaciones geográficas.
- **Análisis de recursos y producción de energía:** SAM utiliza una base de datos meteorológicos históricos para calcular la disponibilidad y el rendimiento esperado de los sistemas de generación en una ubicación específica. Entre los factores más relevantes se encuentran la irradiación solar, la velocidad del viento, la temperatura y la humedad. Con esta información, el programa puede estimar la producción de energía esperada a lo largo del tiempo.
- **Evaluación económica:** SAM incorpora herramientas para evaluar la rentabilidad de los proyectos de generación de energía renovable. Las simulaciones permiten conocer parámetros como el VAN, el TIR y otros análisis de flujo de caja para determinar la viabilidad financiera de estos proyectos.

En este caso, se simulará un sistema fotovoltaico con almacenamiento en baterías. Para este tipo de configuración, la ventana del SAM tendrá los siguientes apartados para insertar datos previos a la simulación. Es importante mencionar que, al tratarse de un software estadounidense, las unidades monetarias vienen expresadas en dólares

estadounidenses (\$) y las de área en *acres*. No obstante, por razones de simplificación y para facilitar la comprensión del análisis económico, se considerará que:

$$1 \text{ dólar estadounidense } (\$) = 1 \text{ euro } (\text{€})$$

Es decir, todas las magnitudes económicas (costes, resultados) se consideran en euros.



The screenshot shows the SAM software interface for a PV-Battery, Single owner project. The 'Location and Resource' window is active, displaying the 'Solar Resource Library' section. A table lists several weather files with columns for Name, Latitude, Longitude, Time zone, Elevation, Station ID, and Source. Below the table, there are options to download weather files (60-minute, 30-minute, and Advanced download) and a 'Download and add to library...' button. The 'Weather Data Information' section shows fields for Latitude (39.65 degrees), Longitude (-0.42 degrees), Time zone (GMT 1), Elevation (206 m), and Time step (60 minutes). It also displays 'Annual Averages Calculated from Weather File Data' such as Global horizontal (4.64 kWh/m²/day), Direct normal (5.69 kWh/m²/day), Diffuse horizontal (1.40 kWh/m²/day), Average temperature (17.5 °C), and Average wind speed (2.8 m/s). The left sidebar menu is highlighted with a red box, showing options like 'Module', 'Inverter', 'System Design', 'Shading and Layout', 'Losses', 'Battery Cell and System', 'Battery Life', 'Battery Dispatch', 'Grid Limits', 'Lifetime and Degradation', 'Installation Costs', 'Operating Costs', 'Financial Parameters', 'Revenue', 'Incentives', 'Depreciation', and 'Electricity Purchases'.

Figura 8. Pantalla inicial de SAM para una instalación FV con almacenamiento,

Cabe indicar que en todas las pantallas de SAM los valores numéricos en azul son resultados calculados internamente a partir de los valores que el usuario puede modificar (en negro).

Se da a continuación una visión general de las ventanas más utilizadas para la simulación de este trabajo.

**Location and Resource:** es la ventana donde se escoge la ubicación de la planta fotovoltaica. Existen varias localizaciones por defecto. No obstante, SAM puede descargar los datos meteorológicos de otro emplazamiento no registrado en la aplicación simplemente con indicar las coordenadas geográficas de este.

**Module:** ventana de selección del módulo fotovoltaico. Existe una base de datos con una amplia variedad de marcas y características diferentes. Se muestra también una lista con todos los parámetros de funcionamiento del módulo. De forma análoga, existe la pestaña de *Inverter* para el inversor solar.

Diseño de una metodología para optimizar un sistema fotovoltaico de 1 MW con almacenamiento conectado a la red.

**System Design:** Se especifica aquí el tamaño de la instalación fotovoltaica, es decir, la potencia pico de esta, así como el Ratio DC/AC, el número de módulos en serie y paralelo, tipo de estructura, etc. Se puede estimar, además, la superficie que ocuparía dicha instalación.

**Battery Cell and System:** Ventana empleada para el dimensionamiento de la batería. Se escoge aquí el tipo (baterías de Ion-Litio, baterías de ácido...) y se especifica su capacidad de almacenamiento de energía en kWh y su potencia en kW. Además, esta ventana especifica también la distribución de las celdas de almacenamiento en función de los parámetros mencionados anteriormente, entre otras funciones.

**Shading and Layout:** Ventana donde se modela el sombreado de un sistema, provocado por árboles, edificios u otros elementos.

**Losses:** Ventana donde se especifican las pérdidas del sistema, excluyendo las de la batería

- **Average annual soiling loss**, hace referencia al porcentaje de pérdidas de potencia anuales debidas a la suciedad depositada sobre los módulos fotovoltaicos, impidiendo que rindan de forma óptima. Estas pérdidas dependen de las condiciones climatológicas de cada mes del año, no obstante, SAM calcula un porcentaje de pérdidas medio anual para cada ubicación geográfica.
- **Total DC power loss**, representa las pérdidas de potencia totales en el lado de corriente continua (DC). No es más que el productorio de porcentajes de pérdidas que se dan en los diversos elementos de la parte DC del sistema. La mayoría, pérdidas de potencia en el cableado. Según el Manual de Ayuda de SAM, el resultado de las pérdidas totales resulta de la fórmula:

$$Total\ DC\ power\ loss = 100\% \cdot \prod \left(1 - \left(1 - \frac{Loss}{100\%}\right)\right)$$

Donde *Loss*, hace referencia a cada una de las posibles pérdidas (*Module mismatch, Diodes and connections, DC wiring, Tracking error, Nameplate, Bifacial electrical mismatch, DC power optimizer loss*).

- **AC Losses:** Porcentaje de pérdidas de potencia, no contempladas por el inversor (NREL, 2018) que van desde la salida de este en el lado AC hasta el punto de conexión con la red. En otras palabras, el término de *AC Losses* contempla únicamente las pérdidas que se dan en el cableado de la parte de corriente alterna.

**Irradiance Losses**  
Losses apply to the total solar irradiance incident on each subarray. SAM applies these losses in addition to any losses on the Shading and Snow page.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
Monthly soiling loss	<input type="text" value="Edit values..."/>	<input type="text" value="Edit values..."/>	<input type="text" value="Edit values..."/>	<input type="text" value="Edit values..."/>
Average annual soiling loss (%)	<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="5"/>
Bifacial rear soiling (%)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
Bifacial rack shading (%)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>

---

**DC Losses**  
DC losses apply to the electrical output of each subarray and account for losses not calculated by the module performance model.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
Module mismatch (%)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
Diodes and connections (%)	<input type="text" value="0.5"/>	<input type="text" value="0.5"/>	<input type="text" value="0.5"/>	<input type="text" value="0.5"/>
DC wiring (%)	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>
Tracking error (%)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
Nameplate (%)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
Bifacial electrical mismatch (%)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
DC power optimizer loss (%)	<input type="text" value="1"/>	All four subarrays are subject to the same DC power optimizer loss.		
Total DC power loss (%)	<input type="text" value="3.465"/>	<input type="text" value="3.465"/>	<input type="text" value="3.465"/>	<input type="text" value="3.465"/>

Total DC power loss = 100% \* [ 1 - the product of ( 1 - loss/100% ) ]

---

**Default DC Losses**  
Apply default losses to replace DC losses for all subarrays with default values.

Apply default losses for:

---

**AC Losses**  
AC losses apply to the electrical output of the inverter and account for losses not calculated by the inverter performance model.

AC wiring  % of AC output

Figura 9. Pantalla de SAM para las pérdidas.

**Battery life:** El sistema de almacenamiento se va degradando con el paso de los años. Por un lado, esta degradación viene determinada por el número de ciclos de carga y descarga de la batería y condicionada por la profundidad de descarga; Por otro lado, la batería tiene una reducción de su capacidad intrínseca con el paso del tiempo, que también se especifica en este apartado de la configuración.

**Battery dispatch:** Permite establecer los límites de carga y descarga. También es posible especificar durante qué periodos de tiempo la batería absorbe energía y cuándo la entrega a la red.

**Grid Limits:** Si se desea, se puede indicar la potencia máxima que se puede inyectar a la red. Esto es una limitación para evitar el sobrecalentamiento o inestabilidad de las líneas eléctricas. En caso de superarse ese límite de potencia, el operador de la instalación de generación de energía se vería obligado a reducir la producción de estas con el fin de evitar los problemas mencionados con anterioridad.

**Lifetime and Degradation:** Ventana donde se especifica la reducción anual de la producción de energía del sistema fotovoltaico debido a la disminución del rendimiento de algunos elementos del sistema, como bien podría ser la disminución de la eficiencia anual de los paneles o el envejecimiento de otros sistemas del conjunto. Se puede insertar un porcentaje de pérdida manualmente día a día, o bien especificar un solo porcentaje anual, aplicado a partir del año 2 de funcionamiento de la instalación.

**Installation costs:** Apartado en el cual se concretan los costes directos (coste de los módulos fotovoltaicos, coste de los inversores, coste de la batería y otros costes relacionados con el resto del equipamiento e instalación), costes indirectos (costes debidos a permisos y estudios medioambientales, desarrollo e ingeniería del proyecto, costes de la infraestructura eléctrica...) y coste total de la instalación.

**Operating costs:** Apartado en el que se indican los costes de Operación y Mantenimiento (O&M) anuales durante toda la vida útil de la instalación. Si se opta por tener en cuenta la superficie del terreno que ocuparía la instalación, también se puede concretar el precio anual del arrendamiento de dicha parcela.

**Financial parameters:** Se destaca este apartado puesto que en él se especifica el periodo de análisis de la instalación, es decir, su vida útil. Otros parámetros son la tasa de inflación anual y tasa de descuento anual, los cuales se utilizan para un correcto cálculo de la viabilidad económica del proyecto.

**Revenue:** Ventana donde se concreta el precio de venta de la electricidad. Se puede especificar el precio de un Power Purchase Agreement (PPA) fijo, o bien utilizar la tabla de los factores Time Of Delivery (TOD) para hacer variar el precio de venta según la hora del día y el mes del año.

**Incentives:** La página de Incentivos permite definir los parámetros para los siguientes tipos de créditos fiscales e incentivos: Créditos fiscales por inversión (ITC), Créditos fiscales por producción (PTC), Incentivo basado en la inversión (IBI), Incentivo basado en la capacidad (CBI), Incentivo basado en la producción (PBI). (NREL, 2023)

**Depreciation:** La ventana de configuración de depreciación permiten especificar cómo SAM calcula las cantidades de depreciación y establece una depreciación adicional opcional. (NREL, 2023)

**Electricity purchases:** El sistema se ve necesitado de energía proveniente de la red para mantener operativos algunos elementos de la instalación durante la noche o cargar las baterías. Este apartado permite indicar el precio de la electricidad que se compra de la red para este tipo de funciones.

## 4.2 Descripción de los parámetros de entrada del modelo de partida.

Se ha establecido un caso base, cuyos parámetros de entrada se describen a continuación, del cual partirán todas las simulaciones. Estos parámetros se van a describir sobre las distintas ventanas de configuración del SAM, explicadas a grandes rasgos en el apartado anterior.

### 1. Ubicación.

La ubicación escogida pertenece al municipio de Náquera, en la ciudad de Valencia. Las coordenadas geográficas exactas de dicha ubicación son  $39.657636^{\circ}$ ,  $-0.423466^{\circ}$ . El objetivo de la elección del emplazamiento es únicamente para el cálculo del recurso solar y no tiene por finalidad concretar una parcela donde implantar la instalación.



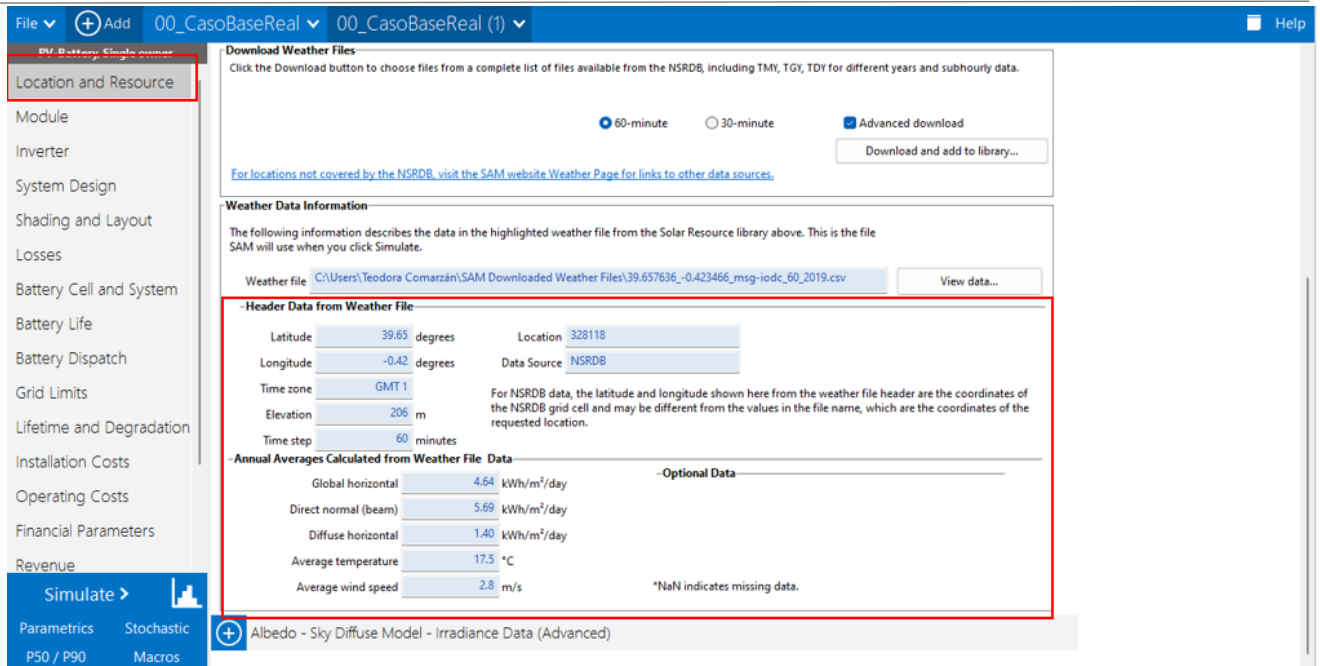


Figura 10. Configuración del SAM. Ventana de importación de datos meteorológicos.

## 2. Modelo módulo fotovoltaico.

En primer lugar, se ha escogido la marca Risen Energy, con la que ya se tenía experiencia previa gracias a las prácticas académicas realizadas por la autora de este trabajo durante el curso pasado. En cuanto al modelo, se ha elegido el RSM144-6-415M, cuya potencia pico es de 415 W, un valor razonable para instalaciones de esta magnitud (es una potencia intermedia de partida, ya que módulo de menor potencia ofrecido en la base de datos del programa es de 200 Wp y el de máxima es de 660 Wp). Se trata de un módulo no bifacial, cuyas características resumidas se pueden ver en la siguiente imagen:

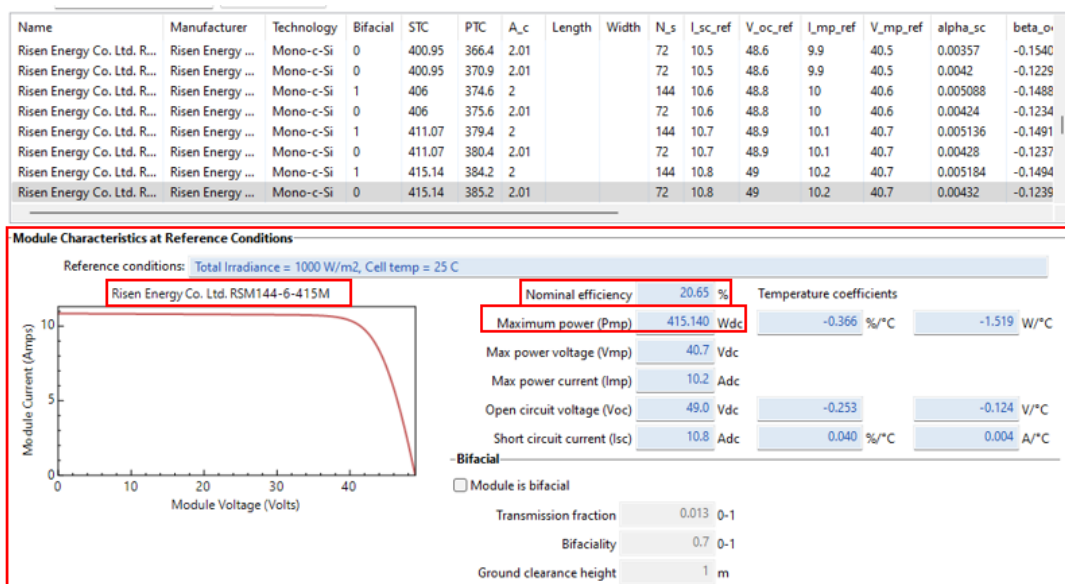


Figura 11. Configuración del SAM. Ventana de elección del módulo y sus características de funcionamiento.

Diseño de una metodología para optimizar un sistema fotovoltaico de 1 MW con almacenamiento conectado a la red.



### 3. Modelo del inversor.

En cuanto al inversor de marca *Destin Power*, se ha optado una unidad cuyo modelo es SAVEEN1000-ES02H.US, de potencia nominal 1 MW, la misma que la potencia nominal de diseño del sistema fotovoltaico.

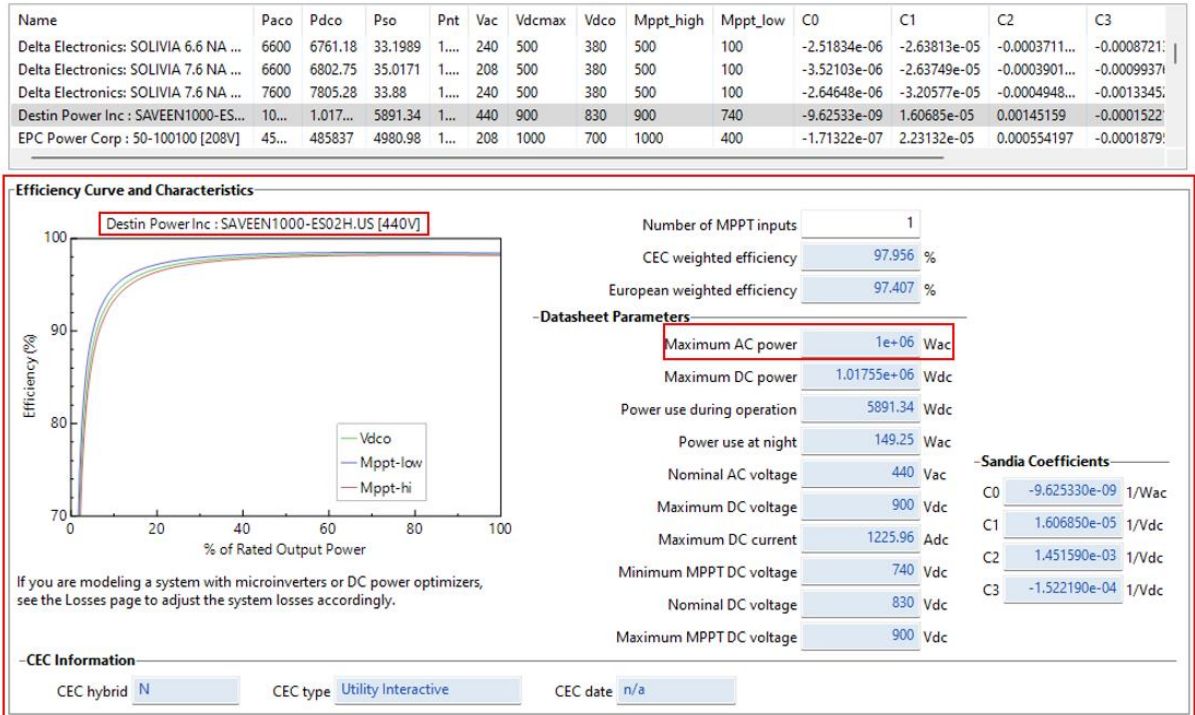


Figura 12. Configuración del SAM. Ventana de elección del inversor y sus características de funcionamiento.

### 4. Potencia del sistema fotovoltaico.

El sistema fotovoltaico ha sido dimensionado con una potencia neta objetivo de 1MWac. Esta elección se ha basado en la conveniencia de utilizar un valor redondo y sencillo para facilitar la simulación y el análisis del sistema. Para lograr esto, se ha utilizado un factor de conversión DC/AC de 1.2, que ha sido seleccionado basándose en la experiencia previa de la autora durante sus prácticas de empresa. Dicho factor de conversión ha demostrado ser eficiente y compatible con proyectos anteriores en los que la autora ha participado, lo que respalda su elección para este sistema fotovoltaico en particular. La potencia pico o potencia de corriente continua de 1.2 MWp, ha sido calculada en base a este factor de conversión, estableciendo así una relación adecuada entre la potencia generada en corriente continua y la potencia entregada en corriente alterna.

Cabe destacar, que la determinación del número de módulos en serie (*strings*) y el número de *strings* en paralelo necesarios para alcanzar la potencia deseada, es realizado por el programa de forma automática.

AC Sizing	Sizing Summary	
Number of inverters: 1	Nameplate DC capacity: 1,203.076 kWdc	Number of modules: 2,898
DC to AC ratio: 1.20	Total AC capacity: 1,000.000 kWac	Number of strings: 161
Desired array size: 1200 kWdc	Total inverter DC capacity: 1,017.550 kWdc	Total module area: 5,824.980 m <sup>2</sup>
Desired DC to AC Ratio: 1.2	Battery maximum power: 1,004.136 kWdc	
<input checked="" type="checkbox"/> Estimate Subarray 1 configuration	System and subarray capacity and voltage ratings are at module reference conditions shown on the Module page.	

Figura 13. Configuración del SAM. Especificación de la potencia de diseño del sistema.

**DC Sizing and Configuration**

To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.

Electrical Configuration	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
	(always enabled)	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	18			
Strings in parallel in subarray	161			
Number of modules in subarray	2,898			
String Voc at reference conditions (V)	882.0			
String Vmp at reference conditions (V)	732.6			

Figura 14. Configuración del SAM. Especificación de conexión serie y paralelo de los módulos fotovoltaicos.

Por último, se determina la estructura que soporta los módulos. Se ha optado por utilizar un seguidor de un eje, cuyo límite de rotación es de 60° sobre la horizontal. Se trata de una elección más basada en la experiencia previa de la autora, pues en los proyectos en los que ha colaborado, este tipo de estructura era la predominante.

**Tracking & Orientation**

Azimuth N = 0  
W 270 E 90  
S 180

Tilt  
90° Vert.  
Horiz.

Fixed

1 Axis

2 Axis

Azimuth Axis

Seasonal Tilt

Tilt=latitude

Tilt (deg): 0

Azimuth (deg): 180

Ground coverage ratio (GCR): 0.01

Tracker rotation limit (deg): 60

Backtracking  Enable

Terrain slope (deg): 0

Terrain azimuth (deg): 0

Ground coverage ratio is used (1) to determine when a one-axis tracking system will tracking systems on the Shading page, and (3) in the total land area calculation. See

Figura 15. Configuración del SAM. Elección de la estructura y su orientación.

## 5. Batería de almacenamiento.

La batería seleccionada es del tipo Ion-Litio: Litio Hierro Fosfato (LFP/Grafito), empleada comúnmente en aplicaciones de almacenamiento de energía. En el siguiente apartado, se establecen las variables clave que determinan el tamaño de la batería. Se parte de una cuya potencia nominal es de 1000 kW y una capacidad de almacenamiento

Diseño de una metodología para optimizar un sistema fotovoltaico de 1 MW con almacenamiento conectado a la red.

de 6000 kWh. Estos son los parámetros objetivo que se tratan de dimensionar para dar lugar a un sistema óptimo.

Se puede observar, además, que SAM calcula automáticamente el número de celdas en serie y en paralelo necesarias para alcanzar la potencia y capacidad requeridas, al igual que en el caso de los módulos fotovoltaicos.

En la configuración eléctrica de cada celda, se concreta una intensidad de 280 Amperios hora, siguiendo el estándar más reciente para las baterías de Ion-Litio LFP, según (El Periódico de la Energía, 2023).

Es importante destacar que la batería se conecta en el lado de corriente continua (DC) del sistema, es decir, aguas arriba del inversor. Esto implica que el sistema fotovoltaico carga la batería directamente en DC, evitando reconversiones de corriente innecesarias que supondrían más pérdidas de potencia. Se observa, además, un rendimiento de conversión a corriente alterna (AC) del 96%.

**Chemistry**  
Battery type: Lithium Ion: Lithium Iron Phosphate (LFP/Graphite)

**Battery Bank Sizing**  
Specify desired values for the nominal bank capacity and power for SAM to calculate the number of cells and strings, or specify the number of cells and strings yourself. Verify the battery size under Current and Capacity below.

Set desired bank size  
 Specify cells

Desired bank power: 1,000,000 kW  
Desired bank capacity: 6,000,000 kWh

DC units  
 AC units

Number of cells in series: 139  
Number of strings in parallel: 43

Max C-rate of charge: 0.5 per/hour  
Max C-rate of discharge: 0.5 per/hour

Bank capacity and power fields are values measured before conversion and parasitic losses. If specified in AC, the DC/AC conversion efficiency will be used to scale the battery size.

**Current and Capacity**  
Use default nominal cell voltage and capacity for the battery chemistry if data is not available from another source. Check the computed properties to verify the battery is sized correctly.

Desired bank voltage: 500 Vdc  
Cell nominal voltage: 3.6 Vdc  
Cell capacity: 280 Ah

Figura 16. Configuración del SAM. Características de la batería de almacenamiento.

**Computed Properties**

Nominal bank capacity	6,024.816 kWhdc	Max C-rate of discharge	0.167 per/hour
Nominal bank power	1,004.136 kWdc	Max C-rate of charge	0.167 per/hour
Time at maximum power	6.000 h	Maximum discharge current	2,006.667 A
Nominal bank voltage	500.400 Vdc	Maximum charge current	2,006.667 A
Total number of cells	5,977		
Cells in series	139		
Strings in parallel	43		
		DC	AC
		Maximum discharge power	1,004.136 kW
		Maximum charge power	1,004.136 kW
			973.771 kW
			1,035.447 kW

**Power Converters**  
For the PV Battery configuration, the battery can be connected either to the DC or AC side of the PV inverter.

DC Connected  
 AC Connected

DC to DC conversion efficiency: 99 %  
AC to DC conversion efficiency: 96 %  
Inverter efficiency cutoff: 90 %  
DC to AC conversion efficiency: 96 %  
PV inverter nominal efficiency: 97.956 %

The DC-connected battery battery stops charging or discharging when the PV inverter operating efficiency is less than the inverter efficiency cutoff.

Figura 17. Configuración del SAM. Resultados de la configuración de la batería de almacenamiento.

Diseño de una metodología para optimizar un sistema fotovoltaico de 1 MW con almacenamiento conectado a la red.

En relación con la vida útil de la batería, se ha especificado que no se desea un reemplazo del almacenamiento al final de su vida útil, con el fin de simplificar el planteamiento del sistema.

**Battery Bank Replacement**

Choose Replace at Specified Capacity to have SAM automatically replace the battery when the available capacity calculated by the life model reaches the level you specify. Choose Replace at Specified Schedule to force battery replacements in specific years regardless of available capacity. The battery replacement cost is on the Operating Costs page.

No replacements  
 Replace at specified capacity  
 Replace at specified schedule

Battery bank replacement threshold: 50 % capacity

Battery bank replacement schedule (%/year): Edit array...

Figura 18. Configuración del SAM. Elección de las condiciones de reposición de la batería de almacenamiento.

Por otro lado, el término SOC (*State of charge*) hace referencia al porcentaje de la capacidad de la batería que se puede descargar en relación con la capacidad total de esta. Se indica pues, que el mínimo estado de carga (SOC) de la batería ha de ser del 15%, y el máximo del 95%, lo que resulta en un ciclo de descarga máximo del 80%.

Tabla 4 del Anexo, donde se observa que para una batería con ciclos de descarga del 100%, el número de ciclos que alcanza es significativamente menor que para ciclos de descarga menos profundos.

**Charge Limits and Priority**

Minimum state of charge: 15 %

Initial state of charge: 50 %

Maximum state of charge: 95 %

Minimum time at charge state: 10 min

Figura 19. Configuración del SAM. Configuración de los valores de SOC de la batería de almacenamiento

Finalmente, esta ventana muestra también las gráficas de reducción de la vida de la batería dependiendo del tipo que se ha escogido con anterioridad y permite decidir, además, si se desea o no un reemplazo de esta cuando alcanza una determinada reducción de su vida útil.

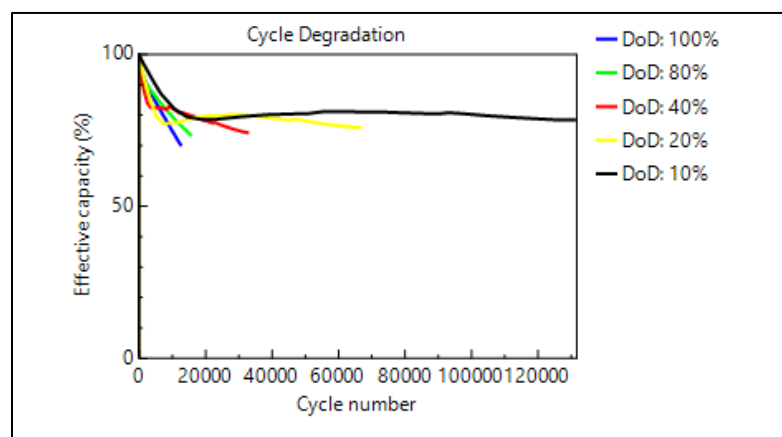


Figura 20. Configuración del SAM. Disminución de la capacidad efectiva de almacenamiento de una batería de Ion-Litio LFP en función del número de ciclos y de la profundidad de descarga.

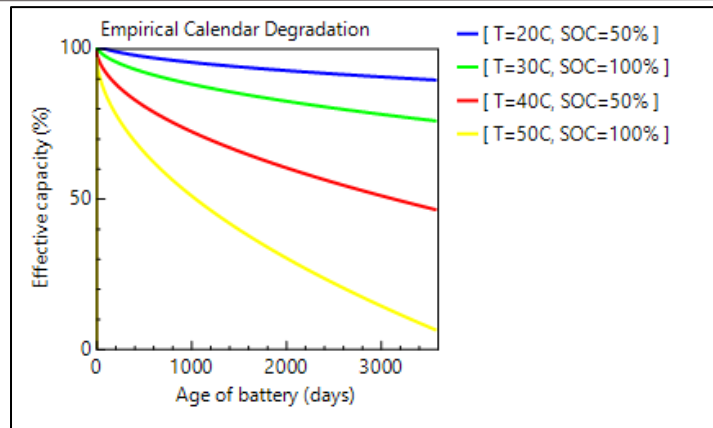


Figura 21. Configuración del SAM. Disminución de la capacidad efectiva de almacenamiento de una batería de Ion-Litio-Fosfato en función de los días de uso, temperatura y SOC.

## 6. Costes de la instalación.

Los **costes directos** de la instalación hacen referencia a los gastos específicos y directamente asociados a la implementación y funcionamiento de este. Estos costes se subdividen en diferentes categorías.

Como se observa en la Figura 22, a los paneles solares, se les ha asignado un coste de 0,26 €/Wp, basado en un presupuesto proporcionado por la empresa donde la autora realiza sus prácticas en la actualidad.

El coste del inversor solar se establece en 0,06 €/Wac (Augustine & Blair, 2021), información obtenida de un informe anual del NREL.

Por otro lado, el coste de la batería de almacenamiento se determina en función de su capacidad con un valor unitario de 152€/kWh. Este dato es relevante debido al tamaño significativo de la batería, que se encuentra en el rango de megavatios. Dicho valor ha sido extraído de un artículo publicado por el (BNEF, 2022). Como se puede apreciar, el coste total de la batería, en comparación al de los otros elementos que componen los costes directos, se encuentran considerablemente por encima del promedio. Es por esto por lo que la capacidad de la batería es una de las variables objetivo que se optimizarán en el presente trabajo.

Direct Capital Costs						
Module	2,898 units	0.4 kWdc/unit	1,203.1 kWdc	0.26 \$/Wdc		\$ 312,799.69
Inverter	1 units	1,000.0 kWac/unit	1,000.0 kWac	0.06 \$/Wac		\$ 60,000.00
Balance of system equipment				0.33 \$/Wdc	0.00 \$/m <sup>2</sup>	\$ 397,014.99
Installation labor				0.00	0.00	\$ 0.00
Installer margin and overhead				0.20	0.00	\$ 240,615.14
Battery DC capacity	6,024.8 kWh	152.00 \$/kWh	1,004.1 kW	0.00 \$/kW		\$ 915,772.03
						Subtotal \$ 1,926,201.85
-Contingency				Contingency 3 % of subtotal		\$ 57,786.06
						<b>Total direct cost \$ 1,983,987.91</b>

Figura 22. Configuración del SAM. Introducción de costes directos

Los demás costes directos, que abarcan diversos componentes y equipos auxiliares, se han obtenido del mismo presupuesto proporcionado por la empresa mencionada anteriormente. Estos costes incluyen los de los elementos de conexión, las estructuras que soportan los módulos, costes de instalación, entre otros.

Para el cálculo de los **costes indirectos**, se ha asignado un coste de 0.01€/Wdc al apartado de Permisos y estudios medioambientales, un coste de 0.06€/Wdc al apartado de Ingeniería y desarrollo y, para la infraestructura eléctrica, un coste de 0.14€/Wdc, los datos de estos últimos costes, proporcionados una vez más por el presupuesto ya mencionado en este apartado.

Indirect Capital Costs						
		% of direct cost		\$/Wdc	\$	
Permitting and environmental studies		0		0.01	0.00	\$ 12,030.76
Engineering and developer overhead		0	+	0.06	0.00	\$ 72,184.54
Grid interconnection		0		0.14	0.00	\$ 168,430.60
-Land Costs						
Land area	215.907 acres					
Land purchase	\$ 0/acre	0	+	0.00	0.00	\$ 0.00
Land prep. & transmission	\$ 0/acre	0	+	0.00	0.00	\$ 0.00
						Total indirect cost \$ 252,645.90
						=
Percent of indirect cost attributed to battery		20 %				Total battery indirect cost \$ 50,529.18
						<b>Total system indirect cost \$ 202,116.72</b>
-Sales Tax						
Sales tax basis, percent of direct cost		100 %		Sales tax rate 5.0 %		\$ 99,199.40

Figura 23. Configuración del SAM. Introducción de costes indirectos

Se puede observar que no se han tenido en cuenta los costes reales del terreno, pues se trata de un proyecto de desarrollo y no tiene una propiedad terrenal adjudicada para su implementación.



Finalmente, se incluye la pantalla que resumen los valores de los costes totales calculados, distinguiendo entre el coste asociado a la batería y el coste del resto de la instalación.

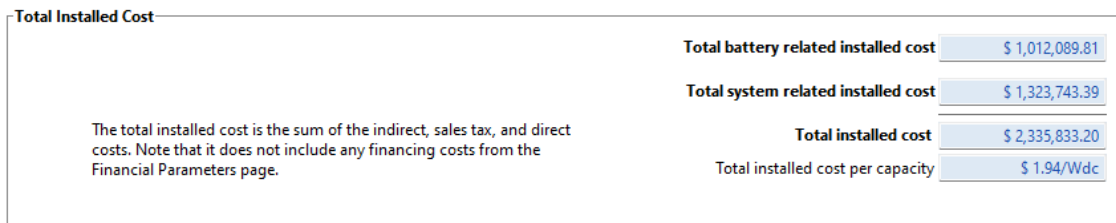


Figura 24. Configuración del SAM. Costes Totales

## 7. Parámetros financieros.

El SAM tiene establecido por defecto una configuración para los parámetros financieros, los cuales influyen en mayor o menor medida en el rendimiento económico final del proyecto. Con el objetivo de disminuir las incertidumbres en el momento de analizar el comportamiento de la instalación, se han fijado todos los parámetros relacionados con la petición de préstamos a cero.

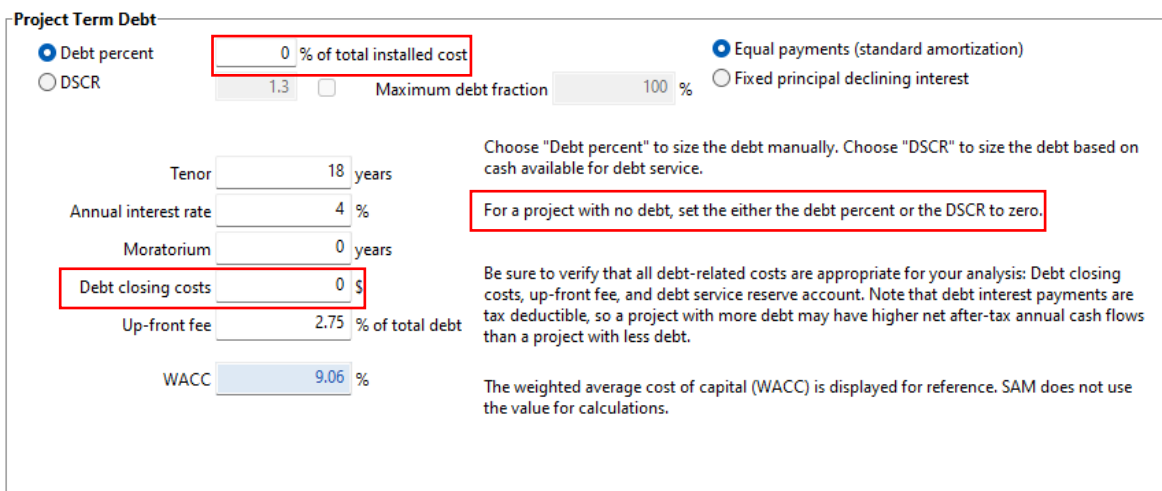


Figura 25. Configuración del SAM. Ventana de especificación de préstamos.

### 4.3 Precio de venta de la electricidad a lo largo del día.

En este apartado se describen varias alternativas para el precio de venta de la electricidad a lo largo del día (0-24h), con una posible variación estacional y distinguiendo entre días laborables y días de fin de semana.

#### 4.3.1 Escenario con Precio Uniforme a lo largo del día.

Como se verá más adelante, este primer escenario con precio uniforme a lo largo del día conduce a que el almacenamiento en baterías no tiene rentabilidad económica, ya que los ingresos por la venta de la electricidad no cambian con la hora de día. Por el contrario, aparecen pérdidas por carga/descarga de la batería y desde el punto de vista económico es necesario aumentar la inversión inicial.

Se considera así, un primer escenario en el que el valor de venta de la electricidad es uniforme durante las 24 horas del día. Se fijará un precio de partida 100€/MWh.

Representando la variación del precio en el transcurso del día, se obtiene la siguiente gráfica, tanto para días laborables como para no laborables o festivos:

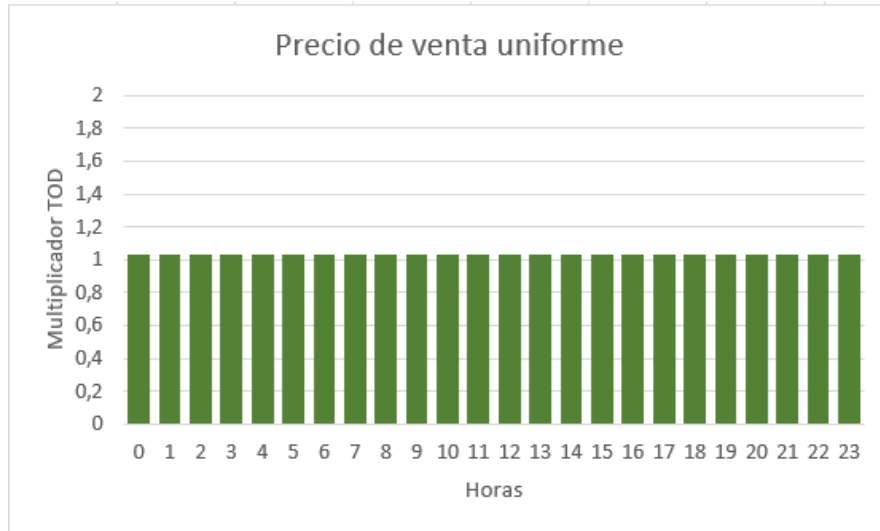


Figura 26. Perfil para un escenario uniforme durante 24 horas. Factor TOD=1.

Para introducir esta información de los precios de venta en SAM, hay que considerar los denominados multiplicadores TOD (Time of Delivery). Considerando este concepto, el precio en una determinada hora de un cierto día es el resultado de multiplicar el precio medio de ese día por el multiplicador TOD correspondiente.

En el caso de Precio de Venta Uniforme, el TOD para todos los meses del año y para las 24 horas del día, vale la unidad. Implementado este modelo en la ventana de *Revenue* del SAM, quedaría representado tal y como sigue. Es decir, para un precio base de venta de 100€/MWh, la electricidad en este modelo se vende a este mismo precio, independientemente de la hora del día.



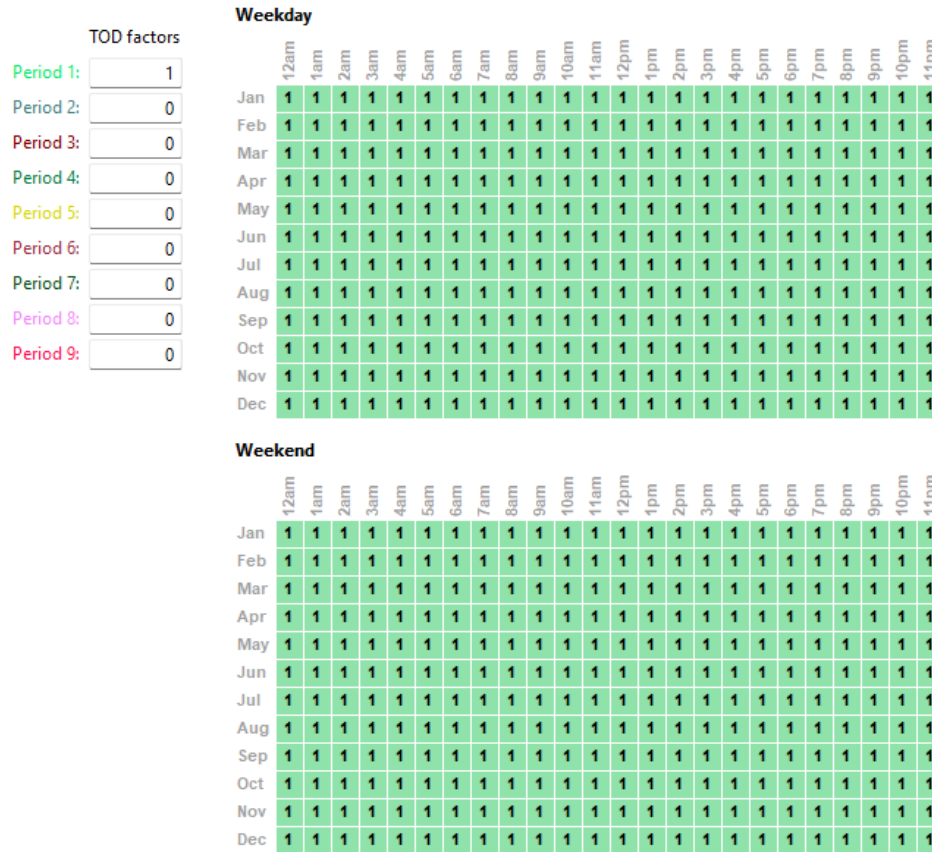


Figura 27. Configuración del SAM. Tabla TOD para el caso base con precio de venta uniforme.

### 4.3.2 Escenario Curva de Pato.

En el siguiente escenario de estudio se analiza el comportamiento del sistema con una variación de precios pronunciada, representado el fenómeno de la Curva de Pato (Roca R., 2023). Esta variación de precios se caracteriza por una caída drástica de estos durante las horas de producción solar, seguida por un crecimiento significativo durante las primeras horas de la noche, aproximadamente sobre las 21 horas. Se empleará un precio base de 100€/MWh. La gráfica que refleja este caso quedaría de la siguiente forma:

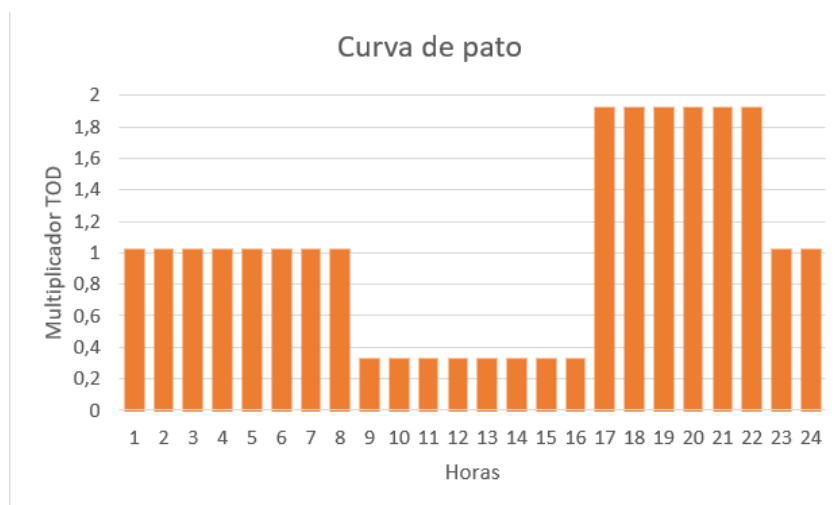


Figura 28. Perfil para un escenario de Curva de Pato durante 24 horas. Factores TOD=1, TOD=0,3 y TOD=1,9.

Diseño de una metodología para optimizar un sistema fotovoltaico de 1 MW con almacenamiento conectado a la red.

Implementado este modelo en la ventana de *Revenue* del SAM, quedaría representado tal y como sigue, para todos los meses del año.

$$\text{Periodo 1} = 100 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

$$\text{Periodo 2} = 190 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

$$\text{Periodo 3} = 30 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

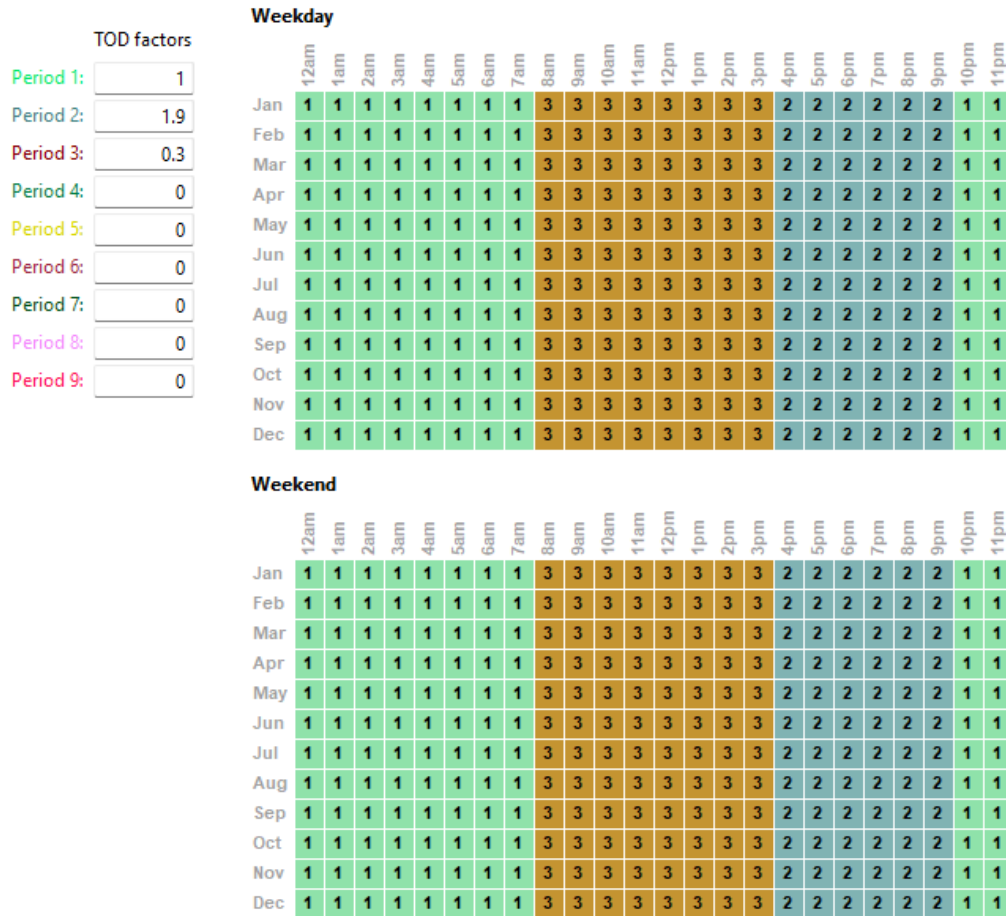


Figura 29. Configuración del SAM. Tabla TOD para el caso base con precio de venta que sigue una Curva de pato suavizada,

### 4.3.3 Escenario Curva de Pato Suavizada.

El tercer escenario de estudio es similar al anterior, la diferencia radica en que los factores TOD asignados a este tercer caso son tales que crean un perfil de precio de venta de la electricidad menos pronunciado que en el modelo del apartado 4.3.2, hecho que se puede comprobar comparando la Figura 28 con la Figura 30 que sigue a continuación. La justificación para la creación de este modelo de simulación radica en que se pretende estudiar el comportamiento del sistema cuando la discriminación de precios es menos pronunciada, lo cual implica una disminución correspondiente en los ingresos.

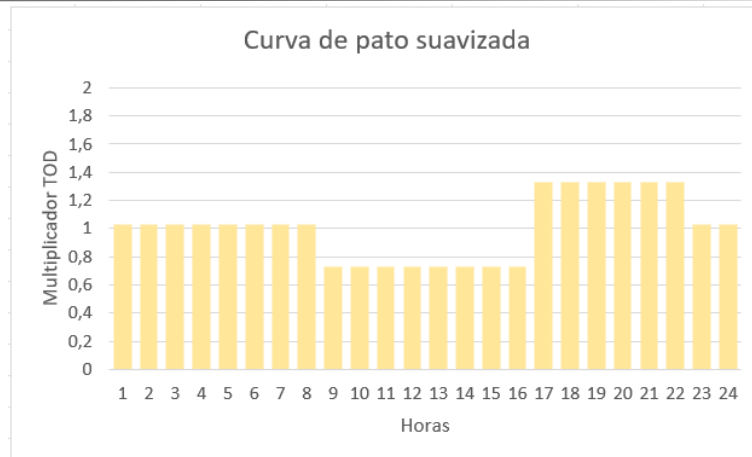


Figura 30. Perfil para un escenario de Curva de Pato Suavizada durante 24 horas. Factores TOD=1, TOD=0,7 y TOD=1,3.

Implementado este modelo en la ventana de *Revenue* del SAM, quedaría representado tal y como sigue, para todos los meses del año.

$$\text{Periodo 1} = 100 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

$$\text{Periodo 2} = 130 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

$$\text{Periodo 3} = 70 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

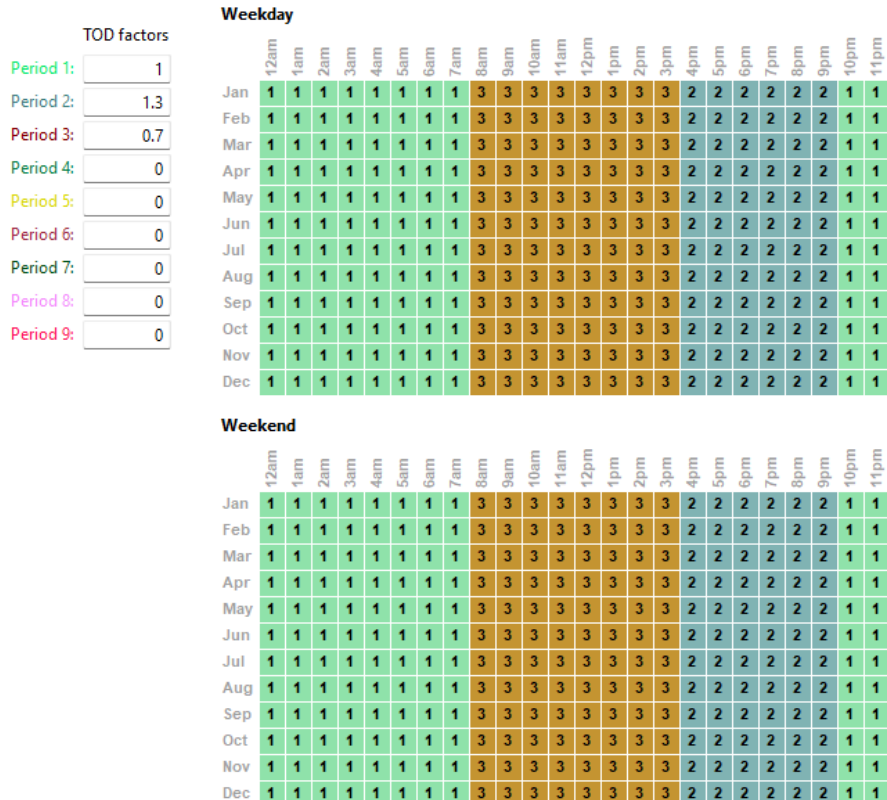


Figura 31. Configuración del SAM. Tabla TOD para el caso base con precio de venta que sigue una Curva de pato menos exagerada.

Diseño de una metodología para optimizar un sistema fotovoltaico de 1 MW con almacenamiento conectado a la red.

#### 4.3.4 Escenario con Curva de Precios Reales.

Este cuarto escenario es el caso de estudio más complejo, pues en los anteriores se distinguían como máximo tres periodos de discriminación de precios de la electricidad, iguales para todos los meses del año, y sin diferenciación entre días laborables y no laborables. Por el contrario, en este modelo se consideran cuatro tipos de perfiles para el precio de venta de la electricidad: Uno por cada estación del año. Además, dentro de cada estación se distingue un perfil para los días laborables, y otro perfil para fines de semana y festivos. Esto se fundamenta en la observación de que, independientemente del periodo del año, los precios de la electricidad durante los días no laborables son significativamente inferiores en comparación a los de los días laborables, debido a la reducción en el consumo de electricidad durante estos periodos. Por ejemplo, por el cierre de las industrias durante días festivos.

Cabe mencionar, que la elección de estas fechas no es al azar, pues se ha querido tener en consideración el ya mencionado fenómeno de la Curva de Pato (Roca R. , 2023), la cual se ha hecho muy notable durante esta primavera del año 2023 tal y como se muestra en las siguientes ilustraciones, y la cual, irá *in crescendo* según aumente la potencia instalada de energía fotovoltaica en España.

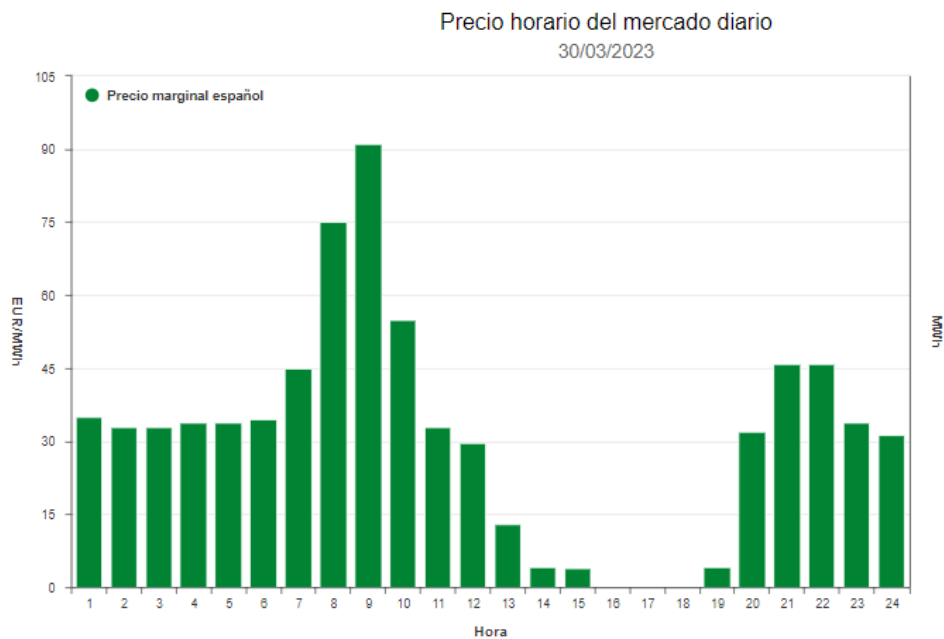


Figura 32. Precio horario del mercado diario para el jueves, 30 de marzo de 2023. (OMIE, 2023)

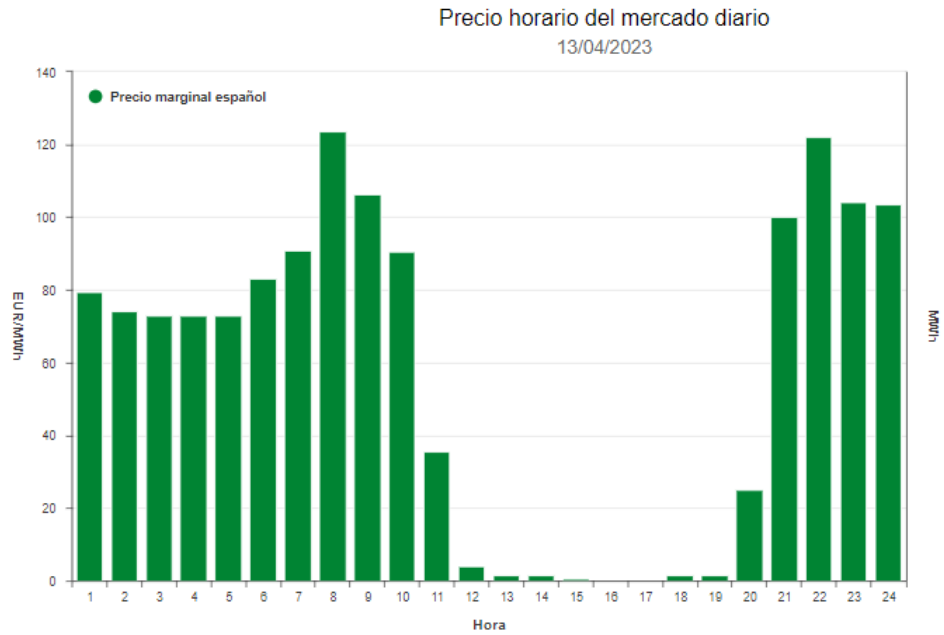


Figura 33. Precio horario del mercado diario para el jueves, 13 de abril de 2023. (OMIE, 2023)

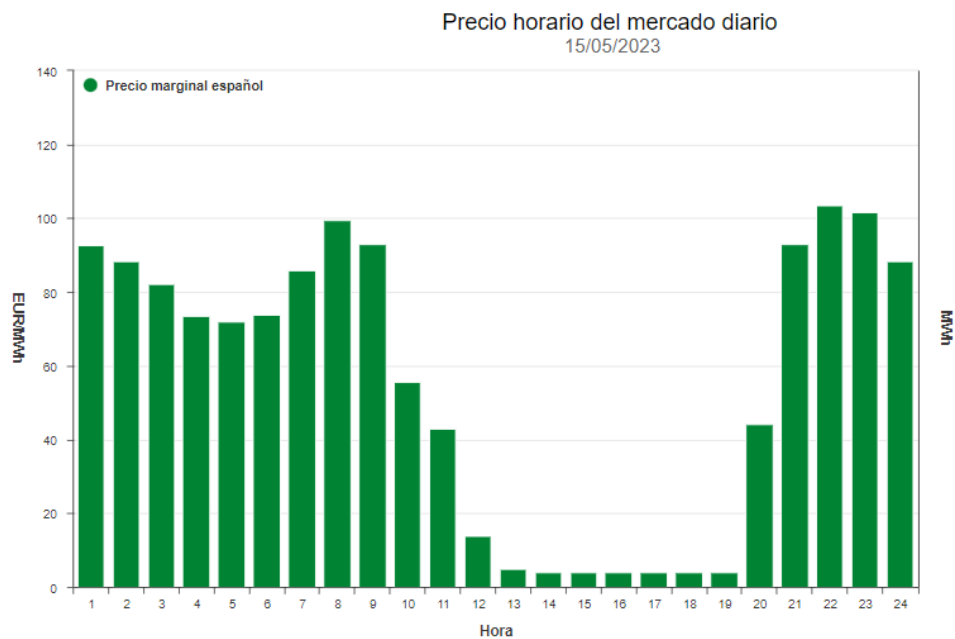


Figura 34. Precio horario del mercado diario para el lunes, 15 de mayo de 2023. (OMIE, 2023)

Se ha escogido un año de referencia, desde junio de 2022 hasta mayo de 2023. A partir de ahí, los días característicos extraídos, laborables y no laborables, para cada estación del año son los que siguen:

Tabla 1. Días característicos de verano y otoño.

19 de julio de 2022				2 de noviembre de 2022			
LUNES-VIERNES		SÁBADOS-DOMINGOS-FESTIVOS		LUNES-VIERNES		SÁBADOS-DOMINGOS-FESTIVOS	
Hora	€/MWh	Hora	€/MWh	Hora	€/MWh	Hora	€/MWh
1:00	150,01	1:00	121,17	1:00	108,6	1:00	94
2:00	132,11	2:00	115,99	2:00	105,64	2:00	79,5
3:00	125	3:00	106,99	3:00	101,04	3:00	65,37
4:00	118,49	4:00	100,9	4:00	101,01	4:00	63,4
5:00	130,09	5:00	108,17	5:00	101,04	5:00	65
6:00	131,83	6:00	110	6:00	102,2	6:00	66,52
7:00	139,51	7:00	111,14	7:00	120	7:00	89,99
8:00	153,58	8:00	106,99	8:00	144,41	8:00	98
9:00	153,58	9:00	95	9:00	152,29	9:00	100
10:00	148,81	10:00	90,87	10:00	129	10:00	102,06
11:00	139	11:00	80	11:00	115,3	11:00	100
12:00	134	12:00	80,58	12:00	106,3	12:00	95
13:00	136,36	13:00	91,48	13:00	105,33	13:00	88,1
14:00	135,86	14:00	95	14:00	103,54	14:00	89,9
15:00	130,6	15:00	103	15:00	107,74	15:00	78
16:00	120	16:00	104,48	16:00	107,28	16:00	66,52
17:00	123,71	17:00	101,98	17:00	125,72	17:00	99,78
18:00	125,69	18:00	99,98	18:00	166,29	18:00	110
19:00	133,75	19:00	108,17	19:00	180	19:00	121,74
20:00	148,3	20:00	117,48	20:00	177,65	20:00	150
21:00	167,9	21:00	152,16	21:00	189	21:00	157,96
22:00	180	22:00	165	22:00	146,69	22:00	134,72
23:00	182,49	23:00	183,03	23:00	120,53	23:00	111
0:00	175,82	0:00	164,64	0:00	107	0:00	91,32

Tabla 2. Días característicos de invierno y primavera.

31 de enero de 2023				25 de abril de 2023			
LUNES-VIERNES		SÁBADOS-DOMINGOS-FESTIVOS		LUNES-VIERNES		SÁBADOS-DOMINGOS-FESTIVOS	
Hora	€/MWh	Hora	€/MWh	Hora	€/MWh	Hora	€/MWh
1:00	125,28	1:00	52,34	1:00	127,39	1:00	108
2:00	108,45	2:00	40	2:00	123,56	2:00	97,52
3:00	99	3:00	38,9	3:00	110	3:00	95,02
4:00	108,45	4:00	38,45	4:00	96,03	4:00	89,44
5:00	110	5:00	38,05	5:00	91,75	5:00	86,67
6:00	110	6:00	38,05	6:00	97,35	6:00	76,61
7:00	110	7:00	38,7	7:00	121,6	7:00	75,1
8:00	139,66	8:00	39,1	8:00	134,1	8:00	65
9:00	167,45	9:00	39,5	9:00	130,18	9:00	50
10:00	140,88	10:00	39,5	10:00	95	10:00	6,1
11:00	115	11:00	38,05	11:00	79,81	11:00	0
12:00	105,19	12:00	36,45	12:00	67,51	12:00	0
13:00	110	13:00	37,99	13:00	60,21	13:00	1,5
14:00	109,99	14:00	39,5	14:00	60,01	14:00	1,5
15:00	108,97	15:00	40,32	15:00	49,95	15:00	0
16:00	108,98	16:00	39,5	16:00	20,1	16:00	0
17:00	108,98	17:00	43,94	17:00	20	17:00	0
18:00	125,75	18:00	90	18:00	25	18:00	0
19:00	147,01	19:00	122,59	19:00	59,11	19:00	0
20:00	187,36	20:00	178,58	20:00	81,1	20:00	3,23
21:00	176,48	21:00	172,51	21:00	133,95	21:00	88
22:00	164,42	22:00	162,32	22:00	141,54	22:00	125,02
23:00	137,66	23:00	130,62	23:00	137,53	23:00	120
0:00	124,8	0:00	106,83	0:00	120	0:00	109,84

Diseño de una metodología para optimizar un sistema fotovoltaico de 1 MW con almacenamiento conectado a la red.

Para introducir estos precios en el SAM, se establece un valor medio anual y la fluctuación de precio de venta horario en torno a dicho medio anual (por encima y por debajo), se logra de nuevo, mediante la aplicación de los multiplicadores TOD del apartado *Revenue* del programa, según la hora del día y del mes correspondiente. Se pretende así, conseguir una aproximación a la variación real de los precios horarios, dentro de las limitaciones del software empleado en cuanto a los valores de precios de venta de la electricidad.

En este modelo, el precio medio anual para días laborables en torno al cual se crea la variación horaria real es de 121,6€/MWh, que corresponde al precio medio de todos los días laborales tipo del intervalo junio 2022 a mayo 2023. Los precios de los días característicos no laborables, también se representan en función de este mediante los factores TOD, pues el programa únicamente permite insertar un único valor de precio fijo al cual se le aplican posteriormente las constantes TOD.

Tras una ponderación de todos los precios del intervalo de estudio (junio 2022-mayo 2023) en función del base (121,6€/MWh), se han reagrupado mediante la herramienta Excel en seis periodos distintos: Tres periodos para definir un día característico laborable en el periodo de un año, y los otros tres periodos para definir un día característico no laborable para todo el año de estudio. Resultarían así, los siguientes perfiles de fluctuación del precio base en función del tipo de día (laborable o festivo) y de la estación del año:

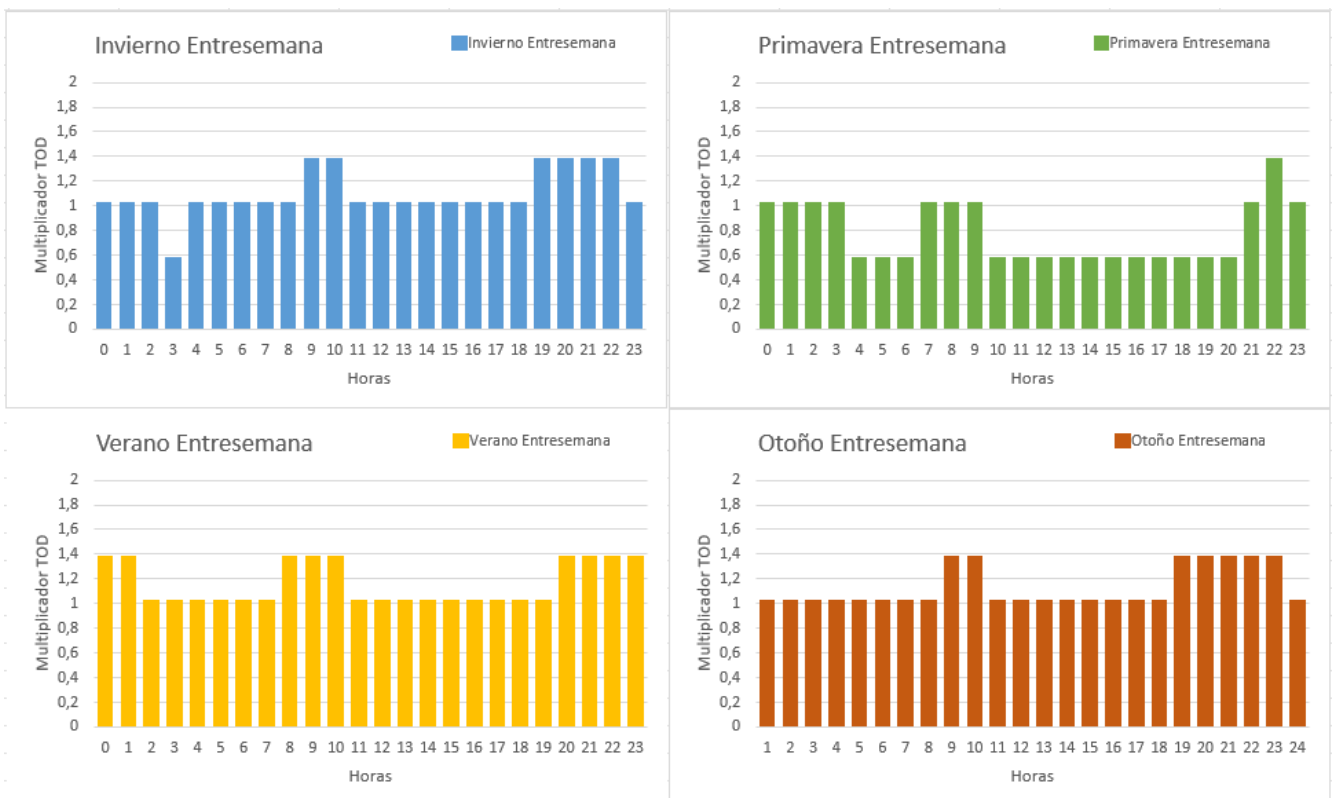


Figura 35. Variación de precios para cada día tipo laborable de cada estación del año para los factores: TOD=1.36, TOD=1 y TOD=0.56

De forma análoga, los **días de fin de semana** de cada estación del año tienen un perfil como el que sigue:

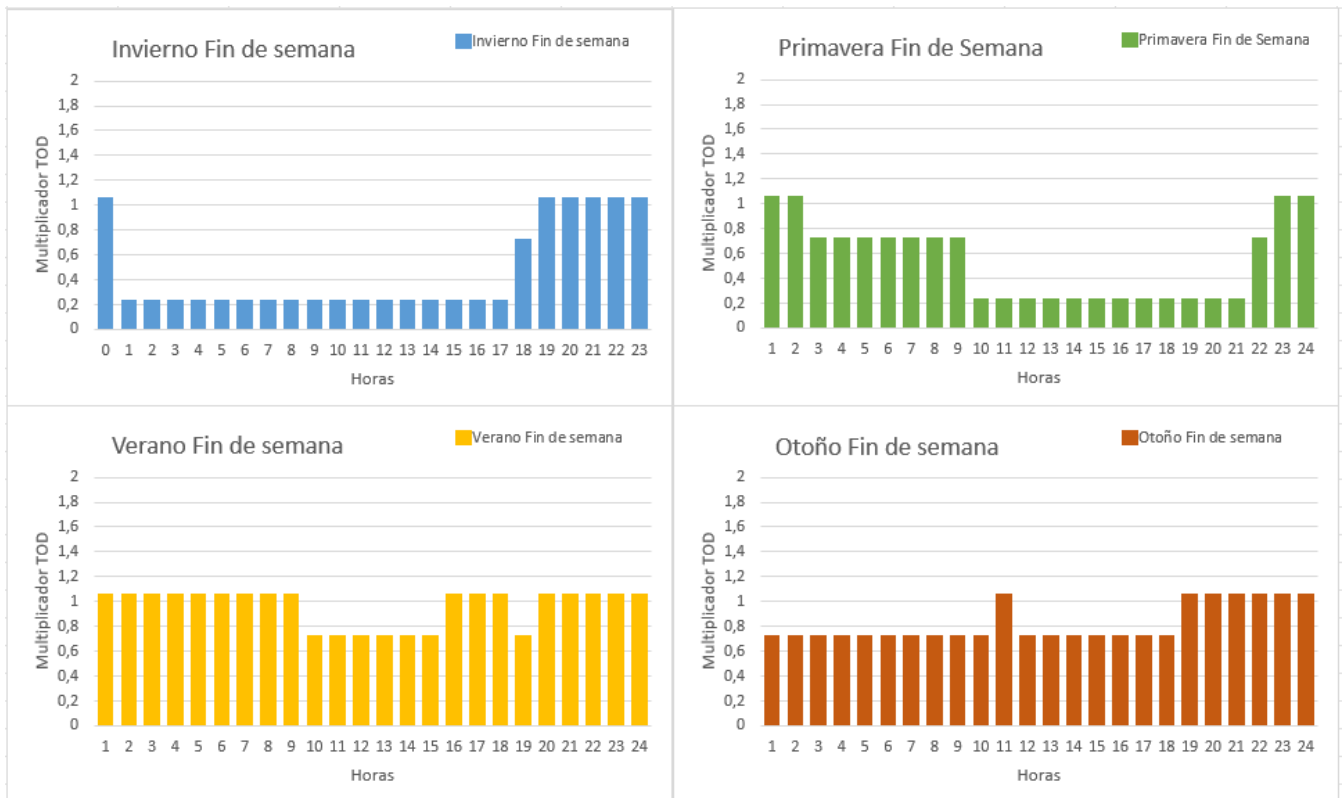


Figura 36. Variación de precios para cada día tipo no laborable de cada estación del año para los factores: TOD=1.04, TOD=0.7 y TOD=0.21

Donde se observa claramente la disminución del precio de venta de la electricidad, por tratarse de días no laborables donde no se demanda tanta energía como en los días de lunes a viernes.

Teniendo en cuenta que se ha establecido como base un precio de 121,6€/MWh, para los distintos periodos existentes se tendrían unos precios de venta de la electricidad de:

$$\text{Periodo 1} = 1,36 \cdot 121,6 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = 165,4 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

$$\text{Periodo 2} = 1 \cdot 121,6 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = 121,6 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

$$\text{Periodo 3} = 0,56 \cdot 121,6 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = 68,1 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

$$\text{Periodo 4} = 1,04 \cdot 121,6 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = 126,5 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

$$\text{Periodo 5} = 0,7 \cdot 121,6 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = 85,1 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

$$\text{Periodo 6} = 0,21 \cdot 121,6 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = 25,5 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$



Implementando estos factores en SAM dentro de la pestaña *Revenue*, resultarían las siguientes tablas de variación de precios.

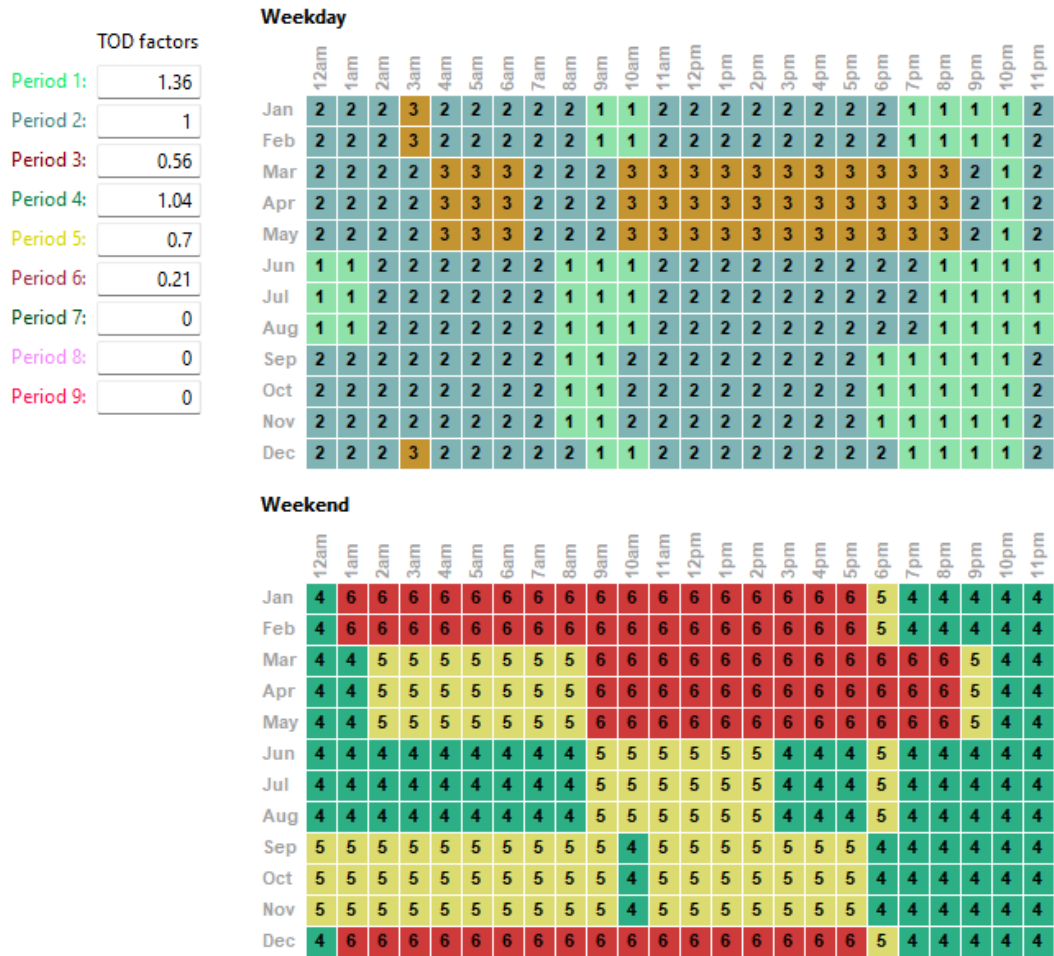


Figura 37. Configuración del SAM. Tabla TOD para el caso base con precio de venta que sigue una adaptación de los precios reales del (OMIE, 2023).

---

## 5. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.

Una vez planteados los distintos escenarios de precios de venta de la electricidad y con los diversos valores de entrada de los parámetros de la instalación (potencias, energías, costes), se describen en este capítulo algunos de los resultados más relevantes para la optimización de la instalación.

En primer lugar se presentan los resultados detallados del funcionamiento a lo largo de un día, considerando dos días concretos, con importantes diferencias entre ellos. Posteriormente se presentan los resultados correspondientes a considerar los cuatro escenarios de precios de venta descritos en el capítulo anterior. Igualmente, los resultados de estudios paramétricos de sensibilidad de la rentabilidad en el escenario de precios *Curva de Pato*.

### 5.1 Análisis del funcionamiento horario del sistema a lo largo de un día.

Se simulará, el comportamiento de la instalación base, considerando un el “Escenario con Curva de Precios Reales”. Los resultados del SAM permiten analizar los valores horarios de cada uno de los 365 días de los 25 años de funcionamiento previsto para la instalación. En este apartado se muestran algunos resultados detallados del funcionamiento horario a lo largo de dos días elegidos para facilitar la comprensión del funcionamiento diario de la instalación con almacenamiento.

#### 5.1.1 Variación horaria de la irradiancia, la potencia inyectada a red y el precio de venta durante dos días característicos.

Para ilustrar el comportamiento del sistema fotovoltaico con acumulación, se han representado los resultados del día **27 de enero de 2023**, el cual refleja de forma clara el comportamiento del sistema. Se pueden observar tres curvas principales: La potencia total inyectada a la red durante las 24 horas del día (*Electricity to grid*), la potencia neta inyectada a la red proveniente del sistema fotovoltaico (*Electricity to grid from system AC*) y la potencia neta inyectada a la red proveniente de la descarga de la batería (*Electricity to grid from battery AC*). En el eje secundario se representa, a su vez, la curva de precios reales para el día 27 de enero, extraída del (OMIE, 2023), de acuerdo con lo explicado en el capítulo anterior.

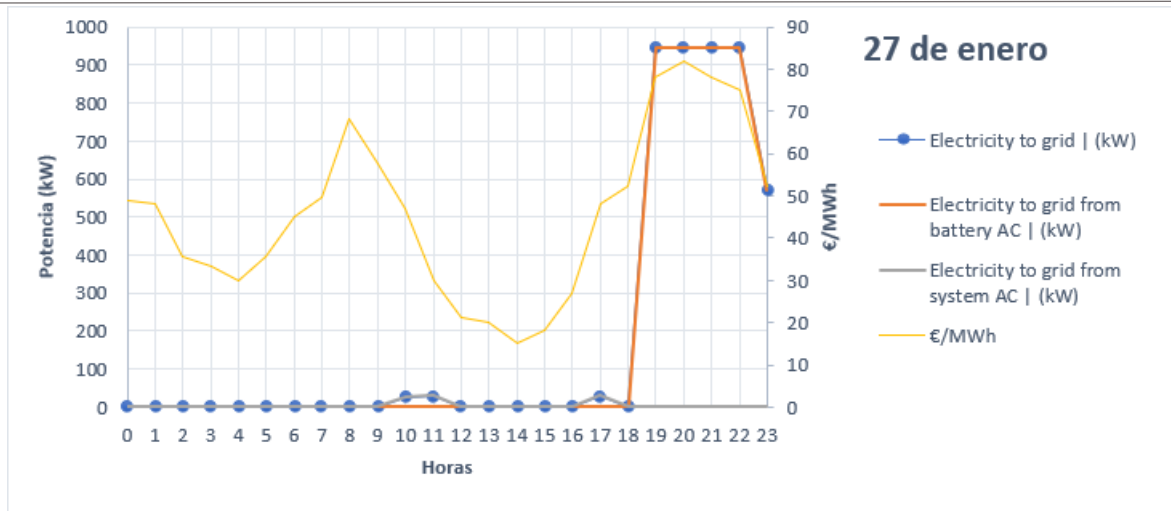


Figura 38. 27 de enero. Potencia inyectada a la red (kW) durante las 24 horas del día.

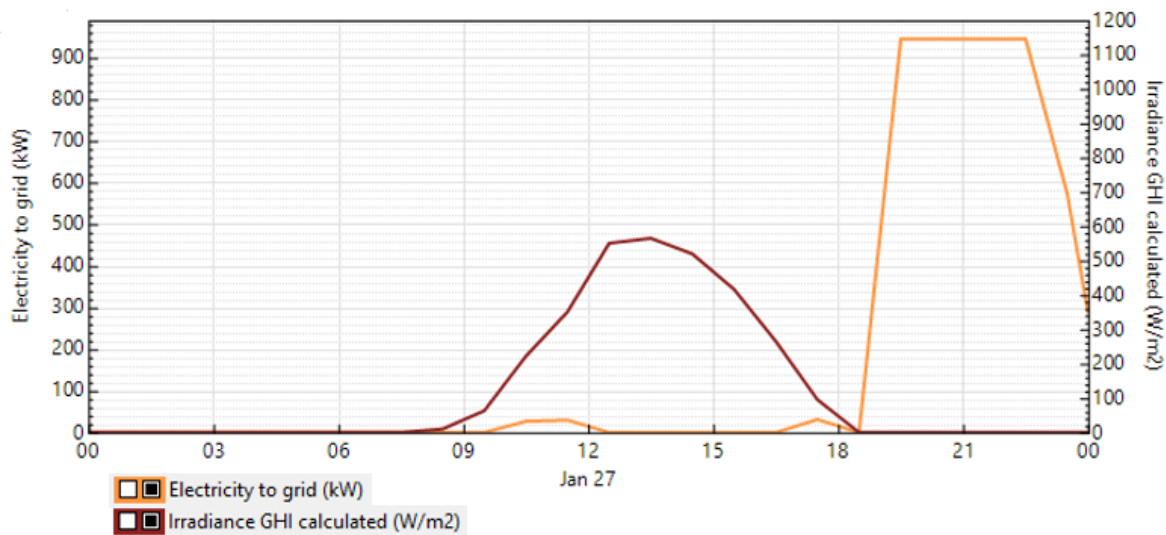


Figura 39. 27 de enero. Potencia inyectada a la red (kW) durante las 24 horas del día y radiación solar en W/m².

Se ha proporcionado también la gráfica de la figura 37, en la que se puede apreciar de color granate la curva de la irradiancia horizontal global (GHI) en vatios por metro cuadrado, con el objetivo de clarificar el comportamiento del sistema durante este día. Hay que recordar que la potencia generada por los paneles fotovoltaicos es proporcional al valor de la irradiancia instantánea. En el día elegido (27 de enero), las condiciones meteorológicas fueron favorables y la irradiancia tiene un crecimiento y una disminución uniformes a lo largo de las horas de luz solar (entre las 9 y las 18h). Se aprecia cómo en las horas de mayor producción solar, la energía vertida a red es mínima, pues los precios de venta de la electricidad también lo son y, en su lugar, es aprovechada para cargar la batería y así vender la energía *a posteriori* cuando el precio por megavatio hora sea mayor.

A continuación, se mostrarán de forma análoga las mismas gráficas para el día **31 de enero de 2023**, un día en el que las condiciones climatológicas fueron tan favorables, con un valor pico de la irradiancia menor y además fluctuante a lo largo de las horas de luz, con el fin de observar la influencia de sobre el conjunto. Nuevamente en el eje secundario se representa la curva de precios reales para el día 31 de enero, extraída del (OMIE, 2023).

Diseño de una metodología para optimizar un sistema fotovoltaico de 1 MW con almacenamiento conectado a la red.

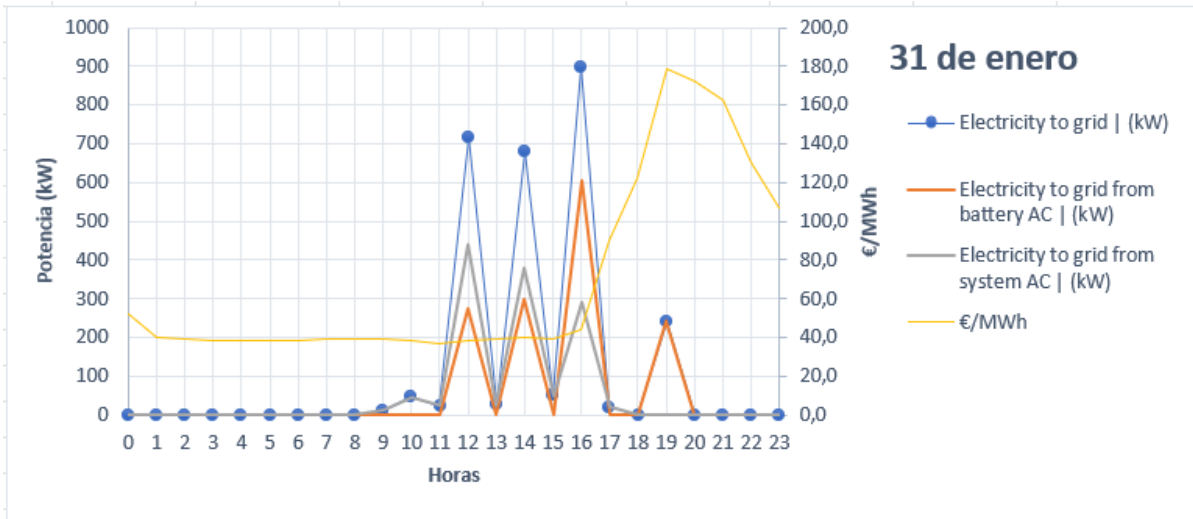


Figura 40. 31 de enero. Potencia inyectada a la red (kW) durante las 24 horas del día.

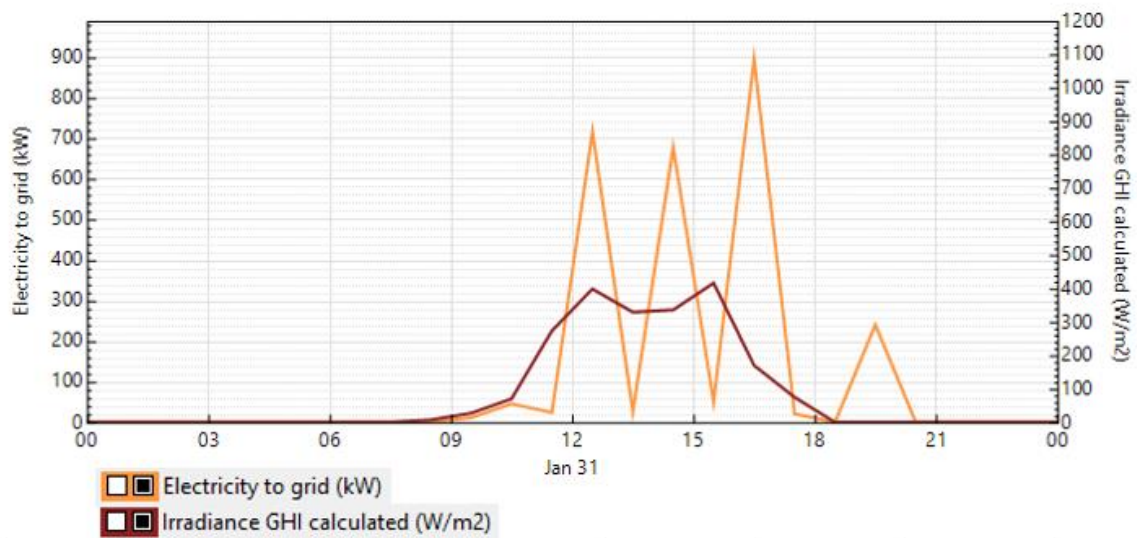


Figura 41. 31 de enero. Potencia inyectada a la red (kW) durante las 24 horas del día y radiación solar en W/m<sup>2</sup>.

En este segundo ejemplo, se aprecia que la irradiancia global horizontal no alcanza valores tan altos como la del día 27 de enero (ver Figura 39) y no es sostenida en el tiempo. Por este motivo, la potencia inyectada a la red tiene un perfil con picos como se observa en las dos figuras anteriores, ya que existe una alternancia entre exportar potencia a la red y cargar la batería.

### 5.1.2 Variación horaria del estado de carga de la de la batería durante dos días característicos.

Se analiza a continuación con detalles el comportamiento horario de la batería durante los dos días característicos considerados en el apartado anterior. Se plantean en primer lugar los perfiles de carga (Figura 42, línea verde) y descarga (Figura 42, línea roja) de la batería del día 31 de enero de 2023. Hay que recordar que este día no tiene condiciones meteorológicas favorables y por ello la irradiancia varía de forma no uniforme y no alcanza un valor pico elevado.

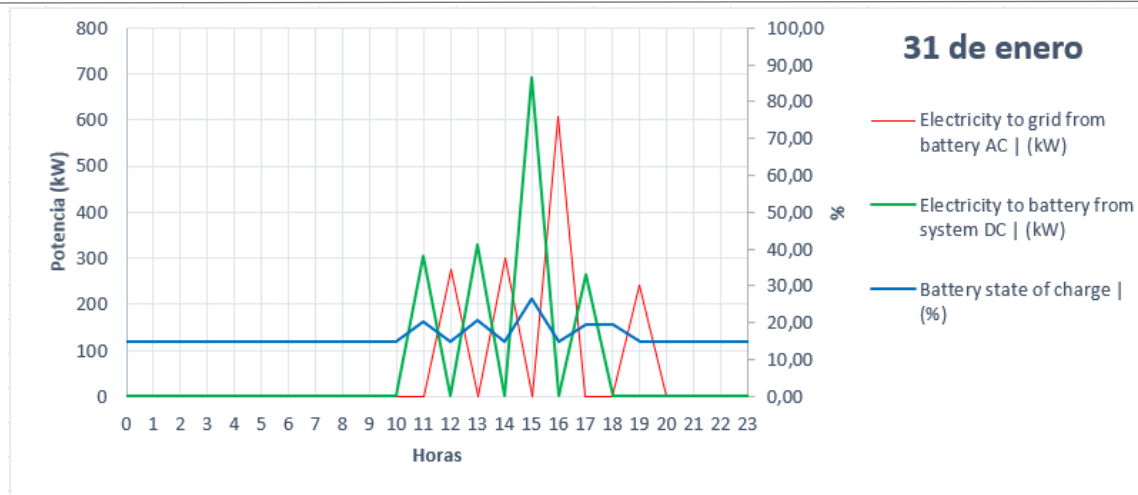


Figura 42. 31 de enero. Variación del estado de carga (SOC) (%) de la batería, potencia (kW) que se inyecta en esta y potencia (kW) que la misma descarga a la red.

La batería parte de su estado de carga (SOC, línea azul) mínimo, a un 15% de su capacidad, un valor establecido como requisito en la configuración introducida. Conforme avanza el día, se ve cómo comienza a cargarse por primera vez a las 10 de la mañana, pues las curvas de la potencia que va a la batería desde el sistema FV (curva verde) y la de SOC (curva azul), empiezan creciendo simultáneamente hasta las 11 horas. A partir de ese momento, la batería empieza a descargarse, cediendo su energía a la red (curva roja), ya que la curva de SOC pasa a ser decreciente a las 11 horas, a la vez que la curva de energía inyectada a la red desde la batería (curva roja) empieza a crecer.

Salta a la vista que la variación del estado de carga de la batería no sea significativa, pues el valor máximo de SOC que se alcanza durante este día es de apenas un 25%. La explicación de este suceso se debe a que el 31 de enero es un día cuyas condiciones climatológicas fueron desfavorables, según el archivo meteorológico descargado para la ubicación de Náquera del programa SAM, hecho que se puede corroborar también observando las curvas de irradiancia global horizontal de las FIG 40 y FIG 38.

A continuación se comparan los estados de carga del día analizado con los del día 27 de enero, cuyas condiciones climatológicas fueron más favorables para la producción fotovoltaica:

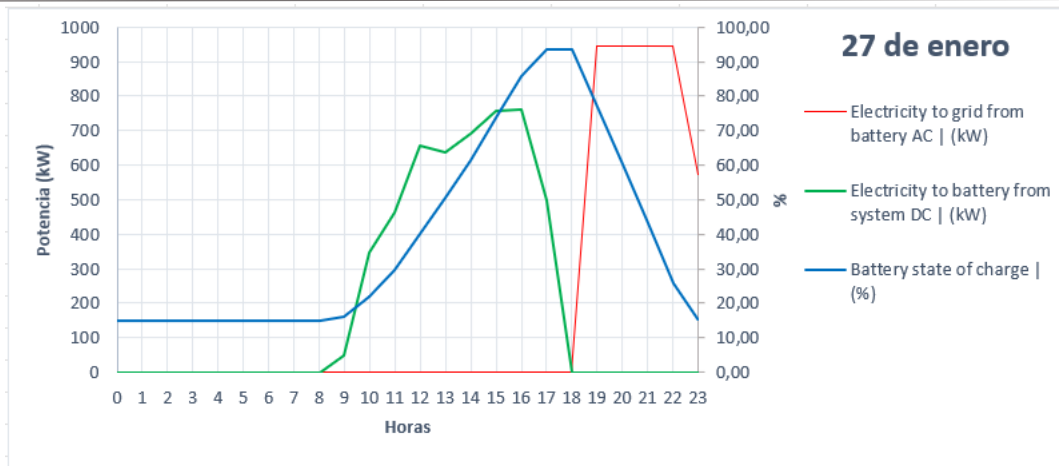


Figura 43. 27 de enero. Variación del estado de carga (SOC) (%) de la batería, potencia (kW) que se inyecta en esta y potencia (kW) que la misma descarga a la red.

Se aprecia cómo en este segundo caso, la batería alcanza un estado de carga del 93%. Además, el periodo de carga de este día fue más sostenido en el tiempo, mientras que el día 31 de enero presentó oscilaciones. Una vez más, este hecho se justifica con las condiciones meteorológicas, pues si se trata de un día soleado, se procura almacenar el máximo de la energía producida para venderla posteriormente en los periodos del día más caros. Esto es un factor de significativamente mayor peso que la obtención de ingresos por la energía inyectada a la red proveniente del sistema fotovoltaico durante las horas solares.

### 5.1.3 Evolución de la vida útil de la batería.

El sistema fotovoltaico con almacenamiento, en su configuración base, se ha diseñado para que no se reemplace el sistema de almacenamiento durante toda la vida útil del proyecto. Se ilustra a continuación el número de ciclos de la batería durante toda su vida útil, así como el porcentaje de pérdidas de su capacidad debido a este ciclado:

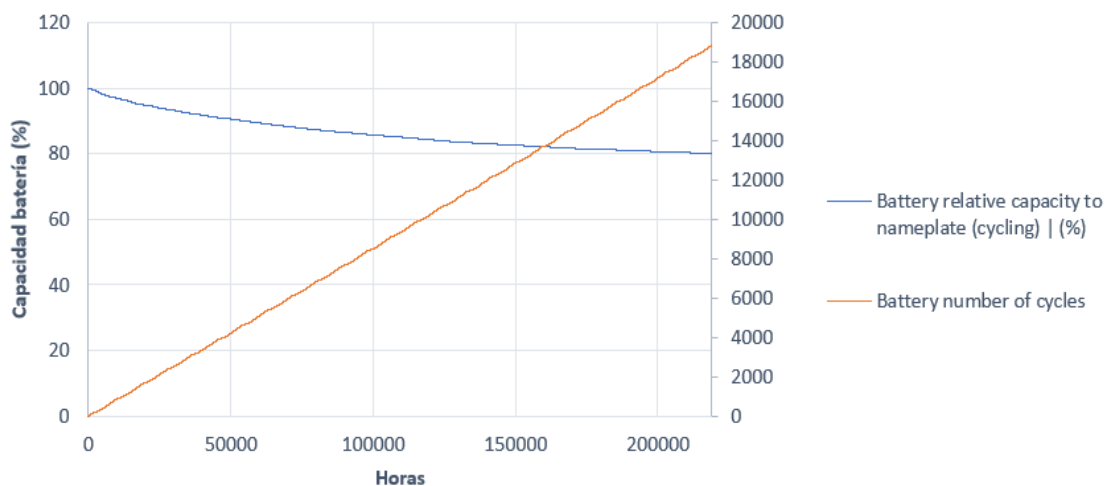


Figura 44: Número de ciclos de la batería y disminución de su capacidad de almacenamiento de energía con el aumento de las horas de vida.



Durante los 25 años de vida del proyecto, la batería alcanza un total de 18.435 ciclos, descendiendo su capacidad hasta un 80,07%. Se muestran a continuación a nivel informativo, las estadísticas sobre los ciclos de descarga (DOD, Depth of discharge) de la batería durante toda su vida útil. Se observa que, para mantener la batería funcional durante toda la vida útil del proyecto sin reemplazos, las profundidades de descarga se mantienen entre un 32,84% y un 54,47% tal y como indica la Tabla 1Tabla 3:

Tabla 3. Resultados del SAM. Estadísticas de la profundidad de descarga (DOD) de la batería durante toda la vida útil del proyecto.

Mediana	Mínimo	Máximo	Suma	Desviación estándar	Media de los mínimos de descarga diarios	Media de los máximos de descarga diarios
42,23%	0%	79.98%	9248274.45%	33.8856%	32.84%	54.47%

#### 5.1.4 Ingresos anuales.

La siguiente ilustración muestra la influencia de los distintos factores TOD sobre los ingresos por la venta de la electricidad durante el primer año de funcionamiento.

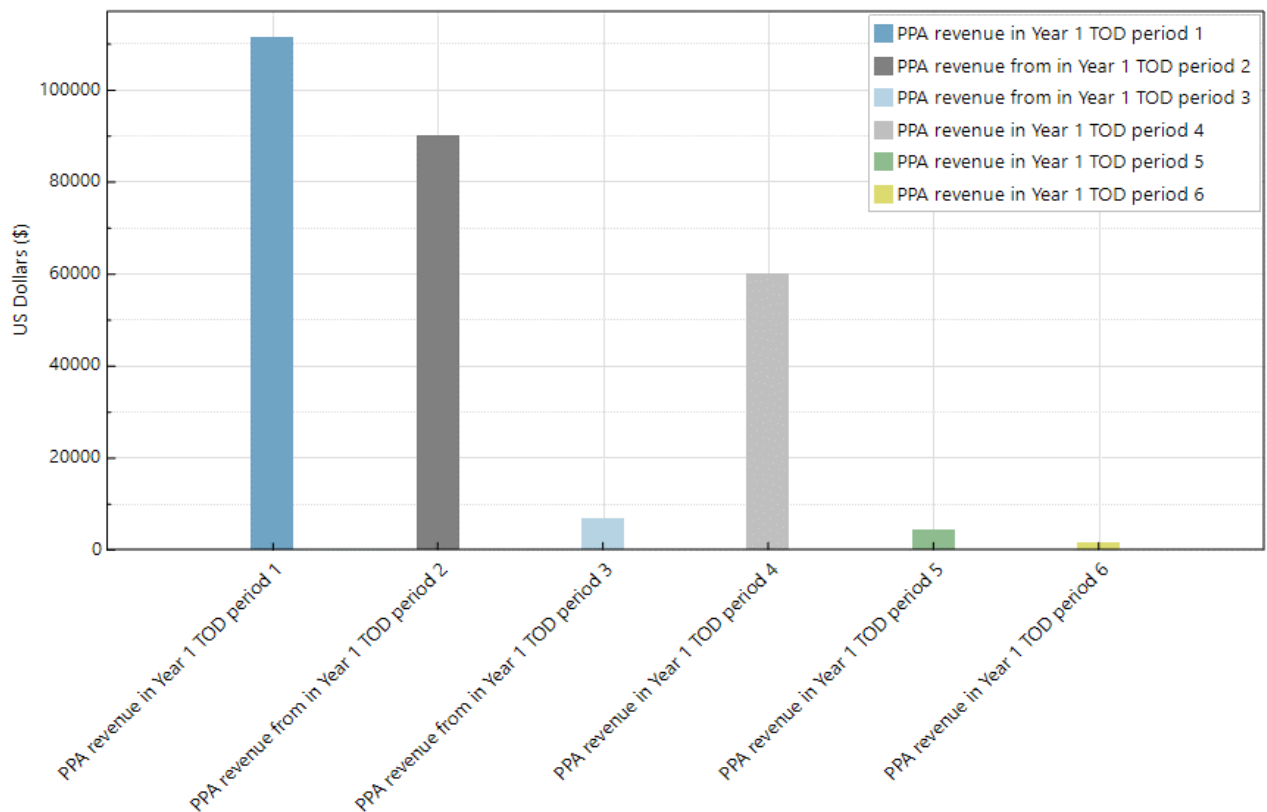


Figura 45. Ingresos por venta de la electricidad durante el año 1, para los distintos periodos del año determinados por los factores TOD.

Se observa que, durante los periodos 3, 5 y 6 los ingresos significativamente inferiores, pues corresponden a los multiplicadores 0,56, 0,7 y 0,21 (Escenario de precios de venta



reales, ver apartado 4.3.4) respectivamente, lo que hace que disminuyan de forma notable las ganancias por la venta de la electricidad.

Además, a la vista de la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, se puede apreciar que estos periodos coinciden con horas del día donde o bien no hay producción solar ni tampoco está la batería cargada y por tanto no se inyecta en la red (horas de la madrugada), o bien en horas que sí hay producción solar, pero al ser el precio de venta de la electricidad tan bajo, se opta por no verter la energía a la red y emplearla para cargar la batería, para así descargarla en los periodos más caros, de ahí radica que la diferencia sea tan exagerada.

Se concluye, por tanto, afirmando que la batería funciona correctamente según la configuración que se ha descrito con anterioridad.

## 5.2 Tamaño del almacenamiento óptimo para los distintos escenarios de precios de venta.

Tal y como se ha ido mencionando a lo largo de todo el trabajo, uno de los principales resultados es encontrar un tamaño de las baterías que optimice el sistema, desde un punto de vista económico. En otras palabras, dar con la capacidad de la batería en kilovatios hora (kWh) y la potencia en kilovatios (kW) que hagan el TIR y el VAN del proyecto lo más positivos posible.

Se utilizará la opción *Parametrics* del SAM, la cual permite realizar varias simulaciones en paralelo, variando uno o más parámetros de entrada, y analizando el comportamiento de las variables de salida que se desee. Por lo tanto, se configurará esta ventana para un primer caso de dimensionamiento de la capacidad tal que:

*Entrada 1 = Capacidad de la batería (kWh)*

*Salida 1 = Tasa Interna de Retorno (%)*

*Salida 2 = Valor Actual Neto (€)*

Donde la capacidad de la batería varía entre 0 y 6000 kWh.

Y para el dimensionamiento de la potencia:

*Entrada 2 = Potencia de la batería (kW)*

*Salida 1 = Tasa Interna de Retorno (%)*

*Salida 2 = Valor Actual Neto (€)*

Donde la potencia de la batería variará, de la misma forma, entre 0 y 6000 kW.

### 5.2.1 Caso base con Escenario Precio Uniforme.

En primer lugar, se simulará el modelo cuyo **precio de venta** de la electricidad es **uniforme** fijado a 100€/MWh.

Los resultados para el dimensionamiento de la capacidad (kWh) de la batería quedan así:

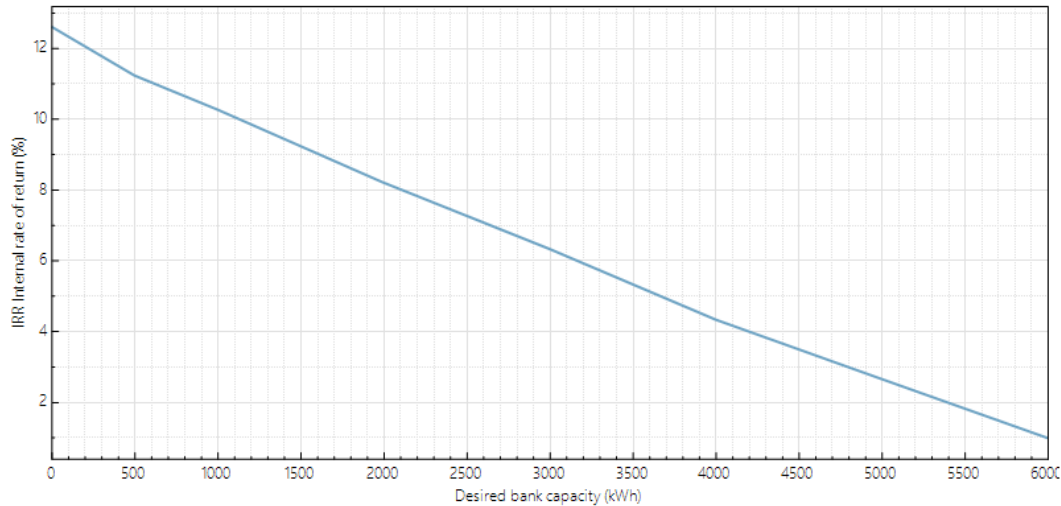


Figura 46. Escenario Uniforme. Variación del TIR (%) con la capacidad de la batería (kWh).

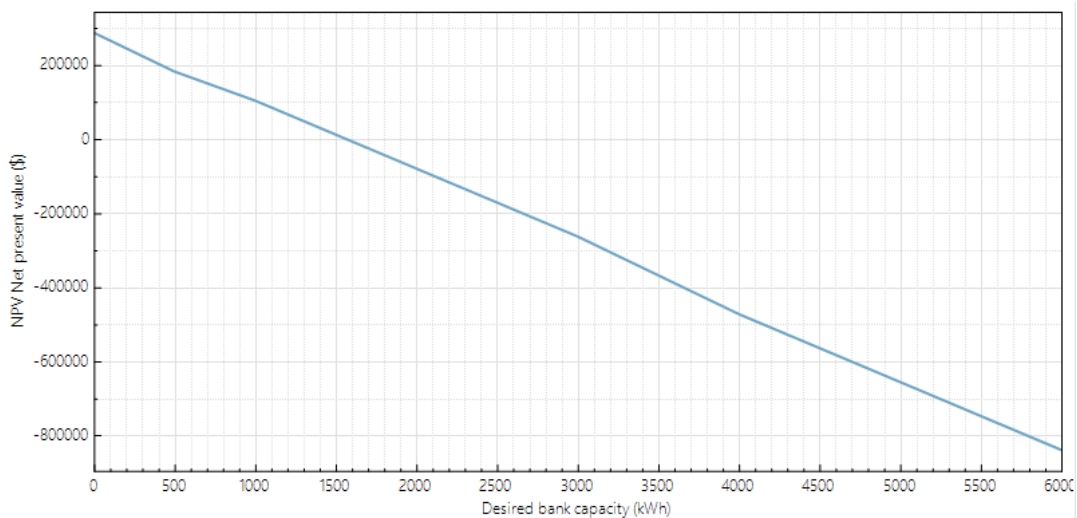


Figura 47. Escenario Uniforme. Variación del VAN (€) con la capacidad de la batería (kWh).

Las gráficas muestran un resultado trivial, el “tamaño óptimo” de la batería tanto desde el punto de vista del TIR como del VAN es de 0 kWh, puesto que no tiene sentido emplear almacenamiento en una instalación con un precio de venta uniforme, si el objetivo es maximizar la rentabilidad de vendiendo la energía cuando los precios son más caros. Por este mismo motivo, no se realizará la simulación que optimice la potencia de la batería, ya que se obtendría un resultado similar.

### 5.2.2 Caso base con Escenario Curva de Pato.

A continuación, se simula el modelo descrito en el apartado 4.3.2, con un escenario de venta representativo de la **Curva de Pato**. Se recuerda que este escenario tiene una fuerte variación horaria del precio de venta (con tres niveles: 1; 0,3 y 1,9), que se aplica a todos los días del año, independientemente de la estación o de si son laborables o de fin de semana.

Los resultados para el dimensionamiento de la capacidad (kWh) de la batería quedan tal que:

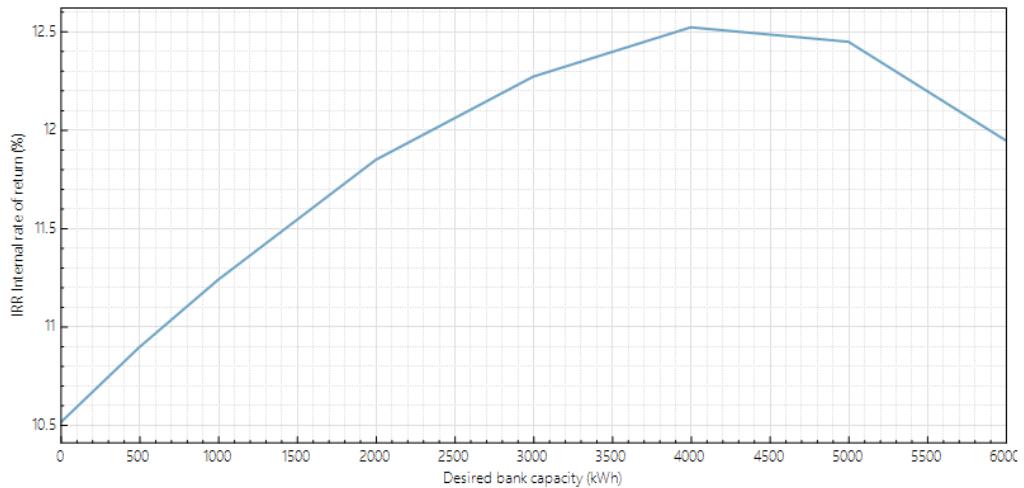


Figura 48. Escenario Curva de Pato. Variación del TIR (%) con la capacidad de la batería (kWh).

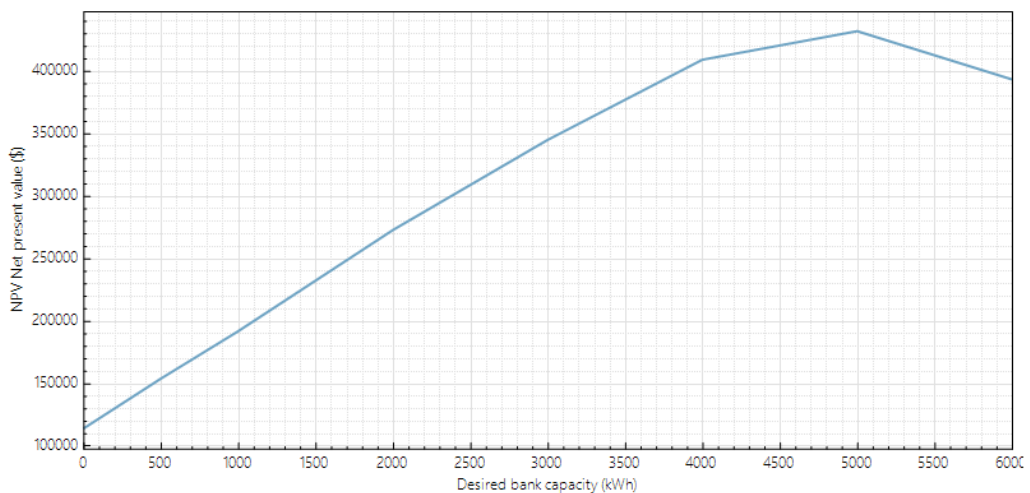


Figura 49. Escenario Curva de Pato. Variación del VAN (€) con la capacidad de la batería (kWh).

En este modelo de simulación, se observan dos valores máximos de capacidad distintos. Una capacidad de 4000 kWh maximiza el valor del TIR, mientras que una capacidad de 5000 kWh maximiza el NPV. La solución más adecuada que contempla ambas variables financieras es establecer una batería que esté en el rango de esos valores máximos (por ejemplo, 4500kWh), puesto que existen más parámetros financieros que influyen sobre esta solución, pero quedan fuera del alcance del trabajo.

Diseño de una metodología para optimizar un sistema fotovoltaico de 1 MW con almacenamiento conectado a la red.

Los resultados para el dimensionamiento de la potencia (kW) de la batería quedan tal que:

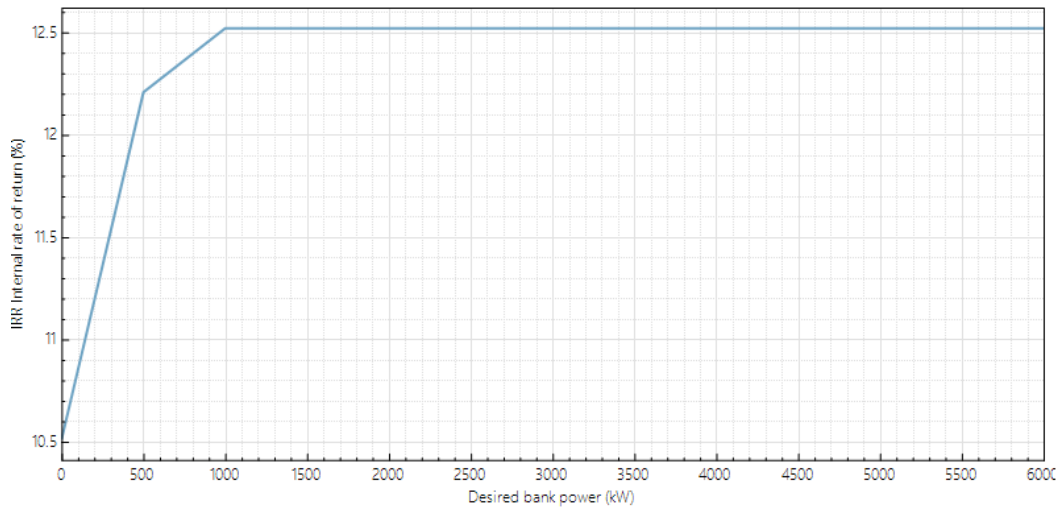


Figura 50. Escenario Curva de Pato. Variación del TIR (%) con la potencia de la batería (kW).

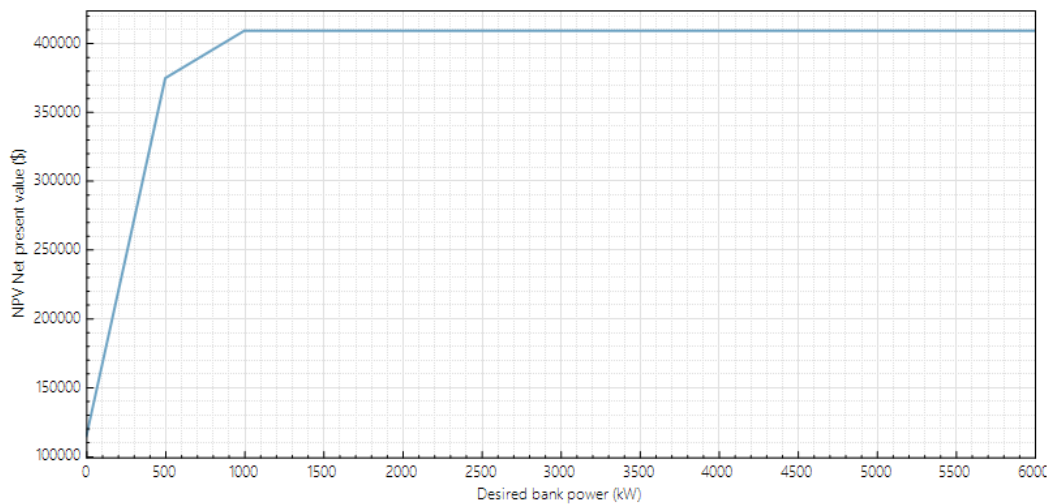


Figura 51. Escenario Curva de pato. Variación del VAN (€) con la potencia de la batería (kW).

Al analizar las gráficas generadas, se puede observar que ambas curvas, que son idénticas entre sí, exhiben un crecimiento proporcional al aumento de la potencia de la batería. Esto implica que el proyecto se vuelve más rentable a medida que esta se incrementa, hasta alcanzar un punto de inflexión a los 1000 kW. A partir de ese umbral, las curvas se mantienen constantes, lo que indica que no existe un impacto significativo en el valor del proyecto al utilizar una batería con una potencia de carga y descarga superior a esos 1000 kW.

Este fenómeno se explica debido a que el precio de la batería está determinado únicamente por su componente de energía tal y como se ve en el punto 5 del apartado 4.2. Esto significa que el coste de la batería se establece en función de los kilovatios hora (kWh) que puede almacenar. Dado que 1000 kW no es un valor cualquiera, sino que equivale a la potencia de diseño del sistema fotovoltaico, no hay beneficio adicional al aumentar la

potencia de la batería más allá de este punto. Por lo tanto, se vuelve indiferente incrementar la potencia de carga y descarga en términos de rentabilidad del proyecto.

Se concluye pues, estableciendo que el tamaño de batería que optimiza este modelo de simulación tiene por valores:

$$\text{Capacidad} = 4500 \text{ kWh}$$

$$\text{Potencia} = 1000 \text{ kW}$$

### 5.2.3 Caso base con Escenario Curva de Pato Suavizada.

Se realiza la simulación del modelo descrito en el apartado 4.3.3, con un precio de venta con los mismos tramos horarios que el caso anterior, pero con unos factores TOD que distan menos del precio base, lo que resulta en una curva menos pronunciada.

Los resultados para el dimensionamiento de la capacidad (kWh) de la batería quedan tal que:

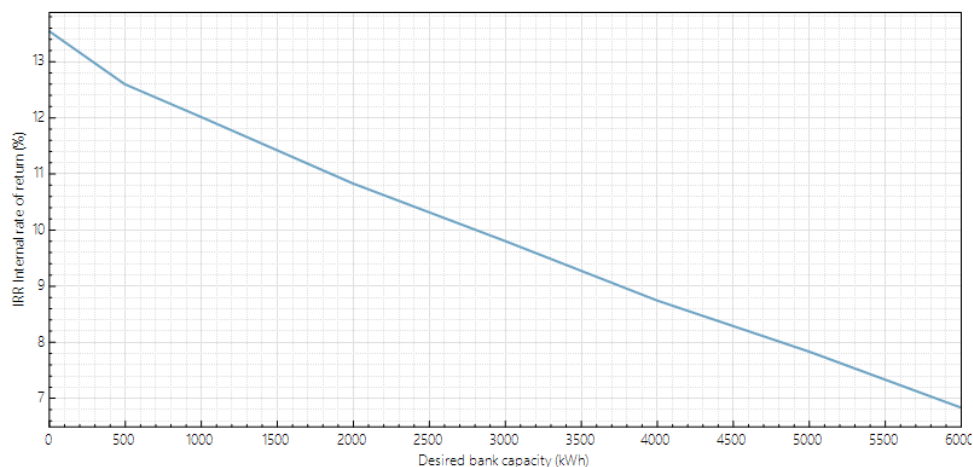


Figura 52. Escenario Curva de Pato Suavizada. Variación del TIR (%) con la capacidad de la batería (kWh).

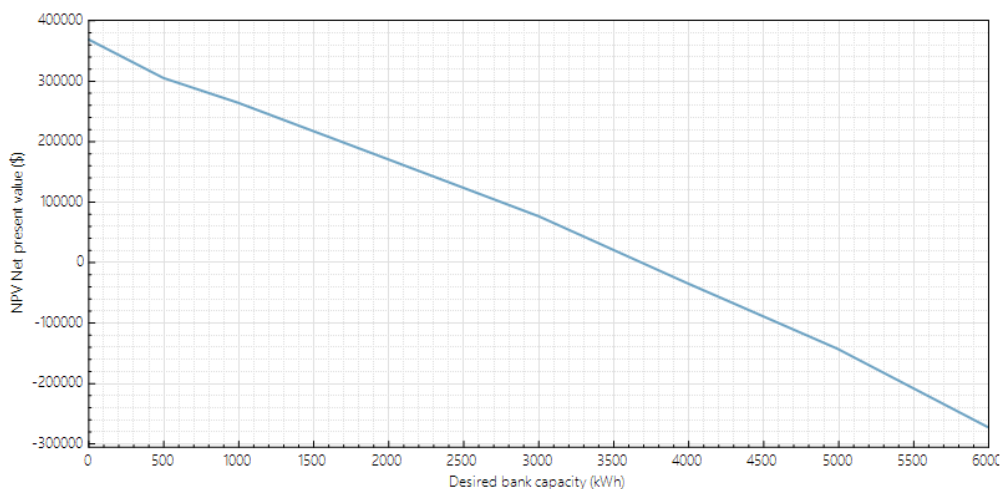


Figura 53. Escenario Curva de Pato Suavizada. Variación del VAN (€) con la capacidad de la batería (kWh).

Diseño de una metodología para optimizar un sistema fotovoltaico de 1 MW con almacenamiento conectado a la red.

Se aprecia que, para este tercer caso de simulación, al igual que en el primero, no se encuentra ningún tamaño de batería que maximice la rentabilidad de la instalación, excepto el valor 0 kWh. Comparando este caso con el anterior del apartado 5.2.2, la única diferencia que existe entre ellos es el precio de venta de la electricidad en los periodos 2 y 3 de la tabla de configuración de los TOD (ver Figura 29 y Figura 31), por lo que se puede concluir que en este modelo, al no variar los ingresos tan drásticamente como en el modelo predecesor, hace que se aproxime más al Caso base con Escenario Precio y por consiguiente, también las curvas resultantes. Con todo lo dicho anteriormente, en este caso tampoco tiene sentido ver la influencia de la potencia de la batería.

#### 5.2.4 Caso base con Escenario Curva de Precios Reales.

Como se explicó en un apartado del capítulo anterior, a partir de la serie histórica de precios reales publicados por el OMIE para el periodo junio 2022 a mayo 2023, se ha obtenido un escenario de precios que responde a los valores reales, si bien introduciendo algunas simplificaciones para poder usarlos de manera práctica en combinación con SAM.

Los resultados para el dimensionamiento de la capacidad (kWh) de la batería quedan tal que:

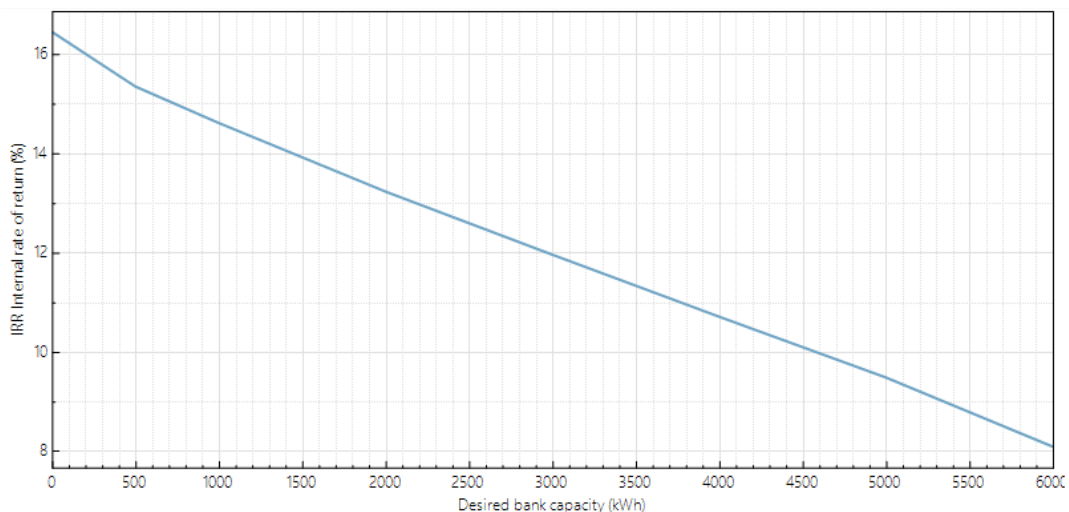


Figura 54. Escenario Curva real. Variación de la Tasa Interna de Retorno (%) con la capacidad de la batería en kWh.

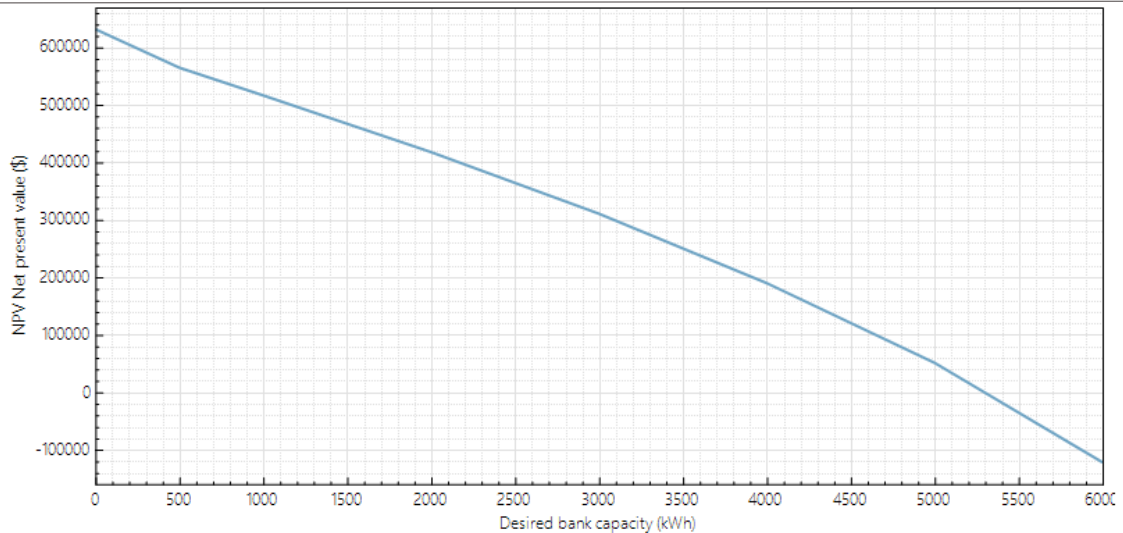


Figura 55. Escenario Curva real. Variación del Valor Actual Neto con la capacidad de la batería en kWh.

A partir de los gráficos obtenidos, se puede afirmar una vez más que no se ha identificado ningún tamaño de batería que maximice la rentabilidad de la instalación, a excepción del valor 0 kWh. Esta conclusión resulta inesperada, dado que indica que, en la actualidad, la incorporación de sistemas de almacenamiento en instalaciones fotovoltaicas no resultaría rentable a pesar de que los perfiles de venta de la electricidad presentan diferencias significativas de precios entre los periodos más baratos y los más caros.

La explicación precisa de los motivos que han llevado a estos resultados no ha podido ser determinada, ya que se ha intentado identificar el factor que ha influido en estos, pero el alcance del presente proyecto, sobre todo en aspectos financieros, no abarca todos elementos de la configuración de los escenarios en SAM, los cuales permiten una gran cantidad de detalle. No obstante, se intuye que el precio de venta de la electricidad podría ser uno de estos causantes.

Con todo esto y al igual que con los otros casos que no mostraban una capacidad óptima de la batería (ver apartados 5.2.1 y 5.2.3), se obviará la simulación para la búsqueda de una potencia óptima.



### 5.3 Estudios paramétricos de la rentabilidad del sistema en el Escenario Curva de Pato.

#### 5.3.1 Variación del TIR y VAN en función del precio de venta de la electricidad.

Se han incrementado y disminuido los valores del precio de venta de la electricidad de partida, 100€/MWh, hasta en un 50% con incrementos y decrementos del 10%, con el objetivo de analizar el impacto sobre los indicadores de rentabilidad de la instalación (VAN y TIR). Simulando y trasladando los resultados a una hoja de cálculo, se obtiene la siguiente respuesta del sistema.

En primer lugar, se observa una respuesta lineal del VAN con el precio de venta de la electricidad. Concretamente, para una variación del 10% del ingreso, se da una variación del 53,85% del Valor Actual Neto, es decir, alterando el parámetro de entrada al 50%, el VAN sufre un significativo impacto del 269,26%.

En cuanto a la respuesta por parte del comportamiento del TIR con la variación del precio de venta de la electricidad, se puede afirmar que no sigue la misma tendencia. Por un lado, no progresa de forma lineal: Se observa que el incremento del IRR con el incremento del precio de venta de la electricidad, es menor que cuando este decrece, para una misma variación porcentual. Por otro lado, el impacto sobre el IRR para la máxima alteración del parámetro de entrada (50%) es menos exagerado que para el VAN, alcanzando hasta un 88,73% de variación, igualmente notable.

Las siguientes figuras muestran de forma cualitativa las evoluciones descritas:

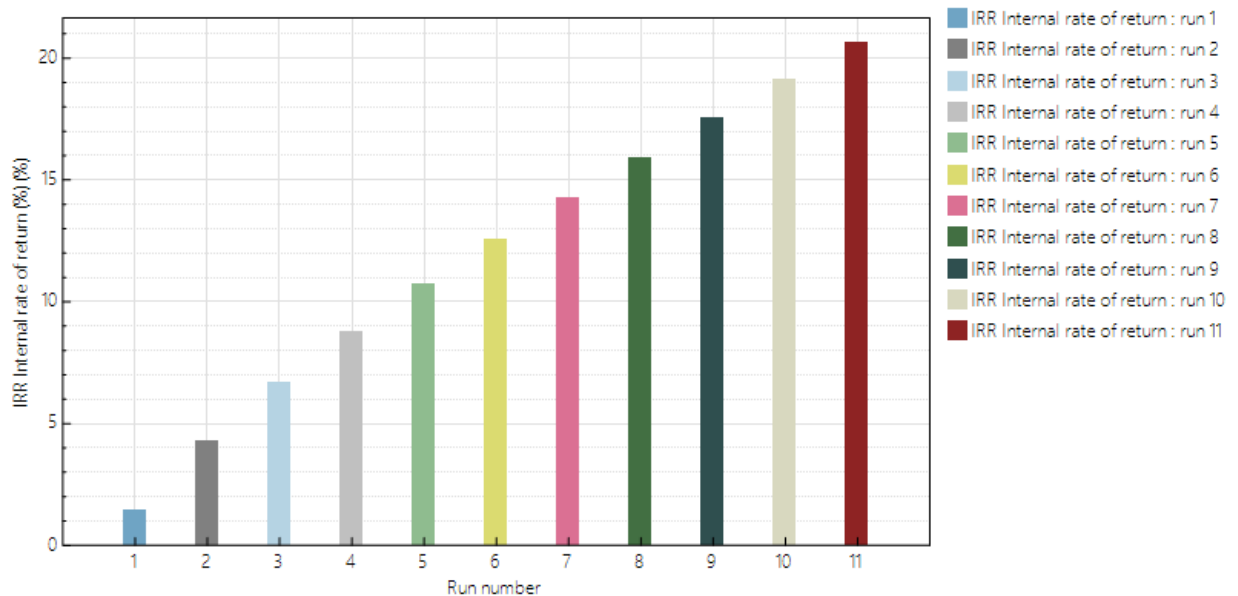


Figura 56. Resultado Parametrics SAM. Variación del TIR (%) con el precio de venta de la electricidad.

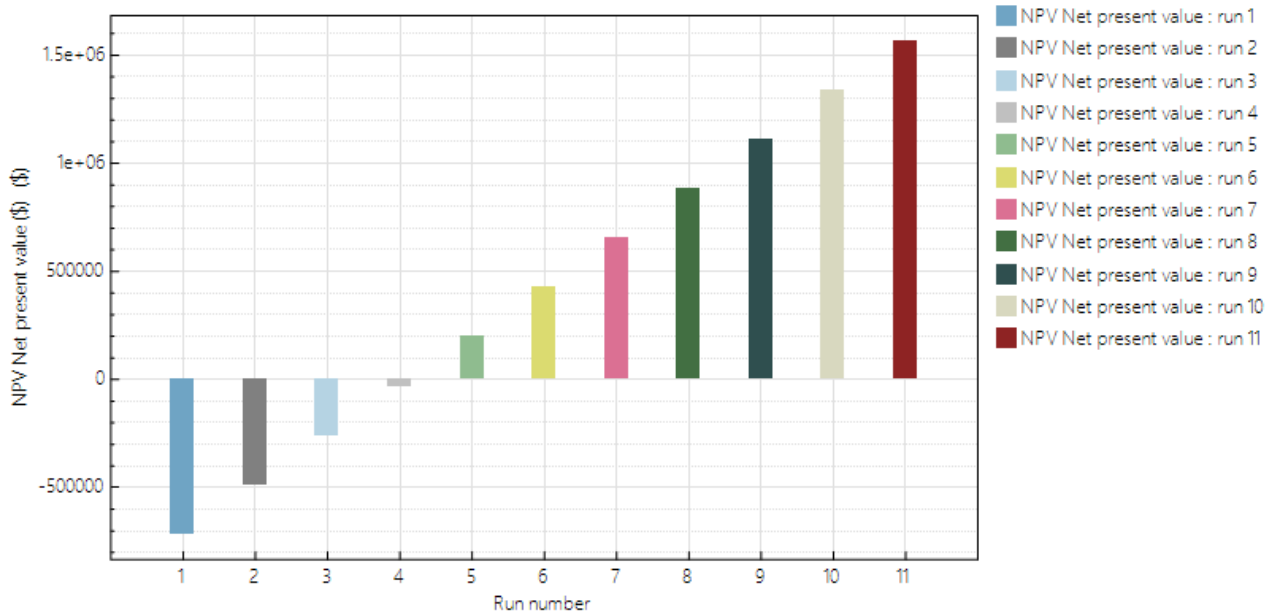


Figura 57. Resultado Parametrics SAM. Variación del VAN (€) con el precio de venta de la electricidad.

En ambas figuras, el caso de estudio con un precio de partida de 100€/MWh se muestra en la columna amarilla (Run 6). Si se desea consultar los resultados numéricos de la hoja de cálculo, acudir al Anexo 0.

En definitiva, se podría afirmar que el precio de venta de la electricidad influye de manera directa sobre la rentabilidad del proyecto. Esto es un aspecto importante a tener en cuenta en el desarrollo de instalaciones de generación de energía eléctrica renovable, sobre todo ante la incertidumbre energética actual.

### 5.3.2 Variación del TIR y el VAN en función del coste de los módulos fotovoltaicos.

A continuación, se hará un estudio paramétrico alterando el coste de los módulos fotovoltaicos y analizar así, la evolución de las variables que definen la viabilidad económica del presente proyecto. De forma análoga al apartado anterior, se tomará el coste base de los paneles (0,26€/MWh), y se variará hasta en un ±40%.

Simulando y trasladando los resultados a una hoja de cálculo, se obtiene la siguiente respuesta del sistema.

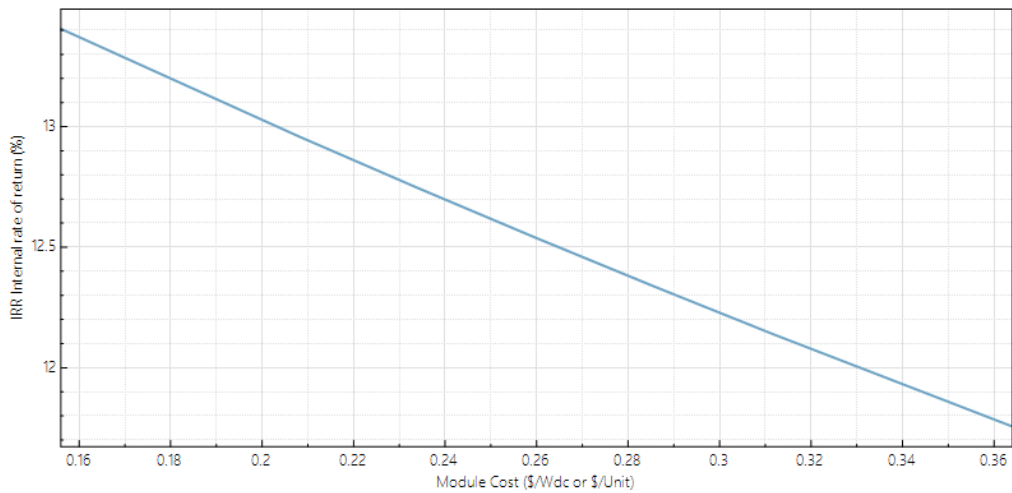


Figura 58. Resultado Parametrics SAM. TIR (%) en función del coste de los módulos (€/Wdc).

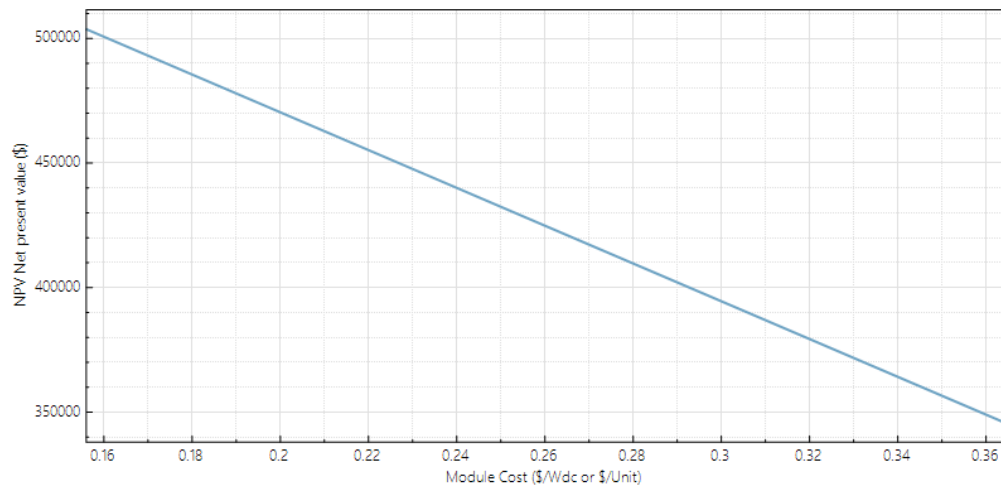


Figura 59. Resultado Parametrics SAM. VAN (€) en función del coste de los módulos (€/Wdc).

Destacar, por un lado, que el comportamiento tanto del TIR como del VAN ante la variación del coste de los módulos es prácticamente lineal. No obstante, la alteración de este coste tiene más impacto sobre el VAN que sobre el TIR, alcanzando respectivamente un aumento del 9,3% y 6,9% para la máxima variación del coste de los módulos (un 40%).

Se ha comentado que el comportamiento del TIR es lineal, no obstante, se pueden ver diferencias entre incrementar o disminuir el coste de los paneles. En los casos extremos donde el precio varía en un  $\pm 40\%$  se aprecia un valor del 7% para el incremento de coste y un 6,2% para el decremento. A pesar de esto, la diferencia es poco relevante en general y puede despreciarse.

Se recuerda que se pueden consultar los resultados numéricos de la hoja de cálculo en el Anexo 0.

Comparando este estudio de sensibilidad con el apartado anterior 5.3.1, se aprecia que la alteración del precio de venta de la electricidad es un factor de mucho más peso que la variación de los costes del módulo fotovoltaico.

### 5.3.3 Variación del TIR y el VAN en función del coste del inversor.

Se realiza en tercer lugar, el estudio paramétrico que analiza la respuesta sobre la viabilidad económica del proyecto en función de la alteración de los costes del inversor. De nuevo, se tomará el coste base del inversor (0,06€/kWh), y se variará esta vez hasta en un ±50%.

Simulando y trasladando los resultados a una hoja de cálculo, se obtiene la siguiente respuesta del sistema.

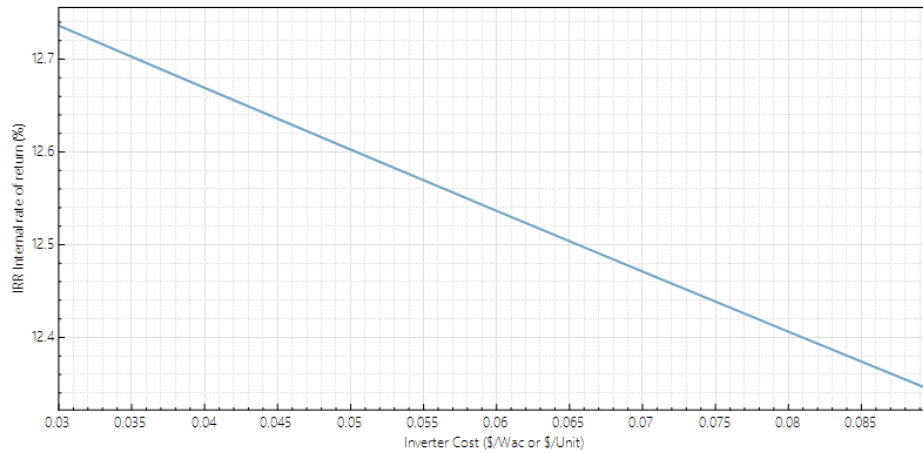


Figura 60. Resultado Parametrics SAM. TIR (%) en función del coste del inversor (€/Wac).

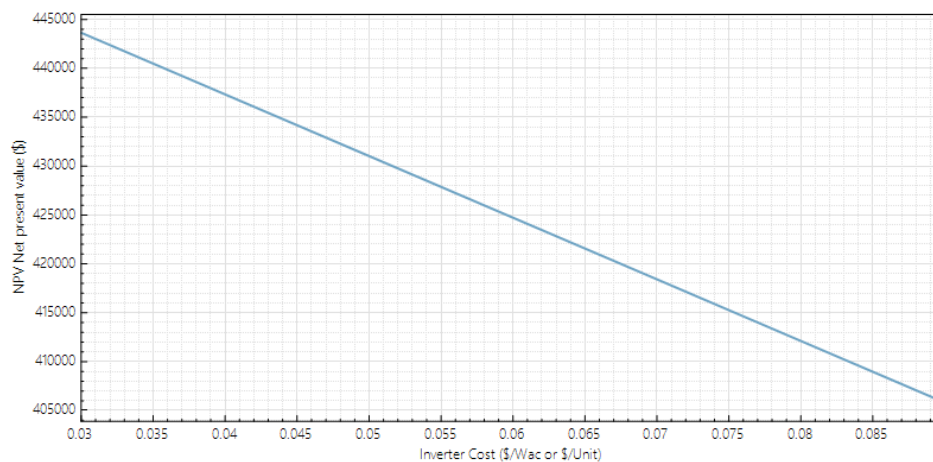


Figura 61. Resultado Parametrics SAM. VAN (€) en función del coste del inversor (€/Wac).

Una vez más, se observa un comportamiento prácticamente lineal para el TIR y completamente lineal para el VAN.

En esta ocasión, a pesar de haber aumentado y disminuido el precio del inversor por vatio AC hasta un 50%, las variaciones del VAN y TIR del proyecto son mínimas, pues sus valores son del 4,45% y del 1,59% respectivamente.

Por otro lado, se mantiene el comportamiento asimétrico del TIR frente a un aumento o decremento del precio del inversor, siendo más notable cuando este disminuye. Se

mantiene igualmente el comportamiento simétrico del VAN ante la misma situación que se acaba de describir.

Los resultados numéricos exactos de la hoja de cálculo se pueden consultar en el Anexo 0.

Con todo esto, este apartado se concluye afirmando que hasta el momento, la variación del precio del inversor es el elemento que menos influye sobre el valor total del proyecto, siendo esta influencia prácticamente despreciable.

### 5.3.4 Variación del TIR y el VAN en función del coste de la batería.

Este último análisis paramétrico se realizará variando el coste base de la batería (152€/kWh) hasta en un  $\pm 40\%$ , y observando su influencia sobre la rentabilidad final de la instalación planteada. Simulando y trasladando los resultados a una hoja de cálculo, se obtiene la siguiente respuesta del sistema.

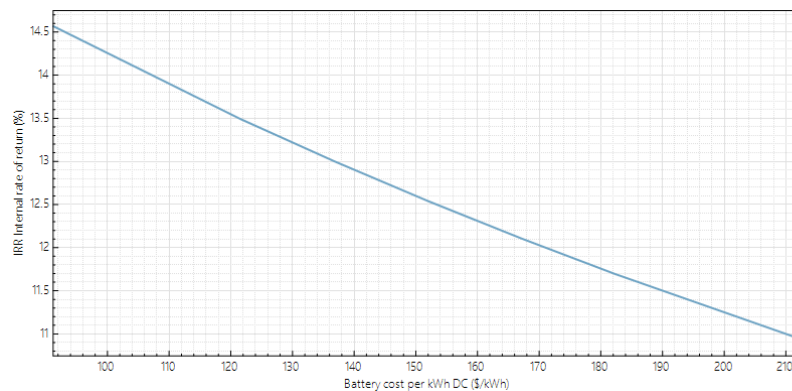


Figura 62. Resultado Parametrics SAM. TIR (%) en función del coste de la batería (€/kWh).

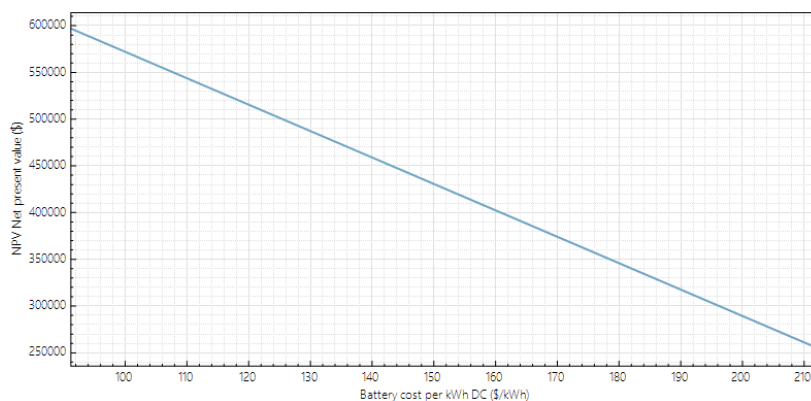


Figura 63. Resultado Parametrics SAM. VAN (€) en función la batería (€/kWh).

Este caso de estudio reafirma la existencia de una relación lineal entre las variables del VAN y TIR en respuesta a las variaciones en el precio de la batería. Se confirma, además, la simetría en la evolución del VAN al modificar el precio de la batería tanto por encima como por debajo del valor base. Sin embargo, se observa una variación asimétrica en el TIR, lo cual concuerda con los hallazgos de los apartados previos.

---

Con relación al impacto que resulta de alterar los precios de la batería sobre las mismas variables financieras, se destaca que una variación del 50% en dicho precio conlleva una variación del 8,6% en el TIR y una variación del 20,2% en el VAN. Estos valores, si bien no deben ser desestimados, no son tan significativos en comparación con el impacto del precio de venta de la electricidad, como se analizó en el apartado 5.3.1.

Los resultados numéricos exactos de la hoja de cálculo se pueden consultar en el Anexo 0.

Se concluye que la variación en el precio de venta de la electricidad es el parámetro que más influye en la viabilidad económica del proyecto, dejando el coste de la batería y los módulos fotovoltaicos en un segundo nivel de influencia.

---

## 6. CONCLUSIONES.

### 6.1 Conclusiones.

El análisis realizado demuestra que el interés del almacenamiento en las instalaciones de energías renovables, en este caso, de la energía solar fotovoltaica, es un tema de consideración crucial en el panorama energético futuro. Si bien se han identificado mediante estas simulaciones ciertas limitaciones en términos de rentabilidad, el potencial de maximizar la eficiencia y la flexibilidad de los sistemas fotovoltaicos mediante el almacenamiento de energía es innegable.

Por otro lado, se destaca el uso del software System Advisor Model, pues se trata de una herramienta muy potente, la cual permite modelar sistemas de generación de energía con un amplio espectro de características, desde los parámetros técnicos hasta los financieros y su posterior análisis de todo el conjunto.

En cuanto a todas las simulaciones llevadas a cabo, resaltar que la implementación de un sistema de almacenamiento en un escenario en el que el precio de venta de la electricidad se mantiene constante, como podría ser el cierre de un PPA con un consumidor de energía, no tiene interés desde el punto de vista financiero. Esto es un hecho totalmente lógico, pero el cual se ha demostrado mediante el empleo del SAM.

Asimismo, se deduce que para rentabilizar el sistema de almacenamiento, es preciso contar con una significativa variación en los precios de venta de la electricidad. Es posible que en un futuro, el fenómeno de la Curva de Pato se extienda a un mayor número de periodos durante el año, lo que contribuiría a alcanzar dicho objetivo. De lo contrario, serían necesarios incentivos por parte del gobierno para que este tipo de inversiones resulten atractivas. Cabe tener en cuenta, además, que según los estudios de sensibilidad llevados a cabo, el precio de venta de la electricidad es el factor que más impacto tiene sobre la rentabilidad del sistema fotovoltaico con almacenamiento, por lo que la viabilidad económica de este dependerá en gran medida de los precios del mercado eléctrico.



---

## 6.2 Sugerencias para desarrollos futuros.

Si bien este trabajo ha demostrado ser adecuado para el desarrollo de un Trabajo de Fin de Grado del Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales, es importante señalar que su alcance no llega a abarcar todos los escenarios posibles en el entorno de la fotovoltaica y del almacenamiento. Por este motivo, se invita a otros interesados en seguir avanzando en esta línea de investigación.

Algunas líneas de estudio sugeridas para continuar este trabajo son:

- Realizar estudios de sensibilidad adicionales, abarcando instalaciones fotovoltaicas de mayor potencia, variando la potencia y el número de inversores y explorando el uso de baterías con tecnologías distintas a las de Ion-Litio LFP.
- Asimismo, realizar un estudio más exhaustivo para determinar si la potencia óptima del sistema de almacenamiento depende exclusivamente del tamaño de diseño de la instalación de generación, o si otros parámetros como el precio de venta de la electricidad ejercen influencia significativa en esta relación.
- Por otro lado, sería conveniente ajustar los precios de venta de la electricidad en función del tiempo, de una forma más aproximada a la realidad, considerando incluso la posibilidad de utilizar un software de simulación similar que permita una mayor precisión en ese aspecto.
- Finalmente, profundizar en el análisis de los parámetros financieros que impactan en la rentabilidad de la instalación de baterías y ajustarlos de manera más precisa a la realidad del sistema económico en España.

---

## 5 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

- Augustine, C., & Blair, N. (Mayo de 2021). *Storage Technology Modeling Input Data Report*.
- Aurora Energy Research. (Abril de 2023). *Aurora Energy Research*. Obtenido de <https://auroraer.com/market-reports/european-solar-markets-attractiveness-report/>
- BNEF. (6 de Diciembre de 2022). *Blog: BloombergNEF*. Obtenido de <https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-rise-for-first-time-to-an-average-of-151-kwh/>
- El Periódico de la Energía. (27 de Abril de 2023). Tres tendencias a tener en cuenta en el mercado de almacenamiento de energía. *El Periódico de la Energía*.
- MITECO. (2023). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima*.
- NREL. (2018). *System Advisor Model General Description (Version 2017.9.5)*.
- NREL. (2023). *System Advisor Model (SAM) Help*.
- OMIE. (2023). *OMIE*. Obtenido de <https://www.omie.es/>
- Roca, J. A. (23 de Junio de 2023). España es el país europeo que ofrece la mayor rentabilidad para los inversores en energía solar. *El Periódico de la Energía*.
- Roca, R. (09 de Mayo de 2023). De cómo las baterías son necesarias para contrarrestar la curva de pato. *El Periódico de la Energía*.
- STATISTA. (2022). *Statista*. Obtenido de <https://es.statista.com/estudio/63338/energias-renovables-en-espana/>
- Valentín Vírseda, J. J., Chaves Ávila, J. P., Linares Llamas, P., & Ramos Galán, A. (2022). Análisis de las necesidades de almacenamiento eléctrico de España en el horizonte 2030. *Papeles de Economía Española*.

## PRESUPUESTO.

A continuación, se detalla el coste que pudiera tener el desarrollo de una metodología para optimizar un sistema fotovoltaico con almacenamiento de 1MW.

Este presupuesto se basa en el coste del personal, el material de trabajo y el software empleado, teniendo en cuenta que se trata de una investigación sin precedentes y que no pretende ejecutar obras.

### a. COSTE DE PERSONAL.

En este apartado se analizarán los costes derivados de las horas empleadas por el profesor y el alumno en este TFG.

Se considera que únicamente han participado en este trabajo la autora material del documento (alumna) y el profesor tutor. La cantidad de horas se deduce del número de horas correspondientes para la obtención de 12 créditos universitarios y las horas de reuniones semanales con el profesor tutor.

	Tiempo [h]	Mano de obra [€/h]	Subtotal [€]
Profesor tutor	50	37,70 €	1885,00 €
Alumno GITI / Graduado Ingeniería	300	17,30 €	5190,00 €
		<b>Total</b>	<b>7075,00€</b>

### b. COSTE DE MATERIAL INVENTARIABLE.

Para los costes de material se tienen en cuenta que se ha necesitado un ordenador Intel Core i7 HP. En este caso se ha utilizado el ordenador comercial HP Laptop Model 15-da0071ns de 8GB RAM.

Se utiliza la siguiente fórmula para el cálculo del coste.

$$Coste = \frac{A}{B} * C * D$$

Donde:

- $A$  es el valor del tiempo de uso del equipo, en meses
- $B$  es el periodo de amortización del equipo, en años
- $C$  es el coste del equipo
- $D$  es el porcentaje de uso del equipo durante el estudio

El coste total se muestra en la siguiente tabla:

	Descripción	Meses de uso	Periodo amort. [años]	Coste [€]	Uso del equipo [%]
Ordenador Portátil	HP 8GB RAM	4	2	750 €	90%
				<b>Total</b>	<b>1350,00 €</b>

#### c. COSTE DE SOFTWARE.

Para la realización de este TFG se han utilizado los programas software System Advisor Model para las simulaciones, Microsoft Excel para los cálculos y las gráficas, y Microsoft Word para la redacción de la memoria.

El coste del paquete de Microsoft Office 365 tiene un coste de entre 7€ y 10 € al mes. Por lo que el coste puede deducirse como:

$$\text{Coste} = 4 \text{ meses} \cdot 10 \frac{\text{€}}{\text{mes}} = 40\text{€}$$

La instalación del programa SAM, es gratuita.

	Tiempo[Meses]	Coste licencia [€]
Microsoft Office 2019	4	10 €
System Advisor Model	4	0
<b>Total</b>		<b>40 €</b>

#### d. PRESUPUESTO TOTAL.

El presupuesto para el trabajo asciende a **diez mil doscientos cuarenta y seis euros con ochenta y cinco céntimos.**

	Coste [€]
Coste de personal	7075,00 €
Coste de materiales	1350 €
Coste de software	40 €
Subtotal	8485,00 €
IVA	21%
	1781,85 €
<b>Total</b>	<b>10246,85 €</b>



## ANEXOS.

### ANEXO I: Tablas y gráficos adicionales de los resultados obtenidos.

Se incluyen a continuación, tablas adicionales que no han sido mostradas directamente en la memoria del trabajo, con el propósito de brindar al lector la posibilidad de consultarlas según su conveniencia. Estas tablas complementarias contienen información detallada y relevante que respalda los resultados y análisis presentados en el cuerpo principal del trabajo.

Número de ciclos totales y capacidad efectiva en kWh de una batería de Ion-Litio LFP en función de la profundidad de descarga, en porcentaje respecto de la capacidad total que admite la batería.

Tabla 4: Ciclos DOD. Fuente: Aplicación de System Advisor Model, ventana "Battery Life".

Depth-of-discharge (%)	Cycles Elapsed	Capacity
100	0	100
100	128	98,79
100	202	97,96
100	277	97,39
100	371	96,63
100	523	95,93
100	666	95,23
100	1012	93,95
100	1354	92,93
100	1733	91,95
100	2052	91,06
100	2384	90,23
100	2744	89,37
100	3103	88,54
100	3465	87,72
100	3830	86,92
100	4188	86,19
100	4560	85,3
100	5000	84,44
100	5374	83,74
100	5757	82,97
100	6132	82,31
100	6527	81,48
100	6926	80,75
100	7300	79,98
100	7701	79,22
100	8111	78,61
100	8495	77,66
100	8778	77,34
100	9192	76,45
100	9987	74,89
100	10829	73,43
100	11474	72,15
100	12162	70,91
100	12921	69,58
80	0	100

Depth-of-discharge (%)	Cycles Elapsed	Capacity
40	15468	79,76
40	16470	79,41
40	17477	78,93
40	18475	78,61
40	19492	78,14
40	20530	77,82
40	21542	77,44
40	22456	77,12
40	23209	77,25
40	24274	76,74
40	26229	75,97
40	28263	75,24
40	29842	74,76
40	31478	74,25
40	33293	73,87
20	0	100
20	322	97,84
20	744	96,56
20	1030	94,97
20	1861	91,34
20	2726	87,84
20	2726	87,84
20	3518	84,79
20	5462	79,25
20	7476	76,93
20	9813	77,09
20	11702	77,28
20	13699	77,91
20	15707	78,68
20	17758	79,06
20	19770	79,44
20	21691	79,51
20	23725	79,57
20	25701	79,57
20	27985	79,98
20	30010	79,82

Depth-of-discharge (%)	Cycles Elapsed	Capacity
80	161	98,41
80	301	97,14
80	448	96,02
80	645	95,07
80	831	94,3
80	1276	92,68
80	1696	91,57
80	2191	90,48
80	2596	89,66
80	3023	89,02
80	3466	88,35
80	3912	87,72
80	4375	87,05
80	4828	86,35
80	5292	85,74
80	5759	85,04
80	6297	84,34
80	7242	83,1
80	7724	82,43
80	8196	81,83
80	8678	81,06
80	9186	80,49
80	9690	79,95
80	10169	79,31
80	10623	78,8
80	11000	78,26
80	11534	77,63
80	12479	76,67
80	13496	75,59
80	14299	74,79
80	15119	73,9
80	16019	72,89
40	0	100
40	489	95,74
40	948	92,68
40	1323	89,82
40	1733	87,78
40	2690	83,77
40	3623	82,31
40	4676	82,11
40	5591	82,11
40	6507	82,18
40	7506	81,92
40	8468	81,61
40	9438	82,75
40	10407	81,8
40	11358	81,16
40	12345	80,49
40	13463	80,49
40	14484	80,08

Depth-of-discharge (%)	Cycles Elapsed	Capacity
20	31981	79,7
20	33984	79,54
20	35993	79,25
20	37950	79,06
20	40000	78,8
20	42027	78,55
20	44002	78,3
20	45809	78,04
20	47324	78,45
20	49421	77,98
20	53266	77,28
20	57263	76,61
20	60363	76,29
20	63598	75,81
20	67147	75,69
10	0	100
10	827	98,28
10	1341	97,01
10	2050	95,67
10	3697	92,43
10	5352	89,34
10	6801	86,76
10	10801	81,83
10	14594	79,19
10	19282	78,26
10	22891	78,3
10	26837	78,74
10	30819	79,19
10	34952	79,57
10	38953	79,89
10	42829	80,01
10	46812	80,14
10	50791	80,21
10	55205	80,84
10	59150	80,84
10	63094	80,91
10	67040	80,78
10	71103	80,71
10	74943	80,68
10	78957	80,52
10	82865	80,4
10	86722	80,27
10	90414	80,17
10	93306	80,52
10	97274	80,27
10	104629	79,57
10	112503	79
10	118575	78,61
10	124792	78,23
10	131609	78,17



## Hojas de cálculo con los valores numéricos de los análisis paramétricos.

A continuación, se muestran las tablas con los valores numéricos exactos de los resultados de los análisis paramétricos que se han llevado a cabo en el apartado 5.3. En estas, se pueden observar los resultados del TIR (*IRR Internal rate of return*) (%) y VAN (*NPV Net present value*) (€), así como sus variaciones porcentuales con respecto al caso de partida e incrementos en función del precio de venta (PPA Price) (€/kWh), el coste de los módulos (*Module Cost*) (€/Wdc), el coste del inversor (*Inverter Cost*) (€/Wac) y el coste de la batería (*Battery Cost*) (€/kWh).

Tabla 5. Hoja de cálculo. Resultados de TIR y VAN en función del precio de venta de la electricidad base.

run	PPA price (\$/kWh)	Variación (%)	IRR Internal rate of return (%)	Variación (%)	Incremento (%)	NPV Net present value (\$)	Variación (%)	Incremento (%)
1	0,05	-50	1,41286	-88,73	22,74	-718814	-269,26	53,85
2	0,06	-40	4,26309	-65,99	19,06	-490113	-215,4	53,85
3	0,07	-30	6,65281	-46,93	16,91	-261412	-161,55	53,85
4	0,08	-20	8,77275	-30,02	15,5	-32711,4	-107,7	53,85
5	0,09	-10	10,7163	-14,52	14,52	195989	-53,85	53,85
6	0,1	0	12,5361	0	-	424690	0	-
7	0,11	10	14,265	13,79	13,79	653391	53,85	53,85
8	0,12	20	15,9243	27,03	13,24	882092	107,7	53,85
9	0,13	30	17,5289	39,83	12,8	1,11E+06	161,55	53,85
10	0,14	40	19,0896	52,28	12,45	1,34E+06	215,4	53,85
11	0,15	50	20,6141	64,44	12,16	1,57E+06	269,26	53,85

Tabla 6. Hoja de cálculo. Resultados de TIR y VAN en función del coste de los módulos.

run	Module Cost (\$/Wdc)	Variación(%)	IRR Internal rate of return (%)	Variación(%)	Incremento(%)	NPV Net present value (\$)	Variación(%)	Incremento(%)
1	0,156	-40	13,40	6,93	3,559	503566	18,57	9,286
2	0,208	-20	12,96	3,37	1,708	464128	9,29	4,643
3	0,234	-10	12,74	1,66	1,662	444409	4,64	4,643
4	0,26	0	12,54	0,00	-	424690	0,00	-
5	0,286	10	12,33	-1,62	-1,619	404971	-4,64	-4,643
6	0,312	20	12,14	-3,20	-1,578	385252	-9,29	-4,643
7	0,364	40	11,75	-6,23	-3,038	345814	-18,57	-9,286

Tabla 7. Hoja de cálculo. Resultados de TIR y VAN en función del coste del inversor.

run	Inverter Cost (\$/Wac)	Variación(%)	IRR Internal rate of return (%)	Variación(%)	Incremento(%)	NPV Net present value (\$)	Variación(%)	Incremento(%)
1	0,03	-50,0	12,74	1,59	0,535	443602	4,45	1,484
2	0,04	-33,3	12,67	1,06	0,531	437298	2,97	1,484
3	0,05	-16,7	12,60	0,53	0,527	430994	1,48	1,484
4	0,06	0,0	12,54	0,00	-	424690	0,00	-
5	0,07	16,7	12,47	-0,52	0,522	418386	-1,48	1,484
6	0,08	33,3	12,41	-1,04	0,518	412082	-2,97	1,484
7	0,09	50,0	12,34	-1,55	0,514	405778	-4,45	1,484

Tabla 8. Hoja de cálculo. Resultados de TIR y VAN en función del coste de la batería.

run	Battery Cost (\$/kWh)	Variación(%)	IRR Internal rate of return (%)	Variación(%)	Incremento(%)	NPV Net present value (\$)	Variación(%)	Incremento(%)
1	91,2	-40,0	14,57	16,19	8,598	596540	40,46	20,232
2	121,6	-20,0	13,49	7,59	3,907	510615	20,23	10,116
3	136,8	-10,0	13,00	3,68	3,681	467653	10,12	10,116
4	152,0	0,0	12,54	0,00	-	424690	0,00	-
5	167,2	10,0	12,10	-3,47	3,474	381728	-10,12	10,116
6	182,4	20,0	11,69	-6,76	3,288	338766	-20,23	10,116
7	212,8	40,0	10,93	-12,84	6,081	252841	-40,46	20,232

---

## ANEXO II: System Advisor Model. Descripción del programa y manual de uso.

Como bien se indica en el documento de presentación del programa (NREL, 2018) perteneciente a su página a web, el System Advisor Model (SAM) es una herramienta de software diseñada para apoyar la toma de decisiones en la industria de la energía renovable. Está dirigido a una gran variedad de profesionales, como gerentes de proyectos, ingenieros, desarrolladores de tecnología, investigadores, etc.

Una de las características destacadas de SAM es su capacidad para modelar diversos tipos de sistemas de energía renovable. Puede simular sistemas fotovoltaicos, desde pequeñas instalaciones residenciales hasta grandes proyectos a escala de servicios públicos. También puede modelar el almacenamiento de baterías utilizando tecnologías como iones de litio, plomo-ácido o baterías de flujo.

Además, SAM permite simular sistemas de energía solar concentrada, como colectores cilindro-parabólicos, torres de concentración y sistemas lineales de Fresnel, utilizados en la generación de electricidad y calor de procesos industriales. También es capaz de modelar sistemas de energía eólica, desde turbinas individuales hasta grandes parques eólicos, así como sistemas de energía marina basados en olas y mareas.

Otros sistemas que se pueden modelar incluyen la generación de energía geotérmica, la combustión de biomasa para la generación de electricidad, sistemas de calentamiento solar de agua, pilas de combustible y sistemas fotovoltaicos de alta concentración.

Una característica clave del programa es su conjunto de modelos financieros, que permiten evaluar la viabilidad económica de diferentes proyectos de energía renovable. Estos modelos abarcan distintos tipos de proyectos, como aquellos en los que el sistema de generación se encuentra en el lado del cliente, y la energía producida se emplea para reducir la factura de la electricidad de éste. SAM también es capaz de analizar proyectos de acuerdo de compra-venta de energía (PPA), en aquellas modalidades que el sistema esté conectado a la red y los ingresos provienen de la venta de energía. Además, ofrece opciones de análisis para proyectos de propiedad de terceros, en los que el sistema es instalado y propiedad de una entidad separada, donde el cliente anfitrión es compensado por la energía generada a través de un acuerdo de PPA o arrendamiento.

En conclusión, se trata de una potente herramienta que permite a profesionales del sector de las energías renovables modelar y evaluar diversos sistemas de generación de energía, así como analizar la viabilidad económica de estos proyectos. Su versatilidad y capacidad para abarcar una amplia gama de tecnologías lo convierten en un instrumento valioso a la hora de tomar decisiones informadas en este sector que se encuentra en constante evolución.

Se detallan a continuación los pasos a seguir para la instalación del programa:

1. *Click* en el siguiente [link](#) que lleva a la página web de descarga del SAM. Esta ventana permite descargar la versión más reciente del programa, así como versiones más antiguas.

- ▼ SAM Versions
- Version 2021.12.02
- Version 2020.11.29
- Version 2020.2.29
- Version 2018.11.11
- Version 2017.9.5
- Version 2017.1.17
- Version 2016.3.14
- Version 2015.6.30
- Version 2015.1.30
- Version 2014.11.24
- Version 2014.1.14
- Version 2013.1.15
- Version 2012.11.30
- Version 2012.5.11
- Version 2011.12.2
- Version 2011.6.30
- Version 2010.11.9
- Version 2010.4.12
- Version 2009.10.13
- Version 3.0.3.0
- Version 2.5.0.2

## SAM Downloads

The current version of SAM is SAM 2022.11.21 Revision 3, SSC 280. Use the Download buttons below to download the current version for Windows, Mac, or Linux.

When you first run SAM, you will need to **register SAM**: Type your email address and, if you are new to SAM, click **Register** to receive a free software key, or paste your existing key and click **Confirm** to confirm your existing key. (If you lost your key, either copy it from the Registration page of an older version of SAM, or click **Confirm** without typing a key to have it automatically emailed to you.)

If you have an older version of SAM on your computer, when you install the new version, it will install side-by-side with older versions(s). Different versions of SAM are independent of each other, so you can install and run different versions simultaneously for comparisons. You can remove (uninstall) older versions of SAM when you are finished using them.

If you need to download an older version of SAM, use the list on the left to find the version you need.

- Release Notes
- Help System as PDF
- Help System as Website
- Introductory Video

DView is SAM's data viewer that displays hourly and subhourly time series data in graphs and tables. Legacy versions of DView as a standalone application are available from the [BEopt website](#).

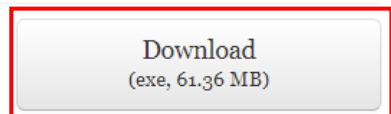
Figura 64. Pantalla inicial de descarga del SAM.

- Hacer *scroll* hacia abajo para ver el botón de descarga de la versión más reciente, en este caso la 2022.11.21 Revision 3, y hacer *click* en "Download". Se recuerda que SAM está disponible también para MAC y Linux.

### SAM 2022.11.21 for Windows

• 27312 downloads

SAM 2022.11.21 requires Windows 11/10/8 (64-bit). Please [let us know](#) if you have any trouble installing SAM.



sam-windows-2022-11-21-r3.exe

### Windows Installation Instructions

- Double click the `.exe` installation file and follow the instructions in the installation wizard. By default SAM will install in the `c:/SAM/2022.11.21` folder.

Figura 65. Botón de descarga del SAM para Windows.

- Por último, seguir las instrucciones de instalación que aparecerán en pantalla una vez se haya descargado y se haya abierto el archivo con la extensión `.exe`, tal y como se muestra en la imagen superior.